

APPROFONDIMENTI

I NUMERI DELL'ECONOMIA CIRCOLARE IN ITALIA

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Riconciliare la crescita economica con la difesa dell'ambiente. Questa è l'esigenza che ha portato il concetto di economia circolare al centro del dibattito odierno sulla sostenibilità. Anche se il termine è stato coniato solo di recente¹, l'idea di circolarità ha origini filosofiche antiche e deriva dall'osservazione dei fenomeni fisici e dei cicli naturali. La celebre frase "Nulla si perde, nulla si crea, tutto si trasforma" – tradizionalmente attribuita al chimico francese settecentesco Antoine de Lavoisier che aveva a sua volta riformulato un pensiero del filosofo presocratico Anassagora – è tuttora considerata la miglior sintesi del concetto di economia circolare. Nella sua accezione moderna, il termine mette in risalto, da una parte, la

consapevolezza che tutto ciò che è rifiuto può essere riutilizzato come risorsa e, dall'altra, il bisogno di disancorare la crescita economica dall'uso di risorse naturali. Un ragionamento che si basa su due presupposti centrali: (1) la limitatezza delle risorse naturali e (2) la capacità dell'ambiente di assorbire i rifiuti prodotti dal "metabolismo" industriale. Negli ultimi anni, il concetto di economia circolare è entrato a far parte del linguaggio comune essenzialmente come "un'economia pensata per potersi rigenerare da sola e in cui i flussi di materiali sono di due tipi: quelli biologici, in grado di essere reintegrati nella biosfera, e quelli tecnici, destinati ad essere rivalorizzati senza entrare nella biosfera"².

■ Cosa prevede un'economia circolare

- Utilizzo massiccio delle fonti di energia rinnovabile.
- Responsabilizzazione del produttore (e anche del consumatore) riguardo il ciclo di vita del prodotto.
- Forte capacità di innovazione per la creazione di un design di prodotto fatto per durare, per essere riciclato o riutilizzato nella sua interezza o in singole parti.
- Riorganizzazione del consumo funzionale all'ottimizzazione delle risorse anche attraverso forme di economia collaborativa (sharing economy) e condivisione dei beni.

■ Cosa non è economia circolare

- Non è un'economia in contrazione: il suo obiettivo non è rallentare la crescita economica né diminuire i benefici per gli utenti finali.
- Non ha necessariamente una dimensione locale ma investe anche catene globali del valore.
- Pur condividendone molte caratteristiche, non è sinonimo di economia frugale ovvero "fare meglio con meno". A differenza di quest'ultima, l'economia circolare interessa anche settori che richiedono enormi investimenti di capitali, come l'industria pesante.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ FEBBRAIO 2019

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 13
 Mercati energetici Europa
 pag 18
 Mercati per l'ambiente
 pag 22

■ APPROFONDIMENTI

I numeri dell'economia circolare in Italia
 Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

■ APPUNTAMENTI

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio il PUN, pari a 57,67 €/MWh, scende ai minimi da luglio, allineandosi al livello di un anno fa (-14,8% su gennaio, +1,2% sul 2018). Su tali variazioni pesa in maniera significativa l'accresciuta disponibilità di offerta rinnovabile che, con il consistente aumento dell'import, favorisce su base mensile il forte calo del PUN, e attenua sull'orizzonte annuale, insieme ai minori acquisti, gli effetti rialzisti indotti dalla riduzione dell'offerta termica ed estera più competitiva. A fronte di una flessione annua dei volumi contrattati nel MGP (23,6 TWh, -1,9%), si registra un deciso incremento delle quantità contrattate in borsa e, con esse,

della liquidità del mercato (76,6%, +5,5 punti percentuali), salita ai massimi da metà 2013. Prezzi di vendita sul livello più basso dalla scorsa primavera-estate, tra 54 €/MWh del Sud e 65 €/MWh della Sicilia.

