

APPROFONDIMENTI**ACCESSO ALL'ENERGIA E OBIETTIVI DI SVILUPPO GLOBALI***Di Matteo Leonardi REF - E*

Il 14% della popolazione mondiale, stando ai dati della IEA è ancora priva di accesso al servizio elettrico. Si tratta di circa 1 miliardo di persone. Per quanto dal 2000 nel mondo siano state create circa 1,2 miliardi di nuove connessioni, prevalentemente nei paesi asiatici, il contestuale aumento demografico non ha di fatto permesso di diminuire il numero assoluto di persone prive di accesso. Di queste, sempre stando alle stime dell'Agenzia, oltre l'80% risiede in zone rurali. Nello scenario al 2030 la IEA prevede che con i piani nazionali ed internazionali di sviluppo delle infrastrutture energetiche la percentuale possa scendere all'8%. Oltre la metà delle nuove connessioni non sarà garantita da connessioni alla rete nazionale ma da soluzioni off-grid (29%) e da mini-grid (34%). Il 60% delle nuove connessioni sarà sostenuta dallo sviluppo di fonti rinnovabili (IEA, energy access outlook, 2017).

Con la presentazione dei Sustainable Development Goal (SDG) da parte delle Nazioni Unite nel 2015, l'accesso al servizio elettrico è diventato uno dei 17 obiettivi di sviluppo sostenibile. L'SDG numero 7 prevede di garantire entro il 2030 affordable and clean energy per tutta la popolazione mondiale. L'obiettivo non è solo declinato nel settore dell'energia elettrica ma comprende anche l'accesso a forme moderne di energia per gli usi domestici, nella cui dimensione si calcola come circa 4 miliardi di persone impieghino ancora la biomassa in usi tradizionali.

E' la prima volta che l'accesso all'energia diventa un obiettivo di sviluppo a livello globale.

Ancora nei Millenium Development Goals (MDG) delle Nazioni Unite per il 2015 (otto obiettivi in termini di lotta alla povertà,

educazione, uguaglianza di genere, sanità, sviluppo fissati nel 2000) non si faceva menzione all'energia, il cui lemma non compare nemmeno una volta nel testo della dichiarazione del Millennio. L'energia è sempre stata considerata un mezzo per lo sviluppo e non un obiettivo fine a se stesso. Tuttavia proprio l'esperienza nel perseguire gli MDGs ha mostrato come nessuno degli obiettivi di sviluppo sia raggiungibile senza l'accesso a forme moderne di energia. Sviluppo ed energia sono contestuali. La mancanza all'accesso all'energia è causa e conseguenza del mancato sviluppo.

Come raggiungere obiettivi nel campo dell'educazione e della sanità senza energia? Come pensare di promuovere l'uguaglianza di genere se il tempo delle donne e delle bambine è impiegato per raccogliere legna, accudire il fuoco, procurare l'acqua senza accesso alla tecnologia?

Contestualmente su più fronti a livello mondiale emergeva il tema dell'estensione delle infrastrutture energetiche nei paesi in via di sviluppo. Nelle trattative sugli accordi per i cambiamenti climatici si evidenziava come gli impatti del climate change fossero particolarmente severi nei paesi in via di sviluppo, privi di infrastrutture e tecnologie per adattarsi a tali cambiamenti. Sullo sfondo emergeva un nuovo orientamento delle imprese elettriche nazionali dei paesi sviluppati, che, a seguito del processo di liberalizzazione nei propri paesi, si affacciavano con crescente interesse sui nuovi mercati. Non certo in secondo piano, poi, lo sviluppo e la riduzione dei costi della generazione elettrica da fonte solare e le tecnologie delle reti intelligenti (smart grids), particolarmente adatte all'accesso all'energia nei contesti in via di sviluppo.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO**REPORT/ FEBBRAIO 2018**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Accesso all'energia e obiettivi di sviluppo globali

*Di Matteo Leonardi REF - E***NOVITA' NORMATIVE**

pagina 29

APPUNTAMENTI

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio il PUN si attesta a 57,00 €/MWh, tornando a registrare un lieve rialzo rispetto all'anno precedente. Nettamente più decisa la ripresa su base mensile, realizzatasi, in particolare, nell'ultima parte del mese, quando le quotazioni del gas, combustibile di riferimento del parco termoelettrico nazionale, sono andate progressivamente crescendo sotto la sferzata dell'ondata di gelo che ha investito l'Europa. Localmente, si riduce su base annuale il differenziale tra prezzo di vendita del Nord, pressoché invariato a 57 €/MWh, e quello del Sud, in risalita a 55 €/MWh. In crescita anche la Sicilia, con 63 €/MWh. Lato volumi, la forte crescita registrata su base annua dagli acquisti nazionali traina l'incremento, il primo da settembre,

delle quantità scambiate nel MGP (24,0 TWh, +3,6%), risultando soddisfatta dalle vendite estere (importazioni), salite ai massimi degli ultimi due anni (oltre 7.100 MWh). In lieve calo rispetto al 2017, invece, le vendite nazionali, con una flessione degli impianti a fonte tradizionale che annulla, anche questo mese, la contemporanea crescita dell'idrico e dell'eolico. In flessione tendenziale e congiunturale, infine, la liquidità del mercato, scesa al 71,1%.

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica delinea prospettive di prezzo stabili o in ribasso per i prodotti baseload, con il prodotto Marzo 2018 che chiude a 49,45 €/MWh (-0,7%). Al secondo rialzo consecutivo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A febbraio il prezzo medio di acquisto (PUN) si attesta a 57,00 €/MWh, livello poco più alto rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,46 €/MWh, +2,6%), ma nettamente superiore a quello di gennaio (+8,00 €/MWh, +16,3%). In un mese caratterizzato da una domanda nazionale molto elevata, sul livello più alto dell'ultimo anno e mezzo (escluso luglio 2017) e ai massimi degli ultimi cinque anni per febbraio, la crescita del PUN rispetto al mese precedente si accentua in particolare sul finire del mese, quando, in corrispondenza di una brusca discesa delle temperature su tutto il continente, si assiste ad un repentino rialzo delle quotazioni del gas al PSV, passate da 21 €/MWh della prima parte del mese a 41

€/MWh degli ultimi giorni, con una contemporanea ascesa dei prezzi elettrici nazionali da 51 €/MWh a 78 €/MWh. Su base annuale, invece, l'impulso rialzista prodotto dai maggiori acquisti e dai più elevati costi del gas (PSV: +3 €/MWh circa) appare parzialmente mitigato dal netto incremento di energia a prezzi più competitivi importata, in particolare dalla frontiera Svizzera, e venduta in ambito nazionale, soprattutto da impianti idrici ed eolici. L'analisi per gruppi di ore mostra sia rispetto a gennaio che al 2017 rincari più intensi nelle ore di picco (rispettivamente +9,94/+2,26 €/MWh; +17,6/+3,5%), con il rapporto picco/baseload pressoché invariato a 1,16 (Grafico 1 e Tabella 1).

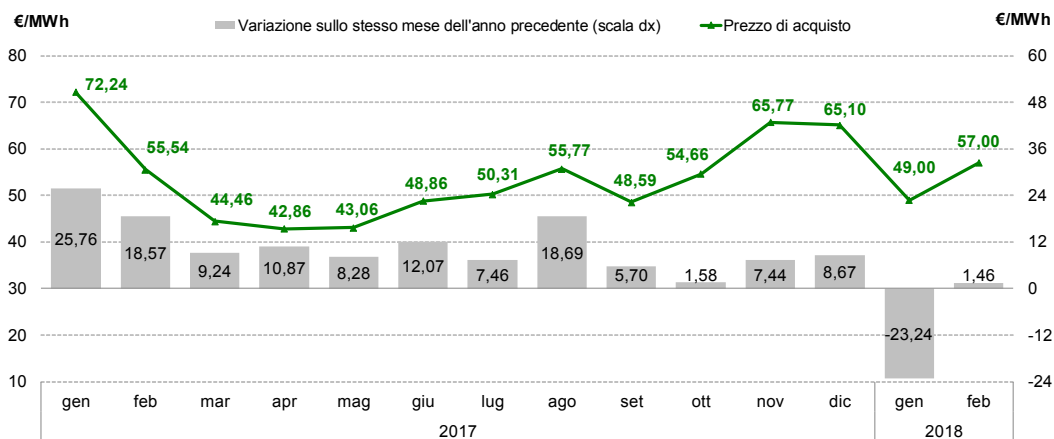
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	57,00	55,54	+1,46	+2,6%	25.458	+0,6%	35.789	+3,6%	71,1%	73,3%
<i>Picco</i>	66,38	64,12	+2,26	+3,5%	30.834	-1,0%	43.726	+3,4%	70,5%	73,7%
<i>Fuori picco</i>	51,79	50,77	+1,02	+2,0%	22.472	+1,8%	31.379	+3,8%	71,6%	73,0%
<i>Minimo orario</i>	28,46	35,10			16.043		23.182		63,9%	65,4%
<i>Massimo orario</i>	159,40	100,11			34.177		47.586		78,7%	78,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

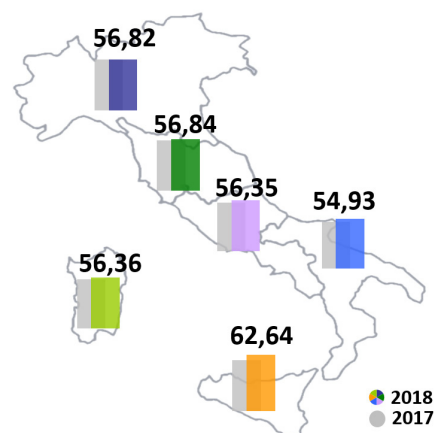
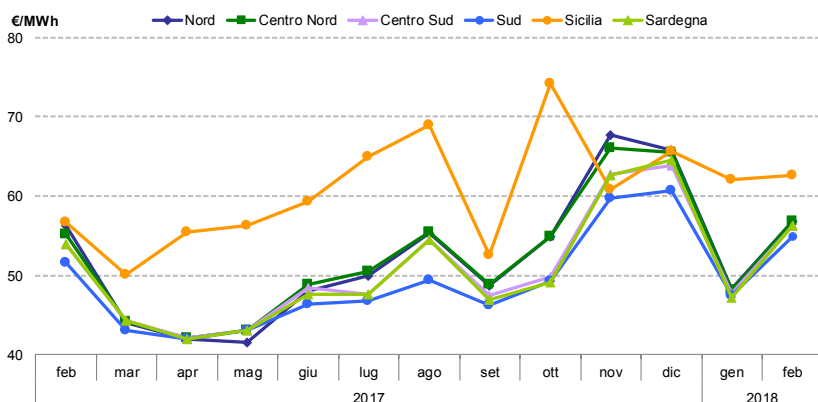


I prezzi di vendita, attestatisi sui 55/57 €/MWh nelle zone peninsulari ed in Sardegna, mostrano al pari del Pun, dinamiche di crescita più intense su base mensile (+16/+19%), connesse, oltre alle criticità climatiche di fine mese, ad un aumento degli acquisti nelle zone centro-settentrionali e ad un maggior ricorso ai più costosi impianti a fonte tradizionale. Su base annuale, invece, le zone centro-meridionali in crescita del 5/6%, risultano più spesso allineate

al Nord (+1%), in presenza di una più ampia offerta estera e di una minore disponibilità di offerta a più basso costo al meridione, con quest'ultima parzialmente indotta anche dalla riduzione del limite di transito in import da Rossano nella settimana centrale del mese. Sempre più alto, infine, il prezzo in Sicilia (63 €/MWh, +1/+11%), caratterizzata dalla formazione di prezzi a 0 €/MWh in sette ore del 15 febbraio (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,1 TWh, registra una crescita tendenziale del 3,6%, la prima da fine estate. In debole aumento i volumi transitati nella borsa elettrica, a 17,1 TWh (0,6%), sostenuti anche questo mese, lato offerta, dall'incremento dall'import e, lato domanda, dallo sbilanciamento a programma nei conti energia

in immissione. In decisa ripresa, la più intensa da oltre tre anni, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 6,9 TWh, (+12,1%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato, pur confermandosi tra i livelli più alti da luglio, ripiega al 71,1%, in flessione di circa 2 punti percentuali sia su base annuale che mensile (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

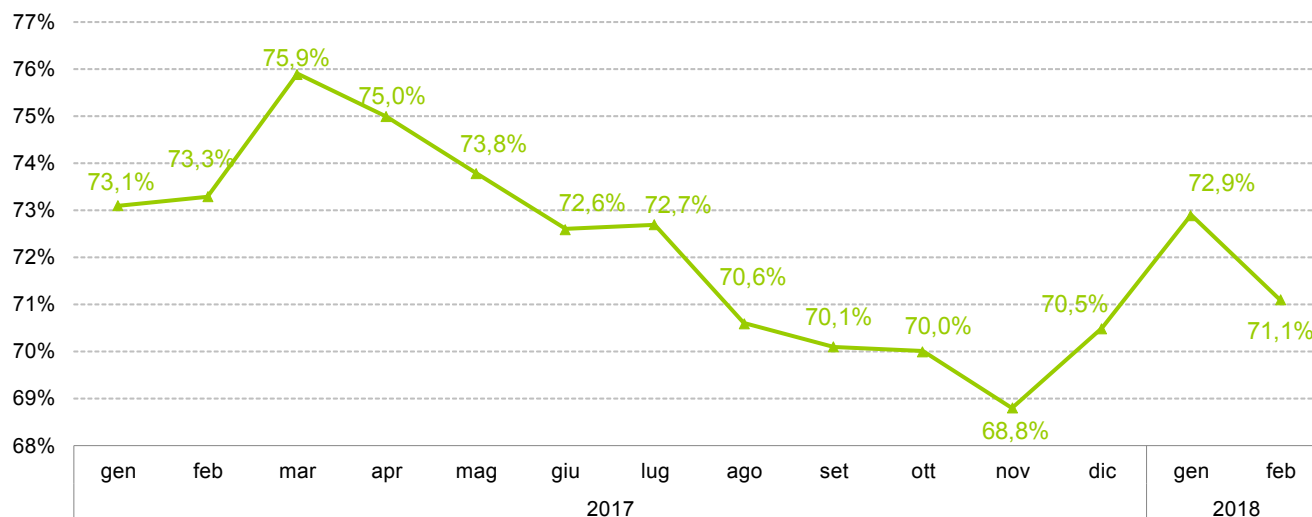
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.107.968	+0,6%	71,1%
Operatori	10.790.609	-3,3%	44,9%
GSE	1.889.047	-14,6%	7,9%
Zone estere	4.428.312	+21,6%	18,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.942.127	+12,1%	28,9%
Zone estere	368.358	+135,5%	1,5%
Zone nazionali	6.573.769	+8,9%	27,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.050.095	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.850.750	+14,9%	
OFFERTA TOTALE	41.900.845	+8,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.107.968	+0,6%	71,1%
Acquirente Unico	3.841.507	-12,1%	16,0%
Altri operatori	9.061.021	+2,2%	37,7%
Pompaggi	12.649	+124,0%	0,1%
Zone estere	350.015	-39,3%	1,5%
Saldo programmi PCE	3.842.775	+20,4%	16,0%
PCE (incluso MTE)	6.942.127	+12,1%	28,9%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	511.944	+93,7%	2,1%
Zone nazionali altri operatori	10.272.958	+12,7%	42,7%
Saldo programmi PCE	-3.842.775	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.050.095	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	682.962	+47,7%	
DOMANDA TOTALE	24.733.057	+4,5%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'analisi della domanda mostra acquisti nazionali pari a 23,7 TWh, in crescita tendenziale progressivamente più intensa nell'ultimo semestre, che a febbraio raggiunge +4,8% anche in corrispondenza delle basse temperature di fine mese. A livello locale l'incremento è diffuso e compreso tra il 3,8% del Centro Sud e l'11,4% della Sardegna. Al pari degli otto mesi precedenti calano ancora, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a meno di 0,4 TWh (-40,1%) (Tabella 4).

Sotto la spinta di una maggiore domanda di energia, sul lato dell'offerta, le vendite di energia elettrica nazionali registrano la più modesta flessione tendenziale dell'ultimo semestre, concentrata esclusivamente nelle zone centrali, attestandosi a 19,3 TWh (-0,8%). Non si arresta, d'altro canto, la crescita delle importazioni di energia dall'estero, in particolare sulla frontiera Svizzera, salite in media oraria ai massimi degli ultimi due anni, e pari complessivamente a 4,8 TWh (+26,2%) (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	18.665.276	27.776	+3,2%	9.351.548	13.916	+0,6%	13.531.646	20.136	+4,1%
Centro Nord	2.277.123	3.389	-4,9%	1.501.268	2.234	-6,2%	2.523.941	3.756	+4,8%
Centro Sud	4.276.375	6.364	+9,8%	2.362.192	3.515	-13,8%	3.642.947	5.421	+3,8%
Sud	7.420.866	11.043	+22,8%	4.222.178	6.283	+4,1%	1.866.518	2.778	+8,0%
Sicilia	2.878.484	4.283	+2,9%	956.786	1.424	+8,9%	1.416.715	2.108	+6,1%
Sardegna	1.450.109	2.158	+3,3%	859.454	1.279	+2,6%	718.312	1.069	+11,4%
Totale nazionale	36.968.233	55.012	+6,8%	19.253.425	28.651	-0,8%	23.700.080	35.268	+4,8%
Esteri	4.932.612	7.340	+19,3%	4.796.670	7.138	+26,2%	350.015	521	-40,1%
Sistema Italia	41.900.845	62.352	+8,1%	24.050.095	35.789	+3,6%	24.050.095	35.789	+3,6%

In termini di fonti, anche a febbraio la contrazione delle vendite nazionali appare assorbita esclusivamente dagli impianti a fonte tradizionale (-4,2%), tra cui solo quelli a gas si mantengono stabili sui livelli di un anno fa. Ancora in crescita, invece, gli impianti a fonte rinnovabile (+8,0%),

trainati anche questo mese da una maggiore idraulicità (+14,1%), in particolare al Nord, e ventosità (+16,4%) al Sud ed in Sicilia (Grafico 4). Ne consegue che la quota delle vendite a fonte rinnovabile sale al 30,6%, guadagnando oltre 2 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	10.288	-5,6%	903	-7,9%	2.372	-16,7%	4.427	+3,9%	735	-3,6%	1.002	+20,1%	19.727	-4,2%
Gas	8.151	-3,8%	841	-6,9%	843	-29,1%	3.812	+20,6%	665	-8,3%	398	+49,6%	14.711	-0,1%
Carbone	832	-20,9%	-	-100,0%	1.285	-9,9%	-	-	-	-	518	+13,0%	2.634	-10,5%
Altre	1.306	-4,5%	62	-13,9%	245	+5,0%	615	-44,1%	70	+88,7%	86	-21,7%	2.382	-18,4%
Fonti rinnovabili	3.513	+23,7%	1.331	-5,0%	1.097	-4,1%	1.856	+4,6%	689	+26,3%	277	-32,6%	8.763	+8,0%
Idraulica	2.367	+40,3%	403	-13,8%	551	+7,6%	355	-20,9%	101	-4,9%	27	-76,0%	3.804	+14,1%
Geotermica	-	-	665	-1,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	665	-1,4%
Eolica	6	-30,4%	28	-12,4%	335	-13,0%	1.229	+24,2%	508	+54,7%	194	-16,4%	2.299	+16,4%
Solare e altre	1.140	-0,4%	235	+3,6%	211	-14,5%	272	-19,2%	80	-27,9%	56	-16,9%	1.995	-6,5%
Pompaggio	115	+21,9%	-	-	46	-46,7%	-	-	-	-	-	-100,0%	161	-11,4%
Totale	13.916	+0,6%	2.234	-6,2%	3.515	-13,8%	6.283	+4,1%	1.424	+8,9%	1.279	+2,6%	28.651	-0,8%

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

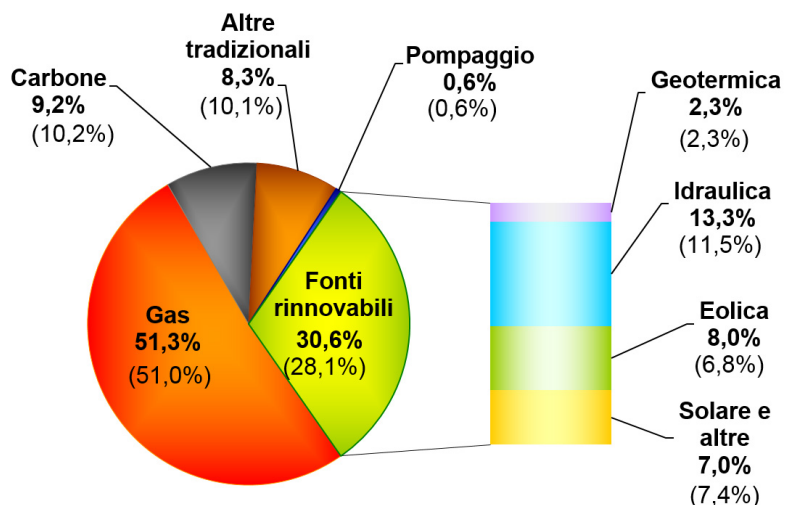
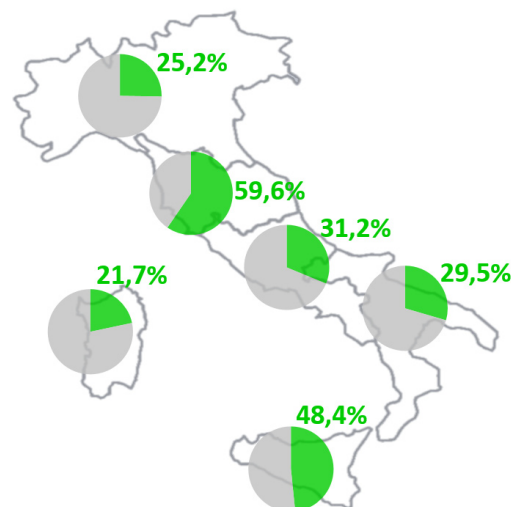


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling alloca in import sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità pressoché invariata rispetto al 2017 (3.503 MWh, +35 MWh), mentre più che dimezzata appare la capacità in export (319 MWh, -735 MWh), dinamica quest'ultima che ha riguardato in particolare il confine sloveno con l'azzeramento delle esportazioni (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) si riduce del 7/9% su tutte le frontiere, con il market coupling che alloca oltre l'87% della capacità disponibile sulla frontiera francese, superando il 95% quella austriaca e slovena. Su quest'ultima frontiera si osserva, in particolare, un incremento superiore ai 40 p.p. che ha quasi annullato 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	2.851 (3.168)	2.594 (2.687)	99,4% (98,8%)	76,2% (58,9%)	1.164 (1.111)	319 (374)	0,6% (1,0%)	- (-)
Italia - Austria	279 (282)	279 (281)	99,9% (99,0%)	99,9% (98,5%)	134 (152)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	653 (716)	631 (501)	100,0% (77,8%)	87,8% (31,0%)	669 (669)	- (361)	- (21,3%)	- (3,9%)

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

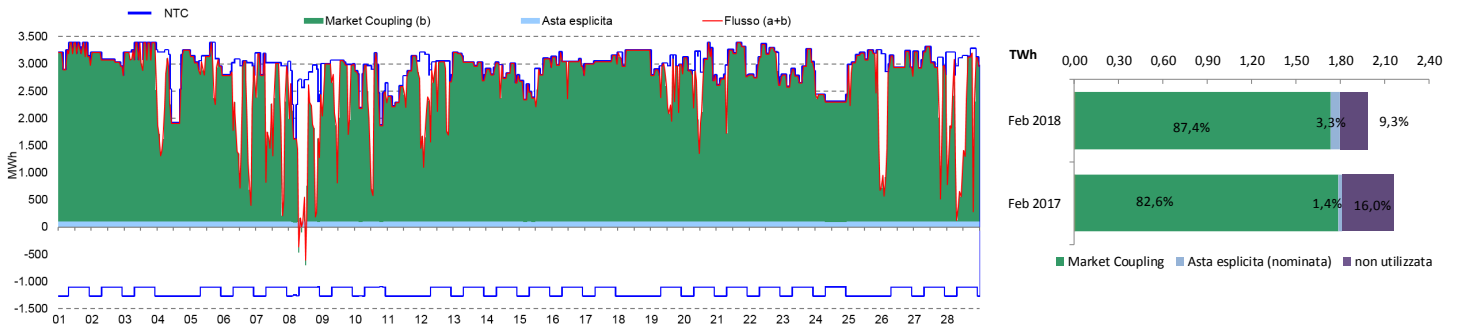


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

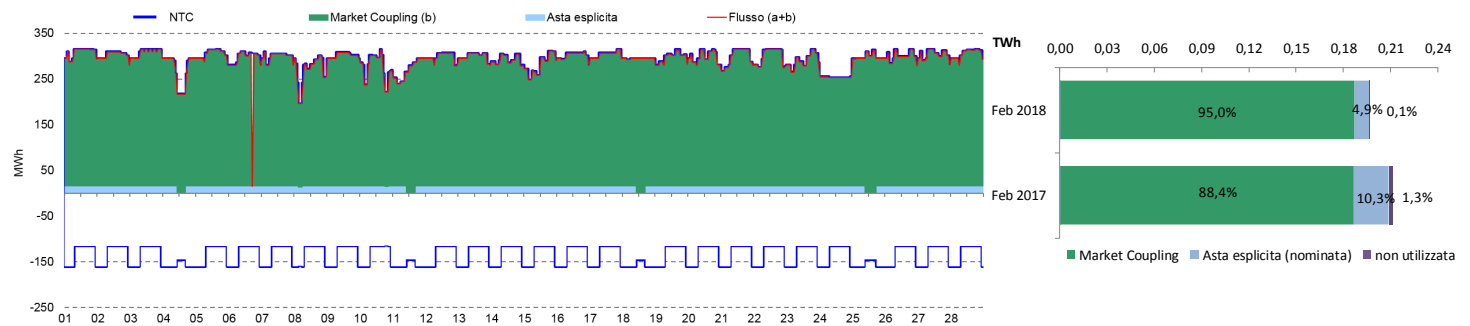
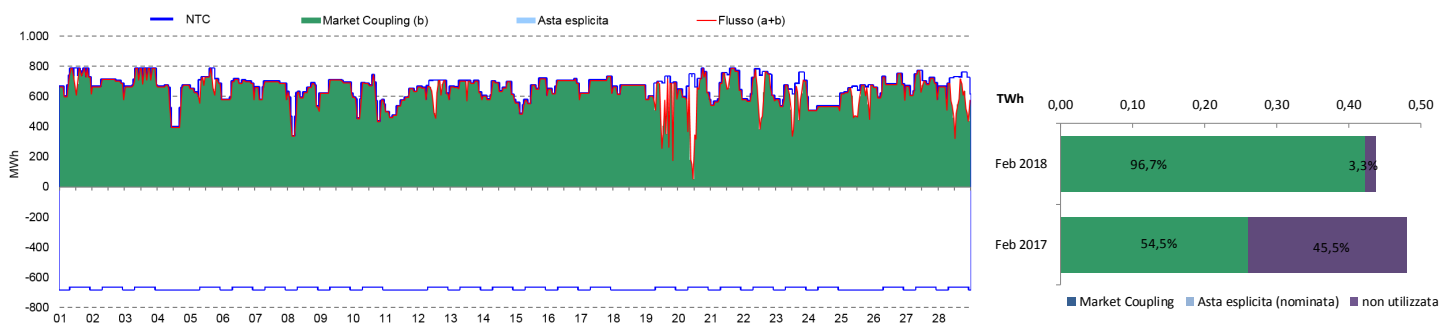


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 56,56 €/MWh, registra a febbraio, analogamente al PUN, un modesto incremento tendenziale ed un più intenso rialzo congiunturale, rispettivamente del 5,8% e 16,6% (Grafico 9). Il confronto con il PUN evidenzia un prezzo di acquisto su MI inferiore di 0,44 €/MWh contro i 2,06 €/MWh di un anno fa. A livello di singoli mercati l'incremento dei prezzi è compreso tra il 5% circa di

MI2, MI3 ed MI5 e l'8% di MI4 ed MI7 e il confronto con il PUN mostra quotazioni allineate su MI1 e inferiori sugli altri mercati, in particolare su MI3 (-3,6%) e MI5 (-4,7%) (Figura 1 e Grafico 10).

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, alla sesta flessione tendenziale consecutiva, si attestano 1,9 TWh (-16,8%), dinamica che si concentra nei primi due mercati e su MI6 (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

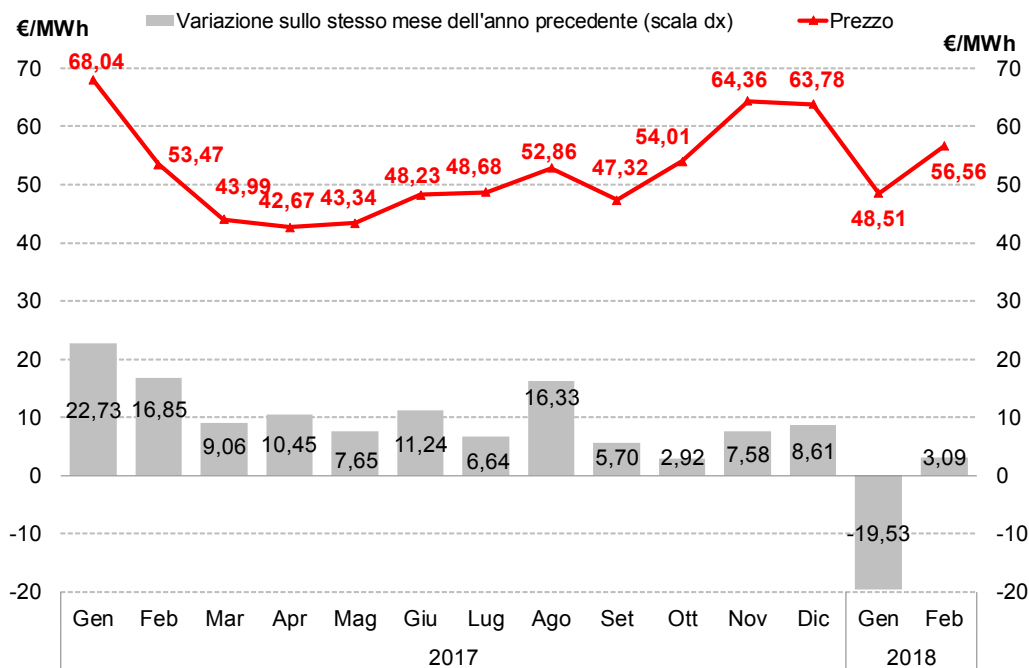
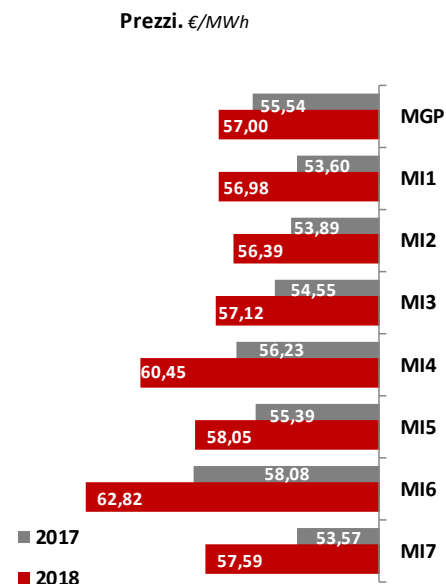