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica conferma il trend ribassista delle quotazioni, con riduzioni più decise per i prodotti a più breve scadenza, tra i quali il baseload relativo a Marzo 2019 che chiude il suo periodo di negoziazione a 54,40 €/MWh (-8,3%). Ancora esigue le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Nel mese di febbraio il prezzo medio di acquisto, pari a 57,67 €/MWh, riprende e rafforza il trend ribassista dell'ultimo trimestre del 2018, interrotto a gennaio, collocandosi solo poco sopra il valore di un anno fa (-9,99 €/MWh sul mese precedente, +0,66 €/MWh sul 2018). Su base mensile il calo delle quotazioni risulta favorito dalla crescita dei volumi rinnovabili offerti a prezzi più bassi (+1.300/+1.800) e dal deciso incremento dell'energia importata (+1.600 MWh circa), registrato in corrispondenza sia di livelli più elevati di NTC che dell'allargamento dello spread positivo tra il prezzo del Nord e le quotazioni sulle borse limitrofe. Il suddetto aumento

dei volumi rinnovabili appare rilevante anche nell'analisi delle dinamiche annuali, attenuando insieme al calo degli acquisti, l'impatto rialzista indotto dalla riduzione dell'offerta termoelettrica competitiva (-2.000 MWh) e del minor import (-650 MWh circa).

L'analisi per gruppi di ore mostra che la modesta variazione annuale del Pun riflette una flessione di circa 3 €/MWh dei prezzi nelle ore di picco, con il massimo orario quasi dimezzato, e un analogo incremento dei prezzi nelle ore fuori picco, con una conseguente diminuzione del rapporto picco/baseload a 1,09 (-0,07) (Grafico 1 e Tabella 1).

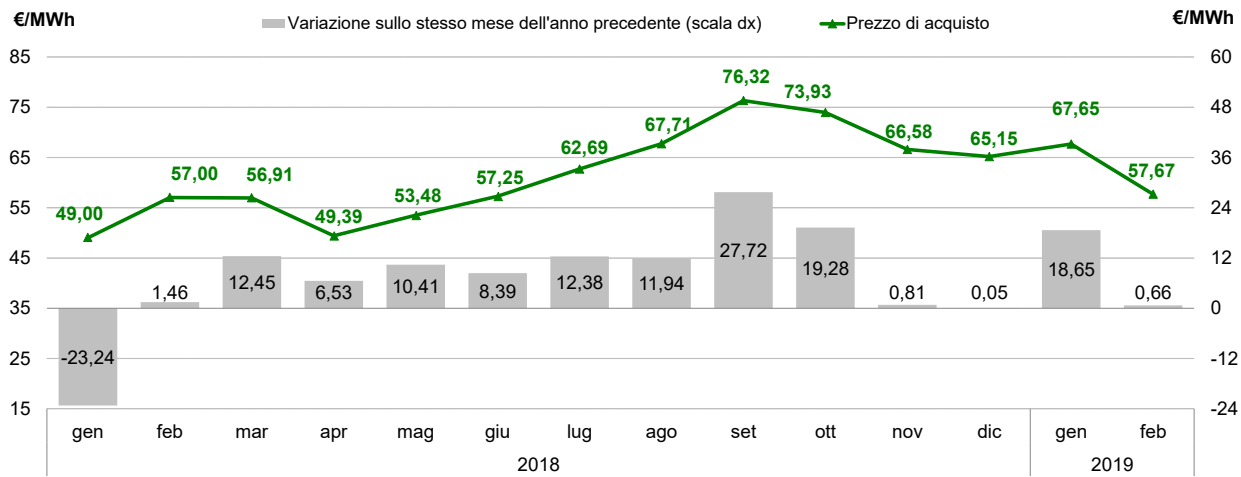
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	57,67	57,00	+0,66	+1,2%	26.891	+5,6%	35.102	-1,9%	76,6%	71,1%
<i>Picco</i>	62,98	66,38	-3,40	-5,1%	32.400	+5,1%	42.622	-2,5%	76,0%	70,5%
<i>Fuori picco</i>	54,71	51,79	+2,92	+5,6%	23.831	+6,0%	30.924	-1,5%	77,1%	71,6%
<i>Minimo orario</i>	18,72	28,46			17.133		22.853		68,1%	63,9%
<i>Massimo orario</i>	85,15	159,40			35.379		47.227		85,2%	78,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