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

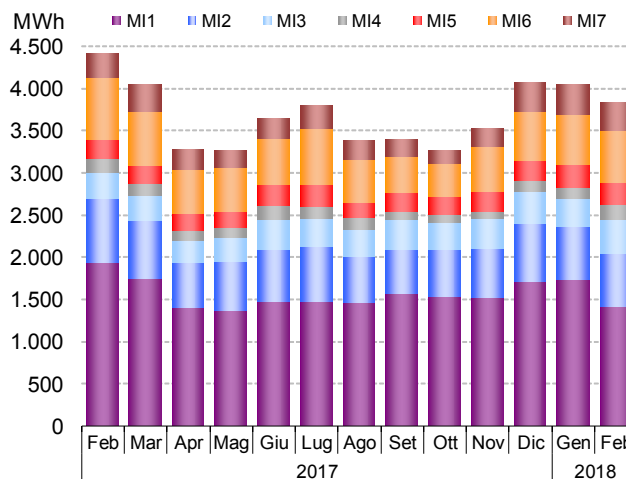
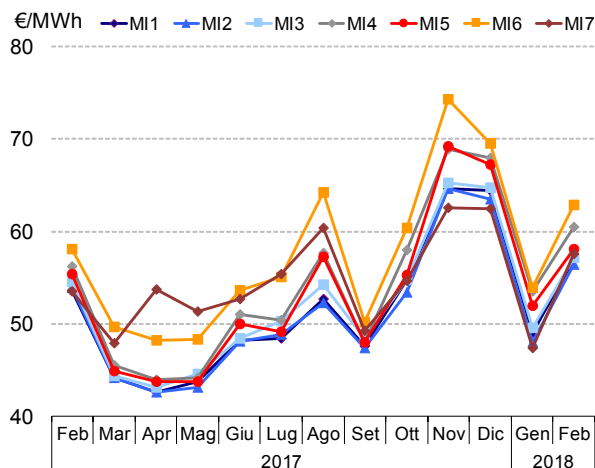
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	57,00	+2,6%	24.050.095	35.789	+3,6%
MI1 (1-24 h)	56,98 (-0,0%)	+6,3%	948.802	1.412	-26,7%
MI2 (1-24 h)	56,39 (-1,1%)	+4,6%	417.074	621	-18,6%
MI3 (5-24 h)	57,12 (-3,6%)	+4,7%	222.756	398	+28,8%
MI4 (9-24 h)	60,45 (-1,5%)	+7,5%	85.691	191	+16,0%
MI5 (13-24 h)	58,05 (-4,7%)	+4,8%	87.281	260	+14,7%
MI6 (17-24 h)	62,82 (-0,8%)	+8,2%	135.652	606	-17,5%
MI7 (21-24 h)	57,59 (-1,0%)	+7,5%	38.209	341	+18,1%



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



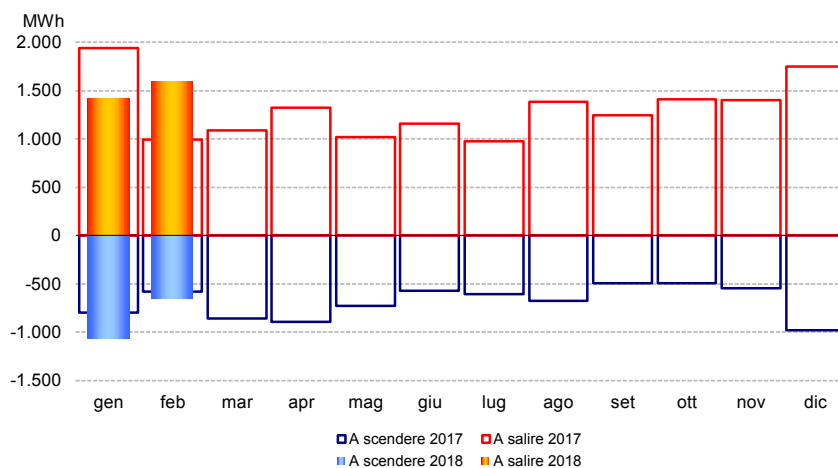
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire si attestano a 1,1 TWh, superiori del 60% rispetto a febbraio 2017. Più debole l'incremento delle

vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,4 TWh (+13,2%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

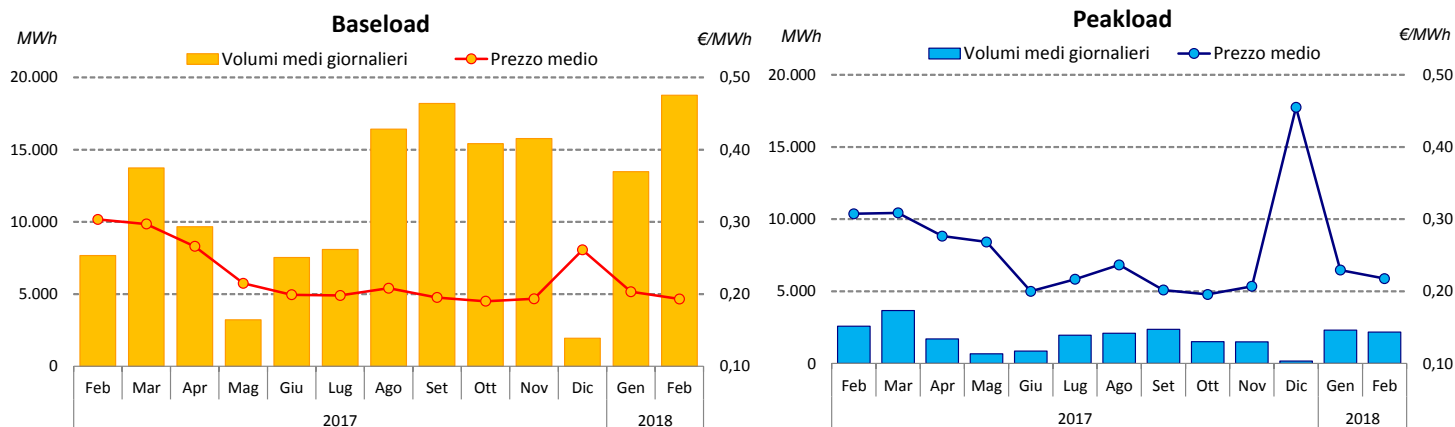
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 301 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 218 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con questo profilo si attesta mediamente a 0,19 €/MWh nei 27 giorni di flusso del mese, mentre per quelli con profilo peakload a 0,22 €/MWh nei 20 giorni di flusso,

entrambi in netta flessione rispetto agli oltre 0,30 €/MWh di un anno fa. I volumi complessivamente scambiati su MPEG risultano pari a 0,6 TWh, livello massimo in media oraria nel seppur breve periodo di operatività del mercato, oltre il 90% dei quali riferiti ancora 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	218	27/28	0,19	0,18	0,20	506.880	18.773
Peakload	83	20/20	0,22	0,19	0,50	43.584	2.179
Totale	301					550.464	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 11 negoziazioni, tutte riferite a prodotti baseload, per complessivi 117 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 862 GWh, in calo del 3,9% su gennaio. I prezzi appaiono stabili o in flessione, ad eccezione dei

prodotti Marzo e III Trimestre 2018 peakload (Tabella 7 e Grafico 12). Il prodotto Marzo 2018 chiude il suo periodo di trading a 49,45 €/MWh sul baseload ed a 58,87 €/MWh sul peakload, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 138 e 8 MW, per complessivi 105 GWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

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
Marzo 2018	49,45	-0,7%	4	25	-	25	127,3%	138	102.534
Aprile 2018	43,42	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2018	42,43	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2018	49,84	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	45,20	+0,4%	2	7	-	7	-56,3%	140	305.760
III Trimestre 2018	50,35	-0,9%	1	2	-	2	-86,7%	124	273.792
IV Trimestre 2018	53,90	+0,0%	-	-	-	-	-	99	218.691
I Trimestre 2019	52,46	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	48,00	-4,4%	4	9	-	9	-	7	61.320
Totale			11	43	-	43			859.563

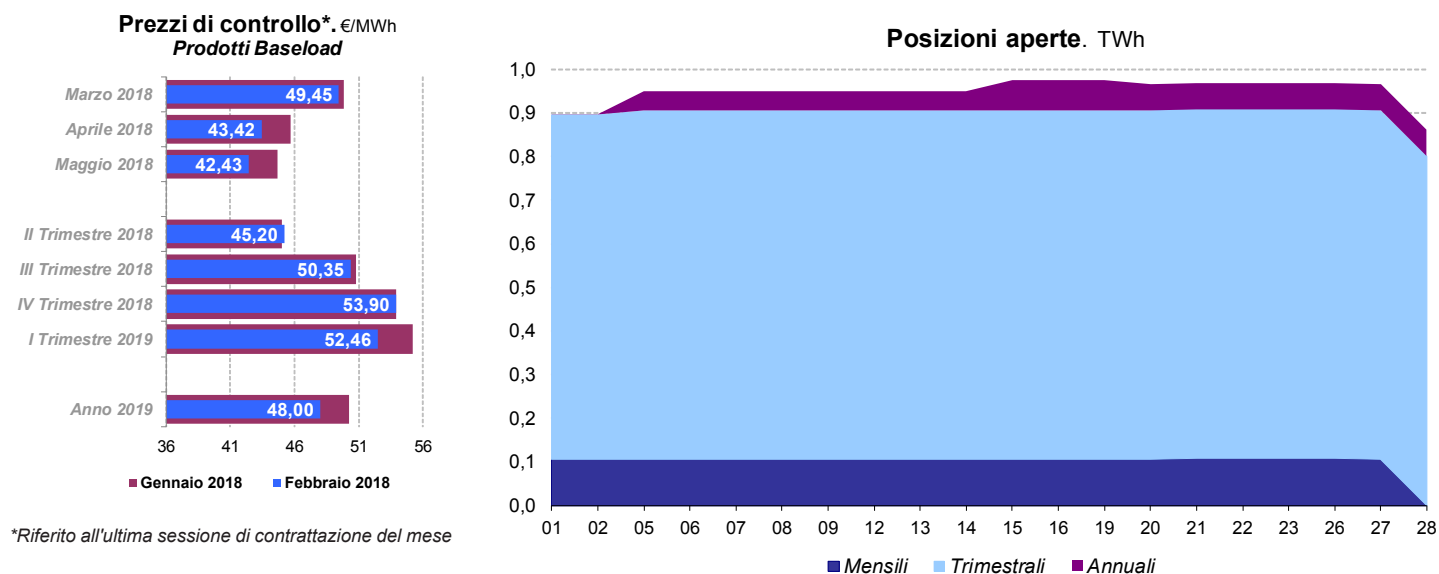
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Marzo 2018	58,87	+7,7%	-	-	-	-	-	8	2.112
Aprile 2018	46,44	-4,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2018	46,74	-4,5%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2018	57,10	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	49,99	-0,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	58,12	+3,4%	-	-	-	-	-	3	2.340
IV Trimestre 2018	66,56	-1,2%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	60,43	-6,8%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	54,57	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	0	-	0			2.340
TOTALE			11	43	-	43			861.903

* 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 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a febbraio 2018, pari a 24,6 TWh, registrano il secondo incremento tendenziale (+2,7%) dopo due anni di cali.

In crescita sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali, attestatesi a 24,0 TWh (+1,4%), che le più modeste negoziazioni concluse su MTE (102 GWh contro i 66 GWh di un anno fa) e sul MPEG (da 266 a 550 GWh) (Tabella 8). Positivo, come a gennaio, anche il trend della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari

a 13,0 TWh (+7,0%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, scende 1,89, in lieve ripresa congiunturale ma ancora in calo su un anno fa (Grafico 13).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,9 TWh, registrano una crescita tendenziale 12,1%, mentre i relativi sbilanciamenti a programma, pari 6,1 TWh, solo dell'1,7%. Dal lato prelievo, i programmi registrati, salgono a 10,8 TWh (+14,9%), mentre si riducono i relativi sbilanciamenti a programma, scesi a 2,3 TWh (-19,6%).

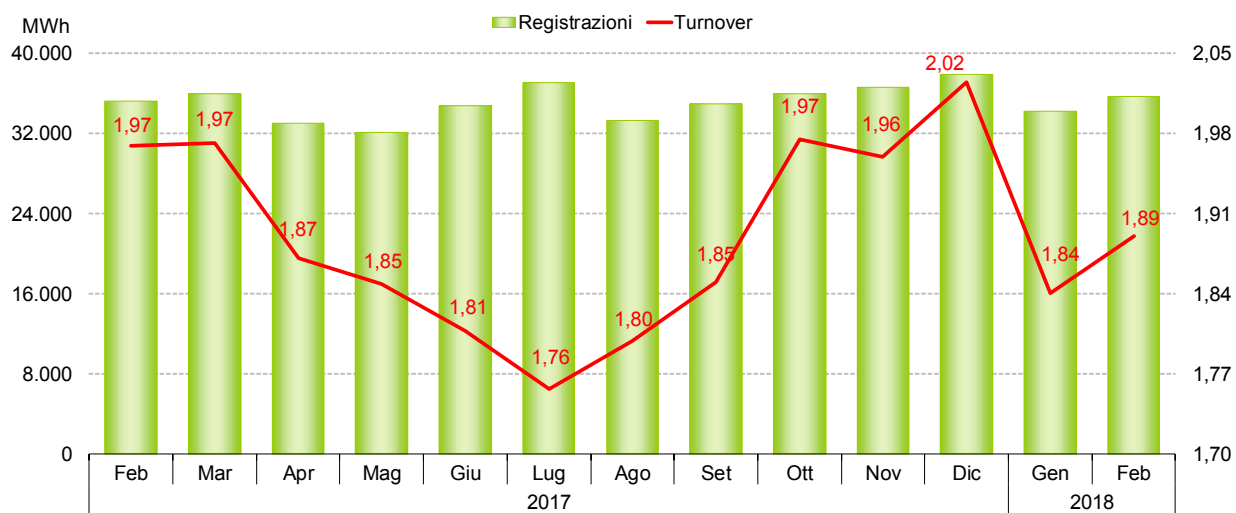
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.025.543	+4,6%	24,4%	Richiesti	8.628.735	+15,2%	100,0%	10.909.665	+14,2%	100,0%
<i>Off Peak</i>	56.316	- 73,3%	0,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.997.111	+27,9%	46,3%	269	-96,9%	0,0%
<i>Peak</i>	226.647	+35,8%	0,9%	Rifiutati	1.686.608	+30,3%	19,5%	124.762	-26,5%	1,1%
<i>Week-end</i>	1.200	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.686.207	+30,5%	19,5%	0	-96,2%	0,0%
Totale Standard	6.309.706	+2,8%	25,6%							
Totale Non standard	17.683.329	+0,9%	71,8%	Registrati	6.942.127	+12,1%	80,5%	10.784.902	+14,9%	98,9%
PCE bilaterali	23.993.036	+1,4%	97,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.310.904	+26,1%	26,8%	268	-96,9%	0,0%
MTE	102.000	+53,7%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	6.097.127	+1,7%		2.254.351	-19,6%	
MPEG	550.464	+106,7%	2,2%	Saldo programmi	-	-		3.842.775	+20,4%	
TOTALE PCE	24.645.500	+2,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.039.254	+7,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio l'ondata di freddo che ha caratterizzato gli ultimi giorni del mese ha spinto i consumi di gas naturale in Italia sui livelli più alti dal 2012; in particolare sono quelli del settore civile a mostrare la crescita tendenziale più consistente (+20%), seguiti dai consumi del settore industriale. Arretra invece il settore termoelettrico che non replica la buona performance mostrata l'anno precedente in concomitanza delle tensioni sulla borsa elettrica francese. Sul lato offerta, la ripresa viene sostenuta dalle importazioni di gas naturale e dalle erogazioni dai sistemi di stoccaggio, con una giacenza a fine mese più bassa rispetto allo scorso anno; ripiega, infine, la produzione nazionale. Nei mercati

a pronti del gas gestiti dal GME i volumi complessivamente scambiati si portano sui livelli massimi degli ultimi dodici mesi, rappresentando oltre il 5% della domanda complessiva di gas naturale (era 4,0% nel 2017). Forte impulso alla crescita delle negoziazioni arriva dai mercati title, i cui volumi salgono complessivamente al loro massimo storico, compiendo un grosso balzo sia sul MGP-gas che sul MI-gas. I prezzi, sulla scia degli incrementi della quotazione al PSV, salgono intorno ai 23 €/MWh con punte giornaliere a 46/54 €/MWh; diverse le dinamiche osservate sul mercato del gas in stoccaggio, in lieve calo sia in termini di prezzi che di volumi.

IL CONTESTO

A febbraio i consumi di gas naturale in Italia segnano il secondo valore più alto degli ultimi sei anni, pari a 8.954 milioni di mc (+11,1%). La crescita appare legata principalmente alle temperature più rigide registrate nell'intero mese rispetto a febbraio 2017, particolarmente mite, con un aumento concentrato negli ultimi tre giorni, quando l'arrivo dell'ondata di freddo siberiano ha spinto i consumi giornalieri su livelli superiori del 25% alla media dei giorni precedenti. I consumi del settore civile, pertanto, registrano la più forte ripresa tendenziale e salgono a 5.383 milioni di mc (+20,4%); in aumento anche quelli del settore industriale attestatisi a 1.251 milioni di mc (+3,9%). Si riducono su base annua, invece, i consumi del settore termoelettrico che, con 2.051 milioni di mc, non replicano la buona performance di un anno fa, favorita dagli effetti della crisi nucleare francese (-5,3%). Crescono, infine, le esportazioni su livelli tuttavia ancora poco

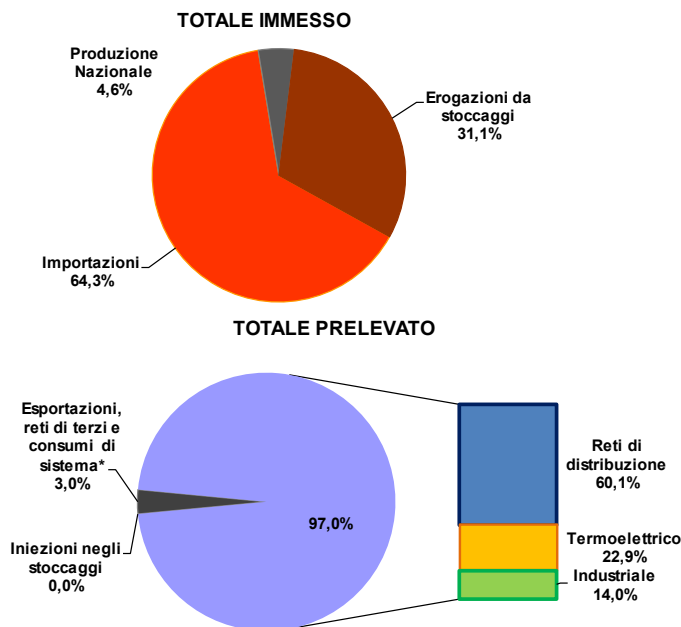
significativi (270 milioni di mc, +22,4%). Sul lato offerta, l'aumento dei consumi di gas naturale ha stimolato maggiori importazioni, pari complessivamente a 5.761 milioni di mc (+10,7%), ed un più consistente ricorso agli stoccaggi con le erogazioni pari a 2.784 milioni di mc (+16,1%), ai massimi in media giornaliera degli ultimi dodici mesi; arretra ancora la produzione nazionale che permane poco sopra i 400 milioni di mc (-9,8%). L'incremento delle importazioni è stato sostenuto dai flussi di gas russo a Tarvisio che segnano il valore più alto da febbraio 2017, pari a 2.641 milioni di mc (+29,4%), ed in misura più modesta dal gas proveniente dal Nord Europa a Passo Gries, pari a 390 milioni di mc (+38,7%). In calo le importazioni dai restanti punti di entrata compresi i terminali GNL, tra i quali spicca quello di Cavarzere in calo del 25,4%.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc.	TWh	var. tend.
Importazioni	5.761	61,0	+10,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.949	20,6	-3,0%
Tarvisio	2.641	28,0	+29,4%
Passo Gries	390	4,1	+38,7%
Gela	343	3,6	-2,6%
Gorizia	9	0,1	-
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-0,2%
Cavarzere (GNL)	388	4,1	-25,4%
Livorno (GNL)	40	0,4	-
Produzione Nazionale	410	4,3	-9,8%
Erogazioni da stoccaggi	2.784	29,5	+16,1%
TOTALE IMMESSO	8.954	94,8	+11,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.251	13,2	+3,9%
Termoelettrico	2.051	21,7	-5,3%
Reti di distribuzione	5.383	57,0	+20,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	270	2,9	+22,4%
TOTALE CONSUMATO	8.954	94,8	+11,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.954	94,8	+11,1%

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



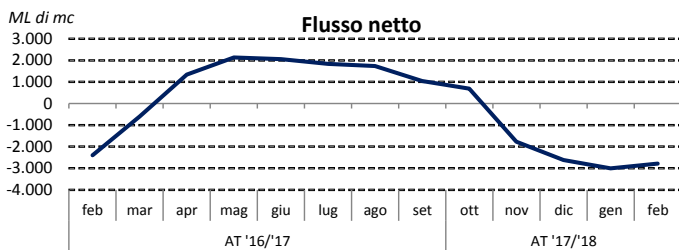
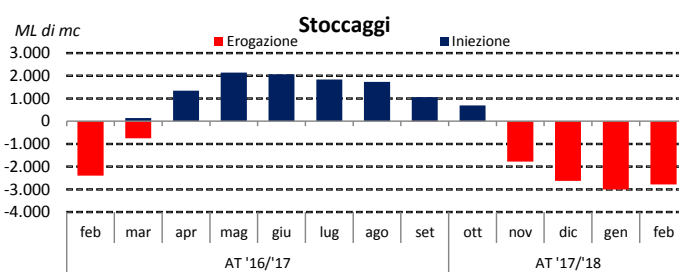
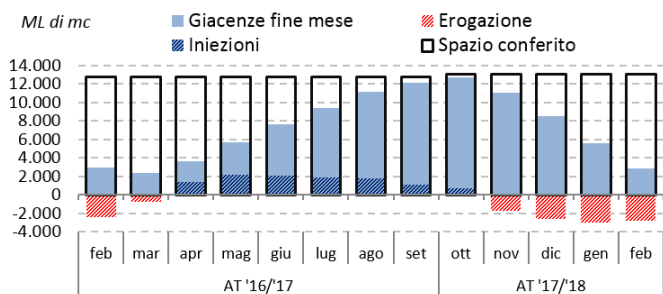
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.881 milioni di mc, in calo dell'1,1% rispetto al 28 febbraio del 2017. Il rapporto giacenza/spazio

conferito si attesta al 22,1%, anch'esso in lieve flessione rispetto ad un anno fa (-0,7 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2018)	2.881	-1,1%
Erogazione (flusso out)	2.784	+16,1%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	2.784	+16,1%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	22,1%	-0,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, inversione di tendenza per la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che torna a crescere portandosi a 23,49 €/MWh, poco sotto il massimo registrato lo scorso dicembre (+12% su base annua); la quotazione, che mostrava segnali

di crescita già da metà mese, ha raggiunto il massimo di 50 €/MWh nella seduta del 26 febbraio. Analoghe le dinamiche delle quotazioni degli altri hub europei, con il prezzo al TTF a 20,32 €/MWh (+3% su base annua), inferiore alla quotazione italiana di circa 3 €/MWh (+1 €/MWh rispetto al mese precedente).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si spingono ai massimi dell'ultimo anno, pari a 4,9 TWh (+42% su base annua), favoriti dall'aumento degli consumi di gas naturale in particolare nell'ultima parte del mese e rappresentando circa il 5,2% della domanda totale del sistema.

La crescita si è concentrata sui due mercati title che complessivamente hanno contribuito per oltre l'80% degli scambi; in evidenza i volumi negoziati su MGP-gas che si portano al massimo storico di 0,9 TWh (erano poco significativi l'anno precedente), in concomitanza anche all'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1. Gli scambi su MI-gas, anch'essi tra i livelli più alti di sempre, ammontano a 3,1 TWh (+43%), con una quota movimentata dal RdB pari al 60% del totale, di cui la quasi totalità in acquisto. Arretrano, invece, gli scambi su MGS che, con 1,0 TWh, si conferma tuttavia il secondo mercato più

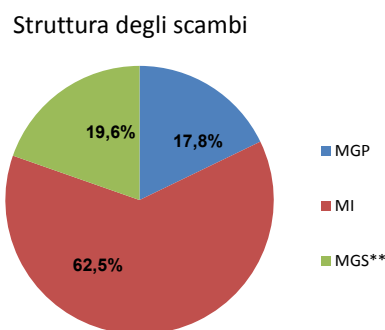
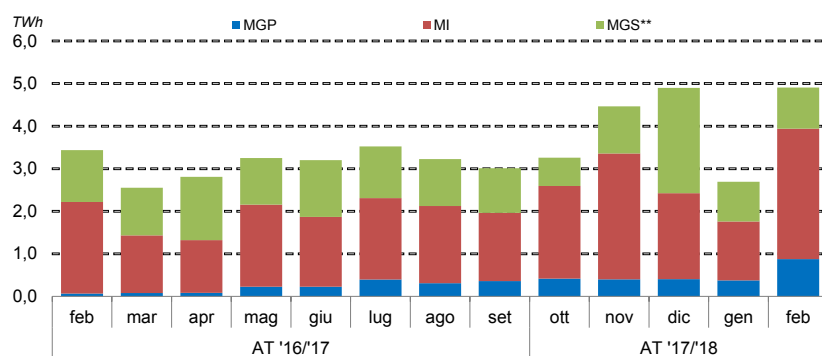
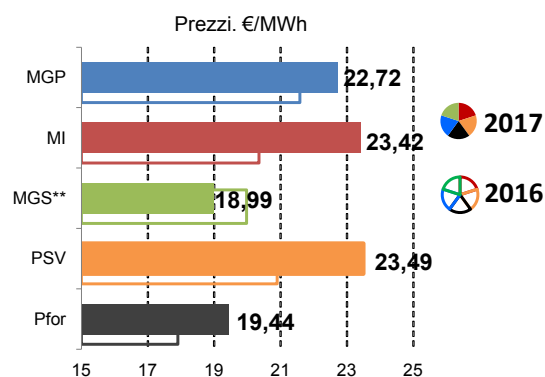
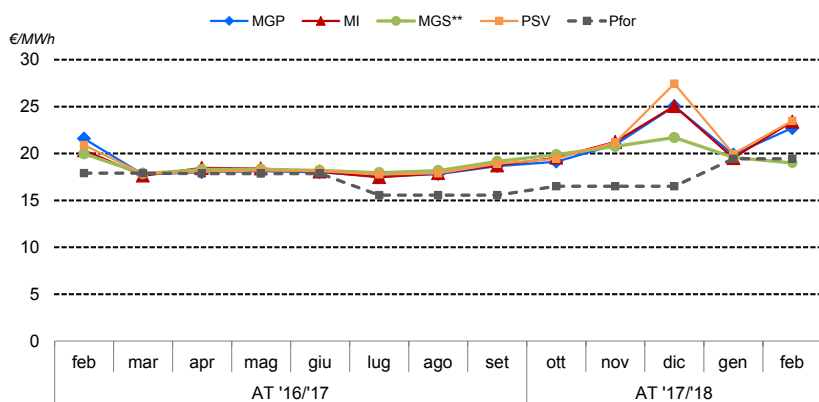
liquido (-21%). In termini di prezzi, le quotazioni su MGP-gas e MI-gas salgono poco sotto il livello massimo registrato lo scorso dicembre e si attestano rispettivamente a 22,72 €/MWh e 23,42 €/MWh, entrambe in aumento su base annua (+5%/+15%). Il rincaro appare concentrato nella seconda parte del mese, ed accentuato nell'ultima settimana, sulla scia degli sviluppi registrati al PSV in concomitanza alla già citata ondata di freddo che ha spinto, in data 22 febbraio, il Ministero dello Sviluppo Economico a dichiarare lo stato di preallarme; in particolare negli ultimi tre giorni del mese i prezzi medi si sono attestati oltre i 40 €/MWh, con punte giornaliere a 46 €/MWh su MGP-gas ed a 54 €/MWh su MI-gas, in corrispondenza di volumi scambiati in netto incremento rispetto alla media del mese (rispettivamente +160% e +23%). Ripiega invece il prezzo su MGS a 18,99 €/MWh (-5%), riportando il differenziale con gli altri mercati a circa 4 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	22,72 (21,58)	18,55	49,50	874.632	(67.204)
MI	23,42 (20,35)	18,20	65,00	3.067.584	(2.148.524)
MGS**	18,99 (19,97)	18,54	19,98	963.105	(1.221.258)
Stogit	18,99 (19,97)	18,54	19,98	963.105	(1.221.258)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* 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, anche questo mese, esclusivamente l'impresa di stoccaggio di Stogit. In sensibile riduzione i volumi movimentati in acquisto da SRG mentre sul lato vendita si portano poco sotto 0,5 TWh, di

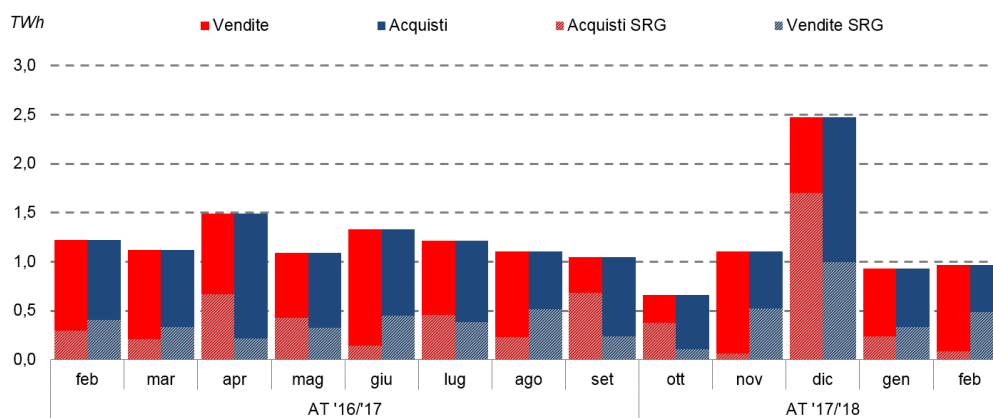
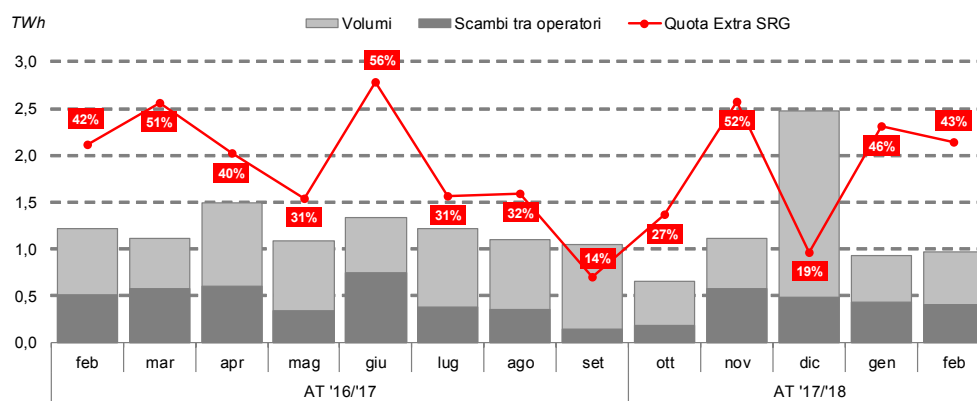
cui oltre il 60% con finalità Bilanciamento; il totale movimentato da SRG sale pertanto al 57%. Gli scambi tra operatori sono stati pari a 0,4 TWh, in calo del 4,6% su base annua, confermandosi pressoché in linea con il mese precedente.

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	963.105	(1.221.258)	963.105	(1.221.258)	-	(-)	-	(-)
SRG	87.079	(300.013)	485.668	(406.374)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	29.015	(300.013)	305.214	(406.374)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	58.063	(-)	180.454	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	876.026	(921.245)	477.437	(814.884)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a febbraio sono state registrate 6 negoziazioni per complessivi 11.664 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 6.834 MWh, in aumento rispetto al mese precedente. Il prodotto M-2018-03 chiude il suo periodo di

trading con un prezzo di controllo pari a 21,00 €/MWh ed una posizione aperta di 4.061 MWh. Dinamiche discordanti per i prezzi di controllo dei prodotti negoziabili, in aumento per quelli più prossimi alla consegna, in virtù probabilmente dei segnali rialzisti delle quotazioni del gas, stabili o in cali per i restanti.