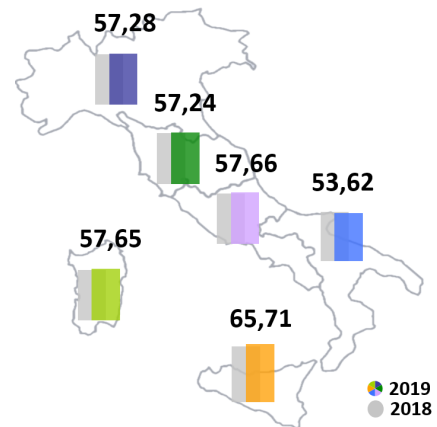
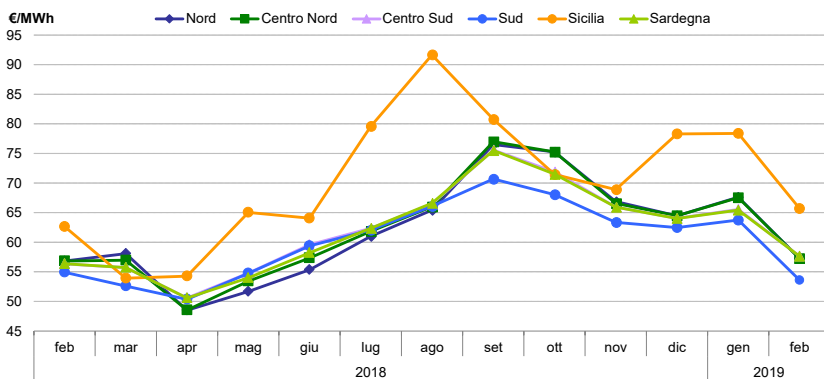


Anche i prezzi di vendita registrano deboli variazioni su base annuale e più intense flessioni su base mensile. In un contesto caratterizzato anche da limitazioni sui transiti al meridione per quasi tutto il mese, il prezzo del Sud, ai minimi da maggio, è l'unico in calo su entrambi i riferimenti temporali (53,62 €/

MWh, -1/-10 €/MWh), mentre la quotazione siciliana risulta quella con il maggiore rialzo su febbraio 2018 (65,71 €/MWh, +3 €/MWh). Pressoché invariato su base annuale, il prezzo delle altre zone continentali e della Sardegna si allineano a 57-58 €/MWh (-8/-10 €/MWh su gennaio 2019) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 23,6 TWh, si riduce dell'1,9% su febbraio 2018 (Tabelle 2 e 3), mentre sale ai massimi da luglio 2013 la liquidità del mercato, pari a 76,6% (+5,5 p.p. su base annua). Quest'ultima dinamica riflette l'ulteriore aumento dei volumi

transitati nella borsa elettrica, pari a 18,1 TWh e tra i livelli più elevati da agosto 2013 (+5,6% sul 2018), e la riduzione più intensa da quasi 5 anni delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 5,3 TWh (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.070.964	+5,6%	76,6%
Operatori	11.931.329	+10,6%	50,6%
GSE	1.977.475	+4,7%	8,4%
Zone estere	4.162.161	-6,0%	17,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.517.447	-20,5%	23,4%
Zone estere	200.910	-45,5%	0,9%
Zone nazionali	5.316.537	-19,1%	22,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.588.411	-1,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.923.497	+0,4%	
OFFERTA TOTALE	41.511.908	-0,9%	

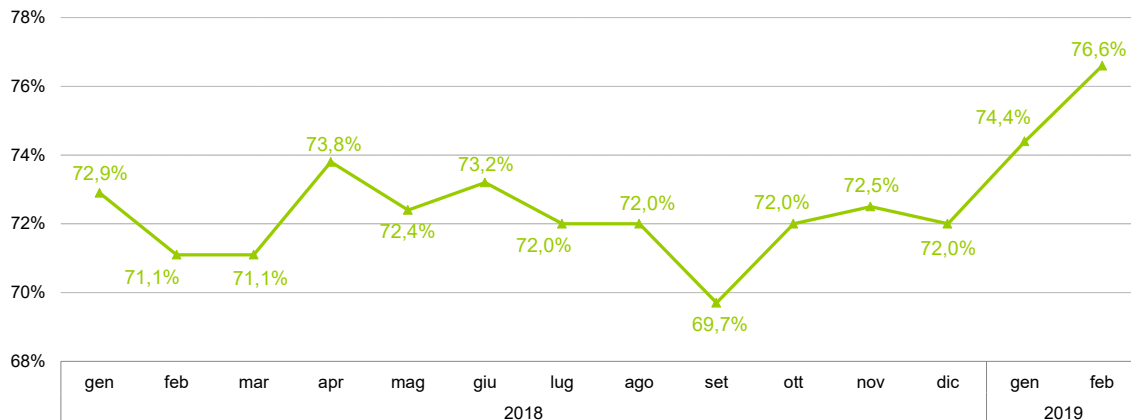
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.070.964	+5,6%	76,6%
Acquirente Unico	3.877.969	+0,9%	16,4%
Altri operatori	9.048.610	-0,1%	38,4%
Pompaggi	4.683	-63,0%	0,0%
Zone estere	499.940	+42,8%	2,1%
Saldo programmi PCE	4.639.763	+20,7%	19,7%
PCE (incluso MTE)	5.517.447	-20,5%	23,4%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.157.210	-1,1%	43,1%
Saldo programmi PCE	-4.639.763	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.588.411	-1,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	702.068	+2,8%	
DOMANDA TOTALE	24.290.480	-1,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 23,1 TWh (-2,6% sul 2018), registrano una diffusa riduzione zonale, più forte nelle zone centro-settentrionali, con l'unica eccezione del Sud. In aumento, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (+42,8%), concentrati sulla frontiera greca (Tabella 4). Lato offerta, il complessivo calo degli acquisti