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	variazioni %	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2018-02	-	-	25,88	13,4%	2	5.760	-	-	5.760	+788,9%	305	610
BoM-2018-03	-	-	20,54	-	-	-	-	-	-	-	131	3.930
M-2018-03	19,85	23,00	21,00	7,3%	3	3.720	-	-	3.720	+400,0%	131	4.061
M-2018-04	-	-	18,90	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	24	720
M-2018-05	-	-	18,90	-7,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-06	-	-	18,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-02	18,25	18,25	18,25	-8,8%	1	2.184	-	-	2.184	-	24	2.184
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					6	11.664			11.664		179	6.834

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A febbraio si arresta la dinamica di crescita che ha caratterizzato dall'estate le quotazioni a pronti del greggio, dei derivati petroliferi e del carbone, che tuttavia si mantengono sui valori più alti degli ultimi tre anni. In corrispondenza di temperature in rapida ascesa in tutta Europa nell'ultima parte

del mese, invece, dopo la frenata di gennaio, rimbalzano i prezzi del gas naturale, con maggiore intensità al PSV che riporta il suo spread dal TTF oltre i 3 €/MWh. Trend analogo lo tracciano in generale anche i prezzi dell'energia elettrica, con la borsa italiana che riduce le distanze da quelle limitrofe.

Il prezzo del greggio, pari a 65 \$/bbl a febbraio, interrompe il trend crescente degli ultimi otto mesi (-6% e +19% rispettivamente su base mensile ed annuale) risultando comunque inferiore solo al massimo dell'ultimo triennio registrato nel precedente mese di gennaio. Analoga dinamica interessa le quotazioni dell'olio combustibile e del gasolio (351 \$/MT e 566 \$/MT, rispettivamente), mentre più decisa risulta la discesa congiunturale del prezzo del carbone che, dopo cinque mesi, si riporta sotto i 90 \$/MT, registrando anche il più modesto incremento tendenziale da oltre un anno e mezzo (85

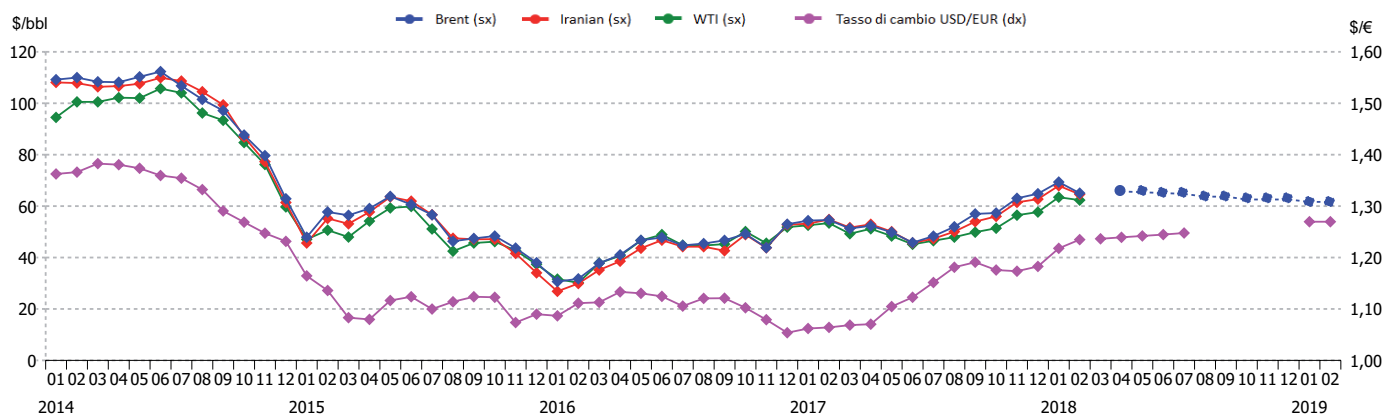
\$/MT, +3% e -11%). Si arrestano anche le aspettative al rialzo sui mercati a termine, con quotazioni tutte in ribasso rispetto a gennaio, e superiori allo spot attuale nel breve periodo solo per l'olio combustibile e per il gasolio.

In controtendenza il tasso cambio, a 1,23 \$/€, che aggiorna ancora il record da inizio 2015, accentuando, nella conversione in euro delle quotazioni, le flessioni congiunturali e annullando o invertendo le variazioni tendenziali. Ancora crescenti anche le aspettative nel breve e medio periodo con quotazioni futures più alte dell'attuale spot.

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

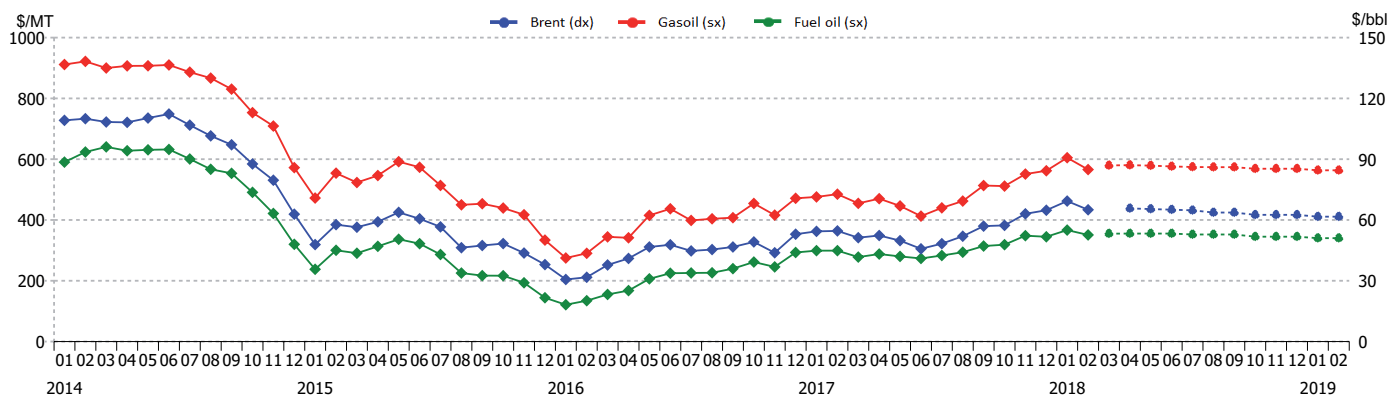
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Feb 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 18	Var M-1 (%)	Apr 18	Var M-1 (%)	Mag 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	65,04	- 6 %	+ 19 %	-	-	-	65,73	- 4 %	65,41	-	60,42	- 4 %
	€/bbl	52,66	- 8 %	+ 3 %	-	-	-	53,04	-	52,66	-	47,58	-
OLIO COMB.	\$/MT	350,78	- 4 %	+ 17 %	375,07	355,14	- 3 %	355,49	- 3 %	355,56	-	334,95	- 6 %
	€/MT	284,04	- 6 %	+ 1 %	-	287,22	-	286,83	-	286,29	-	263,79	-
GASOLIO	\$/MT	565,99	- 6 %	+ 17 %	611,50	579,71	- 5 %	580,60	- 5 %	579,15	-	559,75	- 3 %
	€/MT	458,30	- 8 %	+ 1 %	-	468,86	-	468,47	-	466,32	-	440,83	-
CARBONE	\$/MT	85,38	- 11 %	+ 3 %	89,75	84,10	- 9 %	83,65	- 9 %	83,25	-	80,96	- 5 %
	€/MT	69,13	- 12 %	- 11 %	-	68,01	-	67,49	-	67,03	-	63,76	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,23	+ 1 %	+ 16 %	-	1,24	+ 1 %	1,24	+ 1 %	1,24	-	1,27	+ 1 %

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



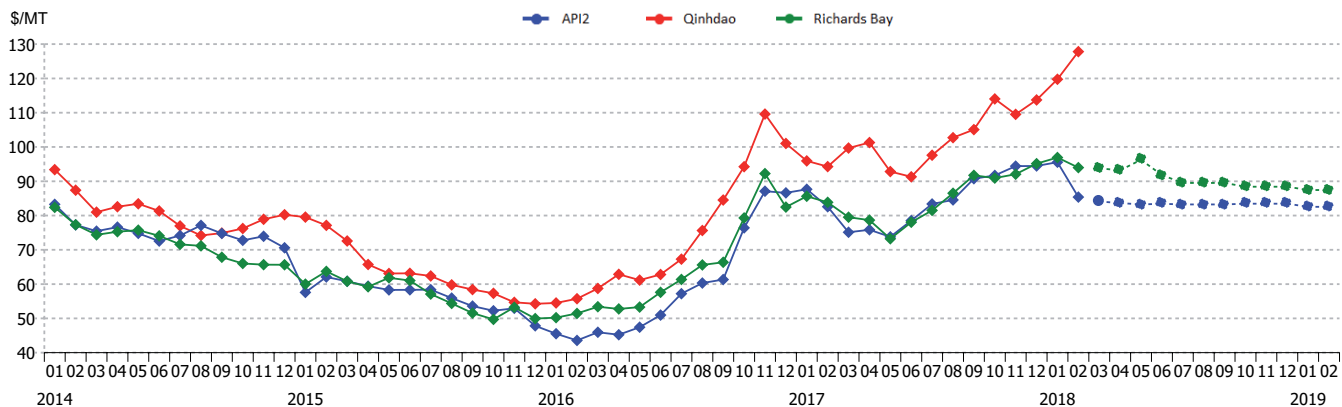
Fonte: Thomson-Reuters

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



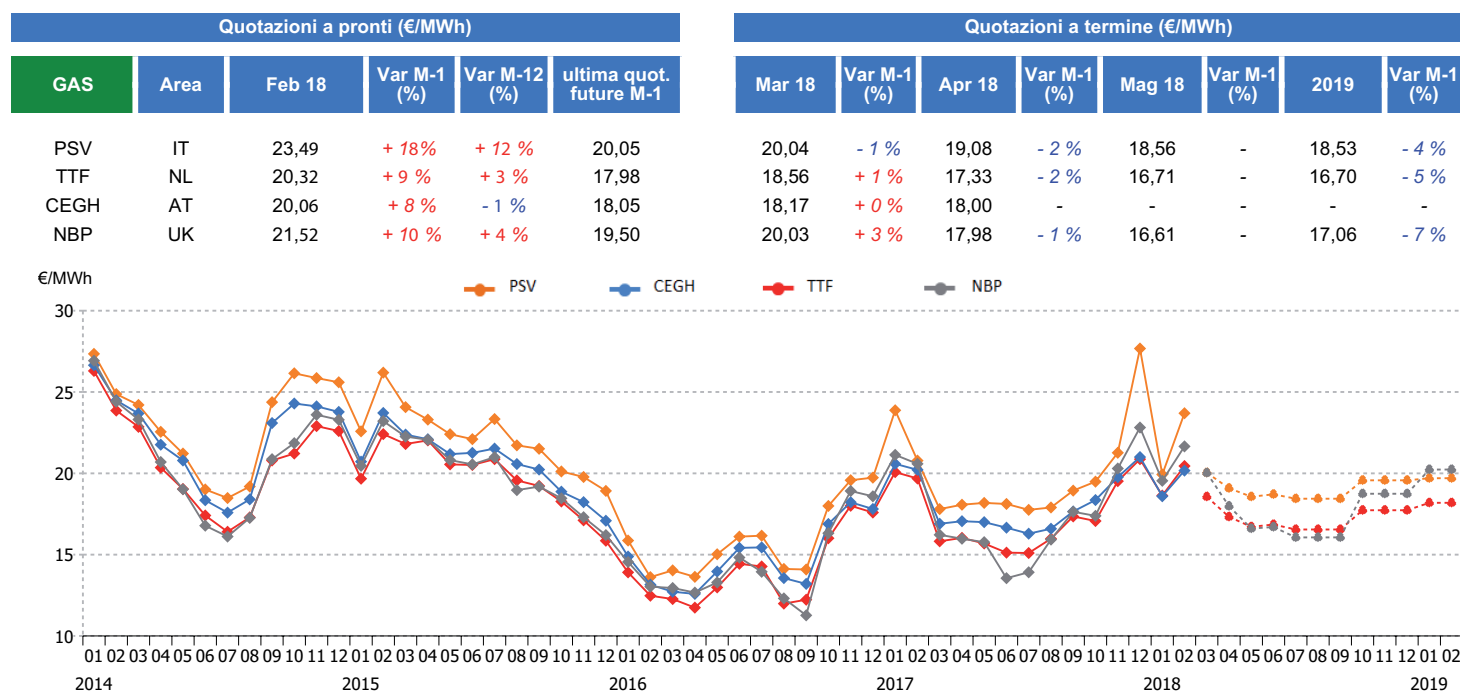
Fonte: Thomson-Reuters

Le rigide temperature che hanno investito l'Europa, in particolare nell'ultima parte di febbraio, portando in Italia il Ministero dello Sviluppo Economico a dichiarare in via cautelativa lo stato di preallarme anche in considerazione di una permanentemente ridotta capacità per manutenzione del gasdotto TENP, hanno favorito, nel corso del mese, il progressivo apprezzamento delle quotazioni del gas sulle principali piattaforme continentali. Queste ultime, dopo la frenata congiunturale di gennaio, tornano tutte a superare i 20 €/MWh con un massimo di quasi 23,5 €/MWh al PSV. Il riferimento italiano mostra le dinamiche più intense (+18/+12%), attestandosi attorno ai 20 €/MWh nella prima

metà del mese per superare nell'ultima settimana in media i 32 €/MWh, con punte a 48,5 €/MWh per il giorno gas 26 febbraio. Complessivamente, dunque, il PSV torna a posizionarsi oltre 3 €/MWh sopra il TTF, che pure ha seguito una analogia dinamica inframensile. Merita rilevare un'inusuale inversione dello spread tra PSV e TTF nei primi giorni di marzo con il protrarsi delle criticità climatiche e delle tensioni sui sistemi gas europei. I mercati a termine prospettano, per i prossimi mesi primaverili, prezzi decisamente inferiori agli attuali spot e generalmente in calo rispetto alle precedenti quotazioni, con uno spread PSV-TTF che si dovrebbe attestare sotto ai 2 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters



In tale contesto climatico si inverte anche la congiuntura al ribasso registrata a gennaio e si spiegano gli incrementi in doppia cifra di febbraio delle quotazioni elettriche. La crescita mensile risulta più intensa nell'Europa centro-settentrionale, dove si osservano prezzi tra i 40 €/MWh dell'area scandinava e austro-tedesca (+20/+36%), e i 48-52 €/MWh della Francia e della Svizzera (+39%/+21%). In Italia il Pun sale a 57 €/MWh (+16%), mostrando una netta accelerazione nell'ultima parte del mese in corrispondenza

della suddetta repentina ascesa dei prezzi del gas. La maggiore stabilità congiunturale del Pun nella prima parte del mese ha favorito la riduzione del differenziale di prezzo con le borse limitrofe, in particolare con quella francese (-5 €/MWh). Più modeste le variazioni tendenziali, ad eccezione del riferimento scandinavo (+23%). I mercati a termine quotano prezzi inferiori per i prossimi mesi, confermando aspettative generalmente ribassiste in linea con la stagionalità della domanda.

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

Fonte: Thomson-Reuters

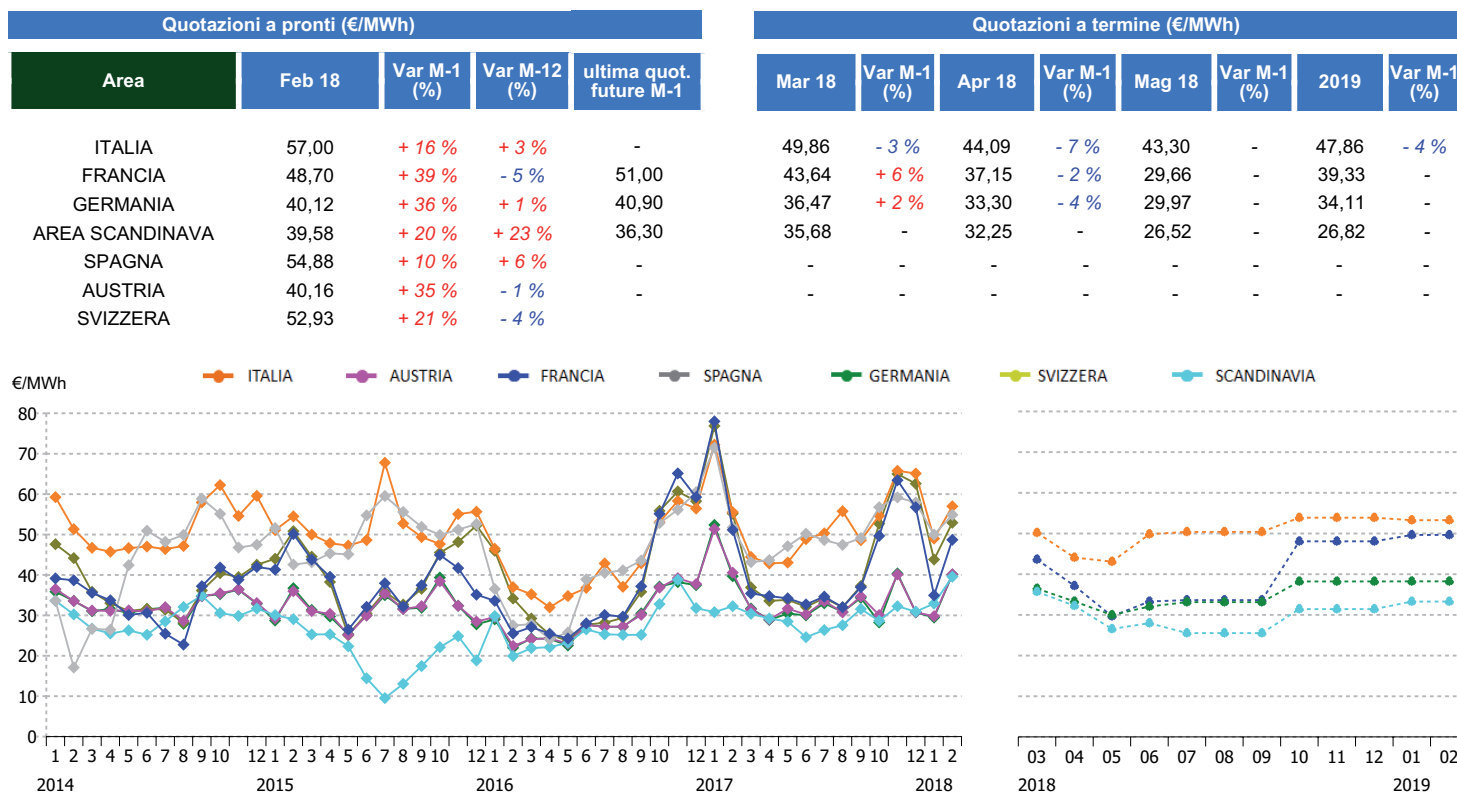
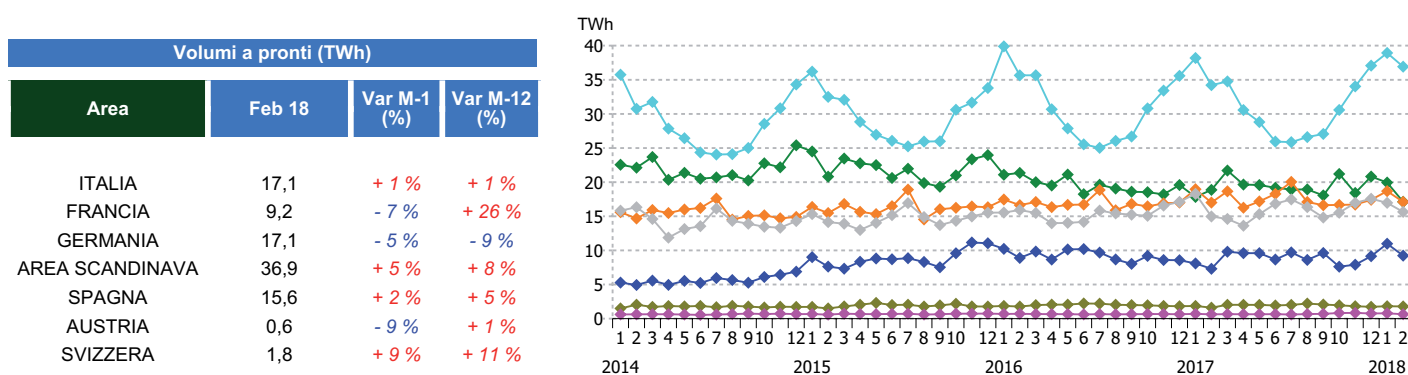


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Relativamente ai volumi di energia elettrica contrattati sulle principali borse europee spot, Nordpool resta la piattaforma più liquida, con 36,9 TWh, ancora in crescita (valore massimo in media oraria degli ultimi anni, +5/+8%) e sempre più distante da

Epex (28,2 TWh -4/+1%), per effetto soprattutto della riduzione dei volumi negoziati in Germania, che si allineano a quelli italiani (17,1 TWh, rispettivamente -5/-9% e +1/+1%). In aumento, infine, su entrambi i riferimenti la Spagna (15,6 TWh, +2/+5%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio registrato a febbraio aggiorna per il quarto mese consecutivo il massimo storico e si porta a 447 €/tep (+80 €/tep), con un debole rialzo del contributo tariffario a 311 €/tep. Dinamiche analoghe per il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che tuttavia mantiene un consistente differenziale con il valore di mercato (circa 85 €/tep). In data 14 febbraio, al fine di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e limitare gli effetti degli elevati livelli di volatilità dei prezzi sul calcolo del contributo tariffario, il Ministero dello Sviluppo Economico ha richiesto al GME una riduzione della frequenza delle sessioni di mercato ad

una sola seduta mensile fino al termine dell'anno d'obbligo. In conseguenza del ridotto numero di sessioni attivate, a febbraio, gli scambi sul mercato hanno mostrato una flessione che ha interessato peraltro anche le negoziazioni bilaterali. In crescita, invece, rispetto al mese precedente la quota di trading, pari al 26% circa dei volumi.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi rinforzano il trend rialzista in atto da agosto 2017 e aggiornano il massimo storico a 0,58 €/MWh, a fronte di volumi scambiati in ripresa, ma ancora poco significativi nel confronto con le altre forme di contrattazione. Dinamiche crescenti, sia in termini di prezzi che di volumi, anche per le registrazioni sulla piattaforma bilaterale.

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

A febbraio il prezzo medio sul mercato organizzato si spinge poco sotto i 450 €/tep, nuovo massimo storico, rincarando in sole due sessioni di oltre 80 €/tep rispetto al mese precedente (+23%). Alla luce di tali dinamiche, al fine principalmente di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e di preservare il calcolo del contributo tariffario dall'elevata volatilità dei prezzi, il Ministero dello Sviluppo Economico ha richiesto al GME di ridurre il numero di sessioni di mercato, prevedendo una sola sessione mensile fino al termine del corrente anno d'obbligo (31 maggio 2018).

L'aumento dei prezzi di mercato ha contribuito ad una modesta crescita del contributo tariffario stimato che sale pertanto a fine febbraio a 311,16 €/tep (+0,5%), in corrispondenza di una consistente riduzione nelle ultime due sedute delle quantità rilevanti, pari a solo il 37% degli scambi di febbraio; si allarga pertanto a circa 136 €/tep lo spread tra il contributo stimato ed il livello medio di mercato del mese (più che raddoppiato rispetto al periodo precedente).

Il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, in linea con gli sviluppi osservati sul MTEE, mostra un'inversione di tendenza e rimbalza a 361,61 €/tep (+27%), mantenendosi comunque nettamente inferiore al corrispondente valore di

mercato (circa -85 €/tep), ma superando in modo significativo il valore del contributo tariffario stimato. La quotazione bilaterale sale lievemente se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, che questo mese rappresentano la quasi totalità delle negoziazioni. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (400,00-489,90 €/tep) si porta al 67% (era 79% a gennaio).

In termini di volumi, in conseguenza della riduzione del numero di sessioni, gli scambi a febbraio presentano un forte ridimensionamento e scendono a 148 mila tep (-68%), con il conseguente abbassamento della quota di mercato sul totale contrattato, pari al 38% (era 55% il mese precedente). In tale quadro spicca, invece, la quota dei volumi destinati al trading, al massimo storico del 26%, in aumento di 12 punti percentuali sul mese precedente, a fronte di un calo del numero di trader (-4).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 51.909.835 tep, in aumento di 236.313 tep rispetto a fine gennaio 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 4.505.750 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	447,00	+22,6%	400,00	489,90	148.030	-67,6%	66,17	-60,3%	37.765	-40,4%	25,5%	+11,6 p.p.	16	-4
Bilaterali	361,61	+27,2%	0,00	478,79	244.625	-35,6%	88,46	-18,2%						
con prezzo >1	362,26	+16,9%	12,72	478,79	244.180	-30,0%	88,46	-18,2%						
Totale	393,80	+20,0%	0,00	489,90	392.655	-53,1%	154,63	-43,7%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

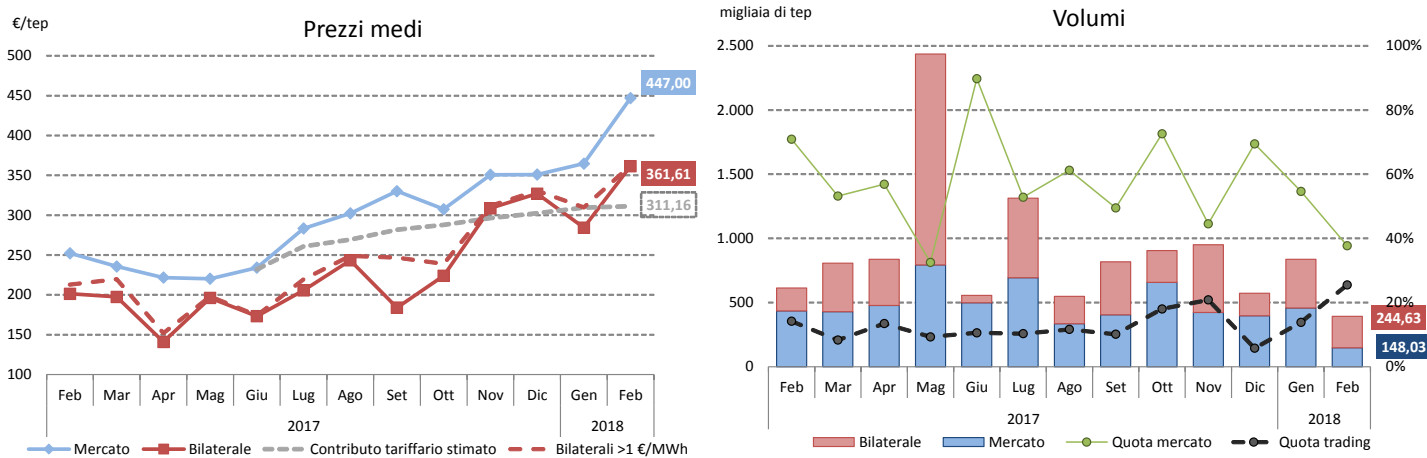


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep	tep	tep
Giugno - Febbraio	316,58	4.017.557	313,16	3.922.780	97,6%	311,16	4.505.750	51.909.835
Giugno - Gennaio	311,59	3.869.527	311,60	3.867.876	100,0%	309,60	4.264.161	51.673.522
	(+1,6%)	(+3,8%)	(+0,5%)	(+1,4%)	(-2,3 p.p.)	(+0,5%)	(+5,7%)	(+0,5%)

* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEESG 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.

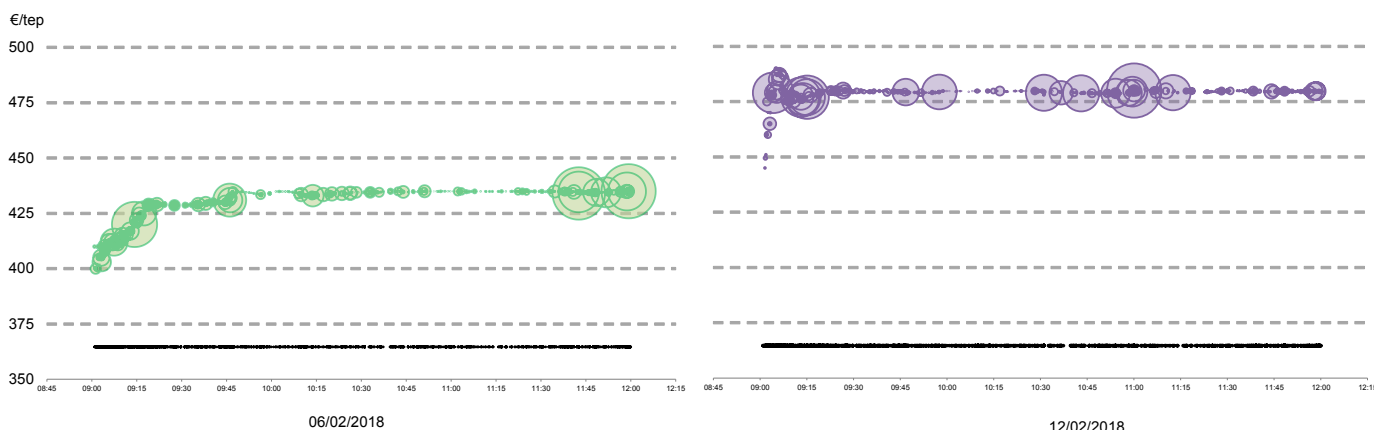
** Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle due sedute mensili mostra come la totalità degli abbinamenti si è nettamente distinta in termini di prezzo dal livello registrato il mese precedente; i corsi presentano il minimo nei primi minuti della seduta del 06 febbraio (400 €/tep) ed un andamento crescente che abbraccia anche la

sessione successiva dove si stabilizzano sopra i 475 €/tep. Inoltre in entrambe le sessioni di mercato il numero medio di titoli scambiati per singola transazione si riduce rispetto alle precedenti sui livelli più bassi di sempre (91 titoli nella seduta del 12 febbraio).

Figura 2: MTEE, andamento infra-sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

Il prezzo medio registrato a febbraio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, mette a segno un nuovo importante incremento congiunturale e si porta al nuovo massimo storico, pari a 0,58 €/MWh (+21%). Anche le quotazioni riportate sulla Piattaforma Bilaterale presentano un robusto rincaro e registrano il livello più alto di sempre (0,37 €/MWh, +33%), mantenendosi chiaramente inferiori ai corrispondenti valori di mercato (-0,21 €/MWh).

I volumi scambiati sul MGO, pari a 0,6 TWh, mostrano una crescita rilevante sia rispetto alle contrattazioni dei mesi precedenti che su base annua, riconducibile principalmente all'avvicinarsi del termine di trading delle garanzie riferite alla produzione del 2017. Il mercato resta comunque esiguo rispetto alla contrattazione bilaterale che, con 7,6 TWh di volumi negoziati, segna il valore più alto degli ultimi undici mesi.

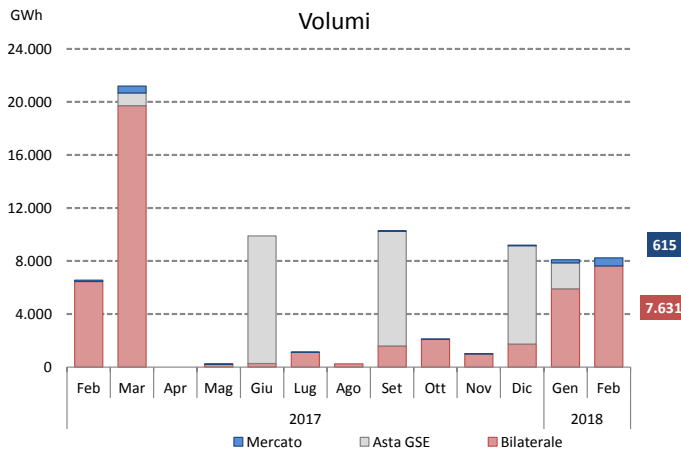
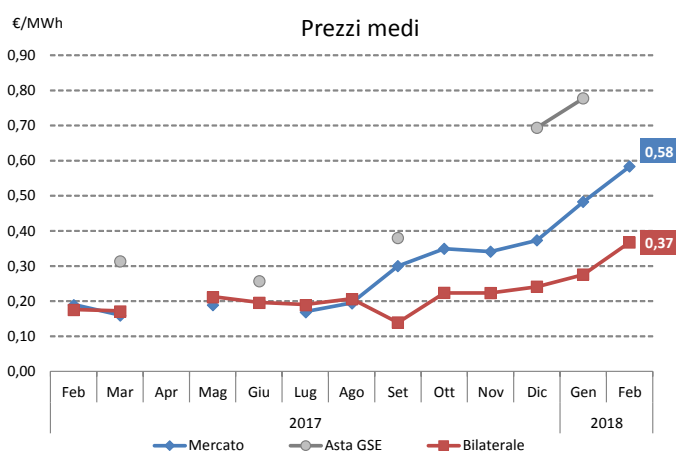
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,58	+20,9%	0,51	0,63	615.229	+170,9%	358.870	+227,5%
Bilaterali	0,37	+33,2%	0,00	1,25	7.630.710	+29,3%	2.801.390	+72,3%
con prezzo >0	0,38	+34,3%	0,04	1,25	7.433.213	+28,3%	2.801.390	+72,3%
Totale	0,38	+35,3%	0,00	1,25	8.245.939	+34,6%	3.160.259	+82,1%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

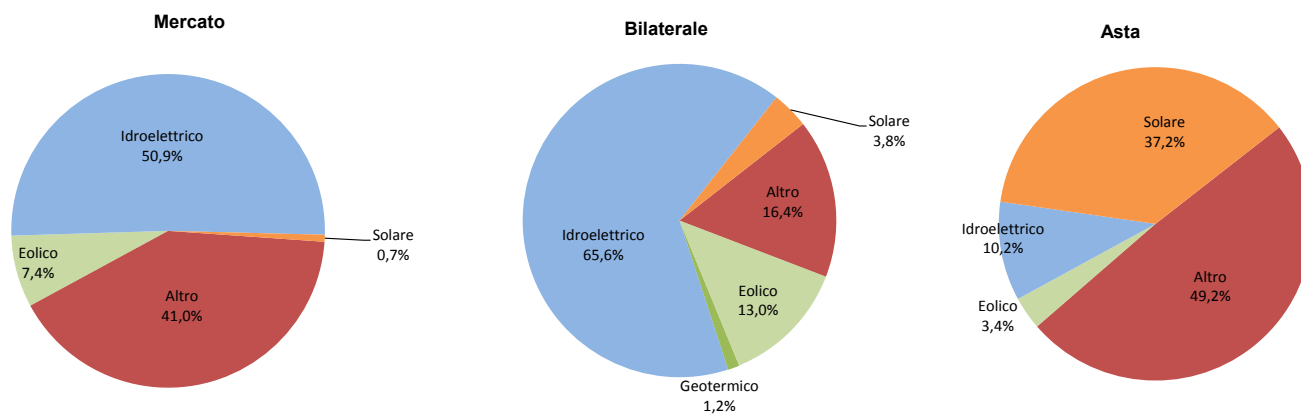


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2017 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. Oltre la metà delle contrattazioni sul mercato organizzato e sulla piattaforma bilaterale è riferita a

produzione da impianti idroelettrici, seguita in entrambi i casi dalla tipologia Altro, che sul mercato rappresenta il 41%. Quest'ultima si presenta come la tipologia più scambiata nelle aste del GSE (49%), superando di oltre dieci punti quella Solare.

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

Fonte: dati GME



ACCESSO ALL'ENERGIA E OBIETTIVI DI SVILUPPO GLOBALI

Di Matteo Leonardi REF - E

(continua dalla prima)

Il grafico del Global Footprint Network (www.footprintnetwork.org/HDI) bene illustra diversi concetti chiave dell'intricato nesso tra accesso all'energia, sviluppo ed ambiente.

Nel grafico si mette in relazione l'indice di sviluppo umano (HDI, asse x) con l'impronta ecologica pro-capite nelle diverse nazioni (asse y), di cui la gran parte è costituita dalle emissioni di CO2 dei sistemi energetici.

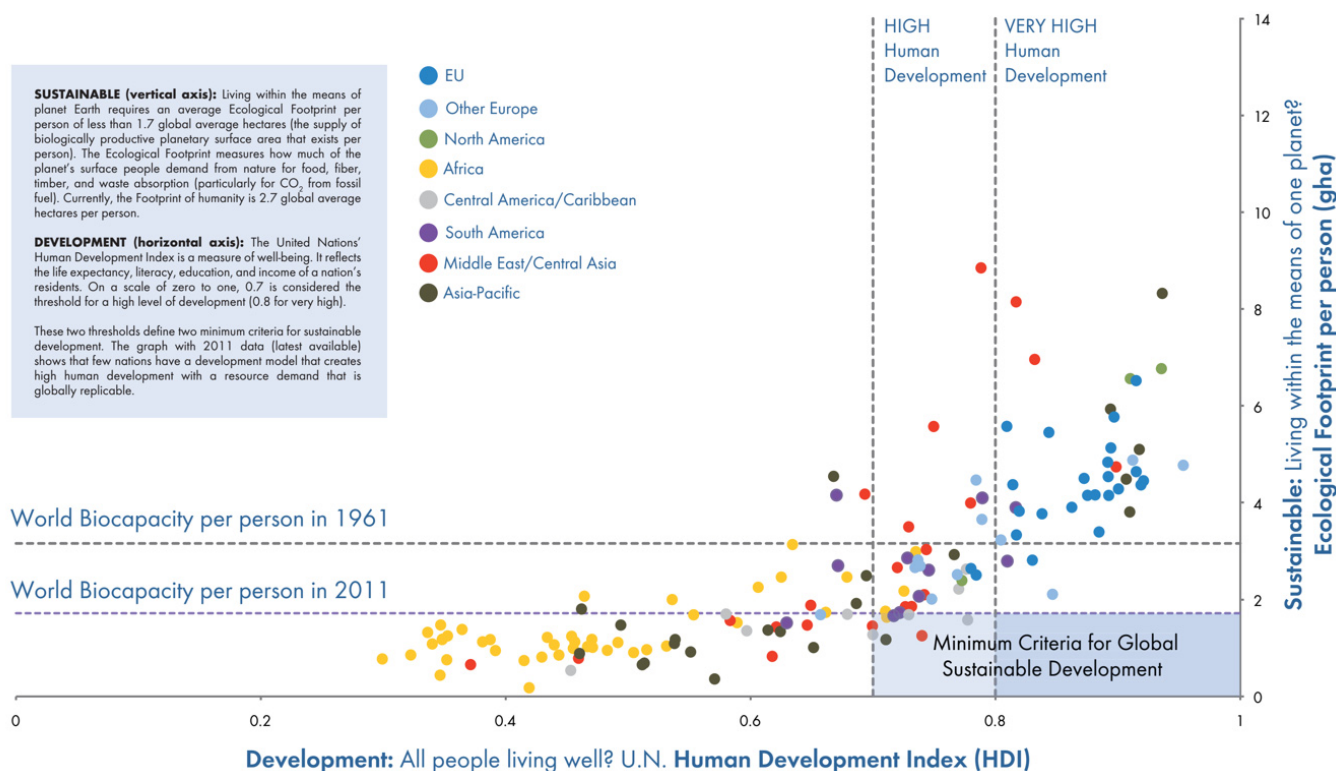
Emerge come tutti i paesi in via di sviluppo (a sinistra in basso nel grafico) siano caratterizzati da un basso indice di sviluppo umano e parametri in linea di massima compresi entro il livello di impronta ecologica sostenibile.

Al contrario, alti indici di sviluppo umano coincidono con

parametri insostenibili da un punto di vista ambientale. Nel rettangolo in basso a destra, definito da altri indici di sviluppo e sostenibilità, la cui area si sta restringendo per effetto della pressione demografica, non ricade nessun Paese.

L'obiettivo delle Nazioni Unite al 2030 di affordable and clean si consegue in entrambe le dimensioni: mantenendo alti indici di sviluppo, riducendone gli impatti ambientali e promuovendo lo sviluppo senza crearne di nuovi. Due mondi, fino a pochi anni fa del tutto separati, hanno iniziato a convergere, come prospettiva di crescita umana, come opportunità di business, come convergenza delle tecnologie. E' una buona definizione di green economy.

Figure 1 Human Development Index & Ecological Footprint per person for nations; www.footprintnetwork.org/HDI



In pochi anni le maggiori organizzazioni internazionali e gli stati nazionali interessati hanno messo in campo negli ultimi anni delle strategie di elettrificazione intenzionate a raggiungere obiettivi di elettrificazione universale. La stessa Banca Mondiale ha lanciato un'iniziativa, definita Sustainable energy for all (SE4all) che aspira a raggiungere l'accesso universale, raddoppiando contestualmente l'efficienza energetica ed il contributo delle fonti rinnovabili. Gli stati nazionali sono invitati a promuovere ed approvare delle

appropriate Action Agenda per delineare la strategia finalizzata a raggiungere gli obiettivi.

Per completare l'accesso universale al 2030, la IEA propone uno scenario specifico. Si calcolano investimenti aggiuntivi nel periodo pari a 28 miliardi € anno rispetto ai 24 miliardi previsti dai piani in atto. L'investimento aggiuntivo corrisponde all'1,8% degli investimenti globali del settore energetico. Lo sforzo aggiuntivo dovrebbe essere indirizzato ad un incremento delle connessioni alla rete nazionale per

ACCESSO ALL'ENERGIA E OBIETTIVI DI SVILUPPO GLOBALI

meno di un terzo delle nuove connessioni (29%) e alla diffusione di soluzioni decentrate (23%). Lo sviluppo delle mini-grid dovrebbe coprire circa la metà delle nuove utenze (48%). Il 95% sarebbe diretto allo sviluppo delle infrastrutture in Africa Sub-sahariana. L'operazione determinerebbe un incremento delle emissioni di CO2 limitato ad uno 0,23% delle emissioni globali.

Statistiche e programmi, tuttavia, servono a fornire una prima approssimazione della questione. La definizione di accesso all'elettricità, e dunque la stima di 1 miliardo di persone, è ancora una misura molto approssimativa, sia per la difficoltà a raccogliere dati nei diversi paesi, sia per le importanti differenze nella classificazione statistica. Ad esempio, tutta la popolazione urbana in una città dove vi è accesso all'elettricità è in molti casi inclusa nella stima di quanti hanno accesso, mentre con ogni probabilità, importanti percentuali di popolazione ne sono escluse. Negli slum delle megalopoli, la mancanza di diritti di proprietà delle abitazioni e le condizioni stesse degli edifici, escludono, per regolazione, la possibilità di avere installato un contatore. Per contro, la difficoltà a raccogliere informazioni quantitative sulla diffusione di soluzioni decentrate, soprattutto dopo la diffusione di piccoli impianti fotovoltaici isolati, rappresenta una voce che tende a sovrastimare la cifra di quanti non hanno accesso. Le connessioni abusive rappresentano un'altra area di incertezza.

A questo si aggiunge la difficoltà a definire in maniera chiara cosa sia l'accesso all'energia. In molti paesi in via di sviluppo, la connessione alla rete non garantisce un servizio affidabile e di qualità. Interruzioni più o meno programmate sono all'ordine del giorno. Le interruzioni di carattere tecnico, che danneggiano il settore produttivo, obbligando qualsiasi attività economica produttiva e commerciale a dotarsi di generatori, sono determinate da margini di riserva inadeguati e infrastrutture di trasmissione e distribuzione sottodimensionate e spesso obsolete. I contatori pre-pagati coprono oltre il 90% dei contratti nell'Africa sub-sahariana e le interruzioni volontarie al servizio sono all'ordine del giorno quando mancano le risorse economiche.

In questi contesti, la classificazione binaria tra quanti hanno accesso all'energia e chi no, è una misura poco significativa. Per avere una rappresentazione più fedele della varietà delle situazioni, è utile fare ricorso ad una classificazione multilivello. In questo caso l'accesso all'energia è descritto per diversi livelli di qualità e quantità del servizio, ad esempio per quante ore al giorno, per livelli di potenza, o per percentuale di costo rispetto al reddito, in relazione allo stato corrente, ai bisogni ed alle richieste di una popolazione. Passando da una misurazione binaria ad un approccio più dettagliato multilivello si ottengono risultati molto diversi. Un esempio riportato dal Global Tracking Framework - il laboratorio creato dalla Banca mondiale e IEA, che si occupa di accompagnare la strategia di SE4All

con una contabilizzazione dei risultati per i suoi tre obiettivi - evidenzia come nella città di Kinshasa, Congo, a fronte di una rilevazione binaria in base alla quale risultava avere accesso all'energia elettrica il 90% della popolazione, un'indagine sul territorio condotta con un approccio multilivello evidenziava una realtà molto più complessa. Il 31% della popolazione dichiarava di non avere alcun accesso all'elettricità o per non essere connessa (10%) o per le carenze del servizio limitato a meno di un'ora di servizio serale al giorno (21%). Il 10% aveva accesso a pochi Wh giornalieri sufficienti solo per un servizio base di illuminazione, il 38% aveva accesso al servizio per almeno 2 ore serali e soltanto il 21% della popolazione raggiungeva un consumo di 1 kWh giornaliero, corrispondente a circa 365 kWh/anno e paragonabile alla definizione di accesso all'energia per le zone urbane indicata dall'IEA (400 kWh anno).

Una strategia focalizzata su uno sviluppo infrastrutturale finalizzato al raggiungimento dell'obiettivo quantitativo (raggiungere tutti), peraltro funzionale al consenso politico dei paesi beneficiari, pone dei dubbi sulla sostenibilità economica di lungo periodo dell'operazione. Il rischio è che l'estensione del servizio elettrico universale, anche qualora i costi siano sostenuti da istituzioni internazionali, non sia supportato da una sufficiente domanda elettrica e dalla capacità economica delle popolazioni beneficiarie. Mentre è evidente come senza energia non sia possibile lo sviluppo, non è provato che l'accesso all'energia determini necessariamente uno sviluppo.

Estendere a dismisura le reti per raggiungere potenziali clienti in aree isolate con limitate capacità economiche o sviluppare mini-grid distribuite su territori vastissimi, rischia di incrementare i costi e le inefficienze di gestione del sistema elettrico. L'obiettivo di accesso universale potrebbe finire per gravare nel lungo periodo sui bilanci già poco sostenibili delle imprese elettriche. Questo proprio in un momento in cui avrebbero bisogno di sostenere investimenti nella generazione e nel miglioramento e rafforzamento delle reti esistenti per fornire un servizio elettrico affidabile, economico e di qualità, ai pochi poli produttivi già esistenti.

Ad oggi, peraltro, gli obiettivi di accesso universale al servizio elettrico non sono declinati in funzione di una strategia di sviluppo in cui vengono identificati passaggi e priorità. Anche grazie alla disponibilità di nuove soluzioni e tecnologie nel settore fotovoltaico e nella generazione distribuita, sarebbe importante, al contrario, declinare l'obiettivo di accesso universale in maniera tale che, qualora al 2030 non fosse possibile raggiungere la totalità della popolazione, almeno ci si assicuri che i poli necessari allo sviluppo, scuole secondarie, centri di salute, tecnologie per l'acqua e per l'agricoltura, uffici dell'amministrazione pubblica, abbiano un accesso adeguato in termini di potenza e di prezzo.

La potenza disponibile ed il costo dell'energia sono dei parametri non secondari nel tema dell'accesso. Solitamente

ACCESSO ALL'ENERGIA E OBIETTIVI DI SVILUPPO GLOBALI

quando i nuovi utenti sono raggiunti da un'estensione della rete nazionale, la tariffa applicata all'utenza è quella in vigore nel paese. In pochi casi le tariffe sono pienamente cost reflective; un vantaggio per il consumatore, un aggravio per le imprese o i bilanci pubblici. Quando, tuttavia, lo sviluppo avviene attraverso la realizzazione di mini-grid, spesso le tariffe applicate non sono regolamentate, o è comunque autorizzata una tariffa diversa da quella nazionale. Solitamente le tariffe delle nuove mini-grid risultano significativamente più alte in relazione agli alti costi di installazione. Nella maggior parte dei casi, lo sviluppo delle mini-grid risulta l'opzione a minor costo rispetto all'estensione della rete, ma non per questo meno costosa rispetto alle forniture sulla rete esistente. Sono pochi i casi di perequazione tariffaria tra nuove minigrid e le tariffe nazionali (ad esempio in Camerun), mentre la perequazione è di solito la norma nelle mini-grid esistenti che già forniscono le aree più densamente popolate non raggiungibili dalla rete (Mali, Burkina, Tanzania, Nicaragua).

In molti casi, nelle nuove mini-grid si hanno tariffe per servizio, ovvero luce, ore di televisione, frigorifero, e non per kWh. In alcuni casi, le società elettriche emergenti forniscono, attraverso meccanismi di micro-credito, le apparecchiature elettriche, sia per sostenere la domanda elettrica finale, sia per assicurarsi dell'efficienza delle apparecchiature. All'interno di questi schemi tariffari il singolo kWh può essere venduto anche a 2 €/kWh.

In alcuni casi le mini-grid non riescono ad offrire un servizio di potenza adeguato ad innescare lo sviluppo. Mentre luce, ricarica dei cellulari e comunicazioni sono soddisfatte con pochi W di potenza, altri bisogni, ad esempio saldare, pompare l'acqua o macinare i raccolti hanno bisogno di una potenza non disponibile (sempre in relazione al costo) in una rete isolata.

Altri fattori locali, inoltre, influiscono in maniera significativa a ridurre il potenziale e la sostenibilità economica degli investimenti energetici. La ciclicità dei redditi in

comunità integralmente rurali, legata ai raccolti, determina un'indisponibilità economica per significativi periodi dell'anno. La distribuzione della popolazione sul territorio è spesso sfavorevole a favorire l'elettrificazione. Una terra ricca può determinare una parcellizzazione della proprietà ed una distribuzione in fattorie distanti l'una dall'altra, al contrario un latifondo può coincidere con la presenza di villaggi abitati da lavoratori occasionali non intenzionati a spendere per l'accesso all'energia.

Come anticipato, al di là delle statistiche, l'accesso all'energia ed il nesso con la povertà sono una sfida complessa. Molti segnali positivi sono emersi negli ultimi anni. La disponibilità di tecnologia solare a costi accessibili ha già rivoluzionato il vivere nei contesti rurali. Il tradizionale lumino a kerosene è sempre più sostituito da piccole soluzioni solari. In alcuni casi delle start-up dedicate a fornire servizi elettrici nei contesti rurali, hanno promosso delle soluzioni che consistono in impianti fotovoltaici di diversa misura (solitamente a partire da 5 W fino agli 80 W) in leasing, il cui costo è pagato mensilmente attraverso il mobile banking da telefono cellulare. Sono definiti sistemi pay-as-you-go.

Il numero di quanti non hanno accesso all'energia corrisponde per lo più alla fascia di popolazione mondiale al di sotto della soglia di 2 \$ al giorno. Probabilmente più che una questione di costo addizionale – i 28 miliardi anno, come riportato dalla IEA – l'elettrificazione del rimanente 8% della popolazione mondiale individua un contesto in cui non compete all'impresa tradizionale intervenire. Scaricare sulle imprese elettriche quello che è di fatto un obiettivo umanitario rischia di rivelarsi un boomerang per lo sviluppo. Al pari rischia di diventare un'operazione che sottrae risorse alle attività umanitarie tradizionali per finanziare uno sviluppo infrastrutturale privo di sostenibilità. Raggiungere l'obiettivo di accesso universale all'elettricità corrisponde alla sfida di lotta alla povertà; in questo senso non è possibile pensare che la soluzione arrivi applicando i principi che stanno alla base della regolazione economica del settore elettrico.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Deliberazione 1 febbraio 2018 n. 53/2018/R/EEL** | “Approvazione della metodologia per i prodotti che possono essere inclusi nel processo di coupling nel mercato del giorno prima e nel processo di coupling del mercato intraday, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità europee di regolazione all’interno dell’Energy Regulatory Forum” | pubblicata il 2 febbraio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/053-18.htm>

Con la delibera 53/2018/R/EEL, l’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) 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 proposte, predisposte da tutti i “Nominated Electricity Market Operator” (di seguito: NEMO), relative ai prodotti che possono essere inclusi nel processo di coupling del mercato del giorno prima e del mercato intraday.

A tal proposito, si ricorda che l’approvazione della suddetta proposta 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 Regolamento CACM prevede che tutti i NEMO - tra i quali, per l’Italia, il GME - predispongano congiuntamente, per la relativa approvazione da parte delle NRAs:

- i. una proposta relativa ai prodotti che possono essere inclusi nel processo di coupling del mercato day-ahead;
- ii. una proposta relativa ai prodotti che possono essere inclusi nel processo di coupling del mercato intraday.

In esito alla trasmissione da parte dei NEMO delle suddette proposte, le NRAs hanno elaborato una richiesta congiunta di emendamenti, funzionali all’approvazione delle stesse. Pertanto, con la delibera 53/2018/R/EEL¹, l’ARERA - di concerto con le altre NRAs - ha approvato entrambe le proposte emendate.

A completamento, si segnala che, in attuazione di quanto disposto dal suddetto Regolamento CACM, con delibera 54/2018/R/EEL¹, l’Autorità ha altresì approvato la proposta - predisposta dai NEMO in coordinamento con i gestori di rete europei (c.d. TSO) - relativa alle c.d. procedure di back-up funzionali alla risoluzione, anche in condizioni di emergenza, del coupling del giorno prima e infra-giornaliero.

■ **Deliberazione 1 marzo 2018 n. 118/2018/R/EEL** | “Avvio di procedimento per la formazione di

provvedimenti in materia di copertura dei costi sostenuti dalla Società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. per l’istituzione, la modifica e la gestione del coupling unico del giorno prima e infragiornaliero, secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 2 marzo 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/118-18.htm>

Con la delibera 118/2018/R/EEL, l’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la definizione delle modalità e dei criteri per l’identificazione, la ripartizione, la rendicontazione e il riconoscimento dei costi sostenuti dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. (nel seguito: GME), per il coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM).

Con la medesima deliberazione, con specifico riferimento ai costi sostenuti dal GME nell’anno 2017 per la partecipazione al progetto intraday, l’Autorità ha confermato le modalità di riconoscimento dei medesimi di cui alla deliberazione 659/2014/R/COM.

GAS

■ **Deliberazione 15 febbraio 2018 n. 87/2018/R/GAS** | “Monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale - approvazione di una proposta del Gestore dei mercati energetici ai sensi dell’articolo 5, comma 5.5 della deliberazione dell’Autorità 308/2017/R/gas” | pubblicata il 20 febbraio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/087-18.htm>

Con la delibera 87/2018/R/GAS, l’Autorità per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, ai sensi dell’articolo 5, comma 5.5, della deliberazione 308/2017/R/GAS, il meccanismo di copertura dei costi sostenuti da Gestore dei mercati energetici S.p.A. (nel seguito: GME) per lo svolgimento delle attività strumentali all’esercizio della funzione di monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale.

Al riguardo, giova ricordare che, con la predetta deliberazione 308/2017/R/GAS, l’Autorità ha individuato il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all’esercizio della funzione di monitoraggio della c.d. “dimensione concorrenziale” (relativa all’assetto competitivo, all’integrità e alla trasparenza del mercato all’ingrosso del gas naturale), demandando ad un successivo provvedimento l’approvazione delle modalità di riconoscimento dei costi per lo svolgimento delle attività di monitoraggio.

Con la delibera in oggetto, l’ARERA ha pertanto approvato, ai sensi della deliberazione 308/2017/R/GAS, il meccanismo di copertura dei costi relativi alle attività di monitoraggio svolte dal GME e previsto che gli stessi siano finanziati a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al meccanismo

di bilanciamento del sistema del gas, di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 312/2016/R/GAS (c.d. "Testo integrato del bilanciamento").

Deliberazione 1 marzo 2018 n. 111/2018/R/GAS | "Approvazione del Regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici S.p.a." | pubblicata il 2 marzo 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/111-18.htm>

Con la delibera 111/2018/R/GAS, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il Regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (nel seguito: Regolamento PAR) trasmesso dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. (nel seguito: GME) in attuazione di quanto disposto all'articolo 5, comma 5.11, dell'Allegato A alla deliberazione 660/2017/R/GAS "Testo integrato delle disposizioni in materia di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto" (c.d. TIRG).

Al riguardo, giova ricordare che, con la succitata deliberazione 660/2017/R/GAS, l'Autorità ha modificato la regolazione vigente in materia di accesso ai servizi di rigassificazione, al fine di introdurre meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione. In particolare, l'Autorità ha previsto, inter alia, che per la gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possano usufruire dei servizi offerti dal GME, il quale definisce, con il supporto delle imprese di rigassificazione, una proposta di gestione di tali servizi da sottoporre all'approvazione della stessa Autorità (cfr. Newsletter GME n. 108 ottobre 2017).

Con deliberazione 111/2018/R/GAS, l'ARERA ha quindi approvato il Regolamento PAR, nel quale sono disciplinate le modalità di organizzazione e gestione delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione disponibile presso i terminali gestiti dalle società "OLT Offshore LNG Toscana S.p.A." (nel seguito: OLT) e "Terminale GNL Adriatico S.r.l." (nel seguito: ALNG)².

A tal proposito, con apposito comunicato³, il GME ha reso nota l'entrata in vigore del Regolamento PAR e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (nel seguito: DTF), invitando i soggetti interessati a partecipare alla PAR a presentare la relativa domanda di ammissione alla piattaforma, utilizzando la documentazione disponibile sul sito istituzionale del GME. Con tale comunicato, il GME ha altresì reso noto che:

- l'avvio operativo della PAR avrà luogo successivamente al 1° aprile 2018, sulla base del calendario

di svolgimento delle aste reso disponibile al GME da ciascuna impresa di rigassificazione. A decorrere da tale data saranno pubblicati sulla piattaforma i calendari di svolgimento delle sessioni d'asta, che verranno di volta in volta attivate dalle imprese di rigassificazione.

- l'accesso al sistema informatico della PAR avviene attraverso un sistema di identificazione personale dei soggetti designati da ciascun operatore ad accedere alla PAR, mediante user ID e password rilasciate dal GME a seguito della conclusione - con esito positivo - del procedimento di ammissione alla PAR. Al riguardo, potranno presentare offerte nell'ambito della PAR, gli operatori che risultino essere "Utenti abilitati" presso il corrispondente Terminale di rigassificazione rispetto al quale intendono acquisire capacità di rigassificazione. Tale verifica è effettuata dal GME sulla base delle informazioni trasmesse da ciascuna impresa di rigassificazione.

Con specifico riferimento alle sessioni d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione in corso d'anno termico sul "comparto OLT", il GME ha segnalato che, ai sensi di quanto previsto all'articolo 61 del Regolamento della PAR, troveranno applicazione - fino a diversa comunicazione in merito da parte del GME, d'intesa con OLT - le disposizioni transitorie indicate nelle predette DTF relative alla determinazione degli esiti e all'attività di programmazione delle date di scarica su tale comparto.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | "Modifiche urgenti alle Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) - Riduzione della frequenza di svolgimento delle sessioni" | 15 febbraio 2018 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=363>

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito a specifica comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE) - avente ad oggetto l'adozione di interventi correttivi, a carattere di urgenza, relativamente alle modalità di contrattazione previste sul MTEE - il Gestore dei mercati energetici S.p.A. (GME) ha pubblicato, in data 15 febbraio u.s., la versione aggiornata delle Regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, opportunamente adeguate rispetto alle succitate indicazioni.

In particolare, il MISE, di concerto con i competenti uffici del Ministero dell'Ambiente, al fine di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e limitare gli effetti degli elevati livelli di volatilità dei prezzi sul calcolo del contributo tariffario, ha ritenuto adeguato ridurre la frequenza di svolgimento delle sessioni di mercato ad una sola sessione al mese.

¹ Deliberazione 1° febbraio 2018 n. 54/2018/R/EEL, recante "Approvazione della proposta di procedure di back-up per il mercato del giorno prima e per il mercato infragiornaliero, presentata ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità Europee di Regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum".

² A completamento, si segnala che, con deliberazioni 110/2018/R/GAS e 112/2018/R/GAS, l'Autorità ha altresì approvato le proposte di aggiornamento dei Codici di rigassificazione, rispettivamente, di OLT e ALNG, entrambi modificati al fine di recepire le disposizioni contenute nel TIRG.

³ <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=366>

Gli appuntamenti

13-16 marzo

Biomass Innovation Expo

Rho (MI), Italia

Organizzato da Reed Exhibitions

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

14-15 marzo

Rem 2018

Ravenna, Italia

Organizzato da IES srl

<http://www.remenergy.it>

13-18 marzo

Green Week

Trento, Italia

Organizzato da Fondazione Symbola e ItalyPost

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

15 marzo

Supply Chain Finance: il credito di filiera verso nuove prospettive

Milano, Italia

Organizzato da GMC

<http://assifact.it/>

15 marzo

Sicurezza parchi eolici

Roma, Italia

Organizzato da ANEV

<http://www.anev.org>

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 marzo

Il petrolio al crocevia della transizione

Roma, Italia

Organizzato da Staffetta Quotidiana

<http://www.staffettaonline.com/convegni/2018>

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

24-26 marzo

International Conference on Electrical Energy and Networks

Singapore

Organizzato da ICEEN

<http://www.iceen.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>

27-29 marzo

South-East European Exhibition and Conference on Energy Efficiency and Renewable Energy

Sofia, Bulgaria

Organizzato da Viaexpo

<https://viaexpo.com/en/pages/ee-re-exhibition>

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

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Tokyo, Giappone

Organizzato da CPEEE

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

4-5 aprile

Smart Grids & Smart Meters Summit

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzato da Fleming

https://fleming.events/smart-grids-smart-meters-summit/?utm_medium=listing%20&utm_source=conferencealerts&utm_campaign=dbut53_home

6-8 aprile

International Conference on Advances on Clean Energy Research

Barcellona, Spagna

Organizzato da ICACER Committees

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

6-8 aprile

International Conference on Energy Economics and Energy Policy

Barcellona, Spagna

Organizzato da ICEEEP Committees

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

6-8 aprile

International Conference on Power and Electrical Engineering

Bangkok, Thailandia

Organizzato da ICPEE Energy Committees

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

7-9 aprile

International Conference on Smart Grid and Energy

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICSGE Committees

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

17-18 aprile

Strumenti finanziari per l'innovazione a livello comunitario e nazionale

Roma, Italia

Organizzato da Unindustria PERFORM

www.unindustriaperform.it

17-19 aprile

MOC-Mediterranean Offshore Conference

Alessandria, Egitto

Organizzato da Ies, Egyptian Ministry of Petroleum and Mineral Resources

<http://www.moc-egypt.com>

17-19 aprile

International SAP Conference for utilities

Lisbona, Portogallo

Organizzato da T.A. COOK

<http://uk.tacook.com>

20 - 21 aprile

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Berkeley, Cal, Usa

Organizzato da Common Ground Research Networks

<http://on-climate.com/berkeleyconference-2018>

23-27 aprile

Hannover Messe

Hannover, Germania

Organizzato da Hannover Fairs International GmbH

<http://www.hannovermesse.de/home>



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.