è stato assorbito dalle importazioni di energia dall'estero, pari a 4,4 TWh (-9,0%), non impattando le vendite nazionali, stabili sul livello dello scorso anno, pari a 19,2 TWh (-0,1%), per effetto di incrementi al Nord (+2,2%) ed in Sardegna (+19,2%) e flessioni nelle altre zone (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	18.956.045	28.208	+1,6%	9.560.457	14.227	+2,2%	13.120.427	19.524	-3,0%
Centro Nord	2.158.482	3.212	-5,2%	1.501.003	2.234	-0,0%	2.415.056	3.594	-4,3%
Centro Sud	4.580.732	6.817	+7,1%	2.263.671	3.369	-4,2%	3.614.170	5.378	-0,8%
Sud	7.132.218	10.613	-3,9%	3.932.130	5.851	-6,9%	1.880.028	2.798	+0,7%
Sicilia	2.701.166	4.020	-6,2%	938.812	1.397	-1,9%	1.379.596	2.053	-2,6%
Sardegna	1.575.421	2.344	+8,6%	1.029.267	1.532	+19,8%	679.195	1.011	-5,4%
Totale nazionale	37.104.064	55.214	+0,4%	19.225.341	28.609	-0,1%	23.088.471	34.358	-2,6%
Estero	4.407.844	6.559	-10,6%	4.363.071	6.493	-9,0%	499.940	744	+42,8%
Sistema Italia	41.511.908	61.774	-0,9%	23.588.411	35.102	-1,9%	23.588.411	35.102	-1,9%

In termini di fonti, la suddetta stabilità delle vendite nazionali riflette il calo degli impianti a fonti tradizionali (-7,6%), tra cui il carbone (-38,4%) che al Centro Sud tocca il minimo, e la crescita generalizzata delle fonti rinnovabili (+17,2%). Tra queste ultime in evidenza l'eolico, sul livello più alto di sempre (oltre 3.200 MWh, +40,5%), in crescita

al centro meridione ed in Sardegna (Tabella 5, Grafico 4). La quota delle vendite da fonti rinnovabili guadagna pertanto oltre 5 punti percentuali, salendo al 35,9%, con conseguente riduzione di quella delle fonti tradizionali, in particolare del carbone (-3,5 p.p.).

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	10.663	+3,6%	931	+3,1%	1.879	-20,8%	2.975	-32,8%	677	-7,9%	1.099	+9,7%	18.223	-7,6%
Gas	8.627	+5,8%	869	+3,3%	1.297	+53,9%	2.533	-33,6%	602	-9,4%	487	+22,2%	14.415	-2,0%
Carbone	760	-8,6%	-	-	331	-74,3%	-	-	-	-	532	+2,8%	1.623	-38,4%
Altre	1.276	-2,3%	62	+0,1%	251	+2,7%	442	-28,1%	75	+7,0%	80	-7,1%	2.185	-8,3%
Fonti rinnovabili	3.479	-1,0%	1.303	-2,1%	1.462	+33,3%	2.877	+55,0%	720	+4,5%	433	+56,2%	10.274	+17,2%
Idraulica	2.230	-5,8%	402	-0,2%	646	+17,2%	587	+65,5%	176	+73,6%	113	+321,5%	4.154	+9,2%
Geotermica	-	-	655	-1,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	655	-1,6%
Eolica	5	-18,3%	25	-9,6%	554	+65,4%	1.944	+58,2%	449	-11,5%	252	+29,9%	3.229	+40,5%
Solare e altre	1.244	+9,1%	221	-6,0%	263	+24,5%	345	+26,7%	95	+18,8%	68	+20,5%	2.236	+12,1%
Pompaggio	85	-26,2%	-	-	28	-40,1%	-	-	-	-	-	-	113	-30,2%
Totale	14.227	+2,2%	2.234	-0,0%	3.369	-4,2%	5.851	-6,9%	1.397	-1,9%	1.532	+19,8%	28.609	-0,1%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

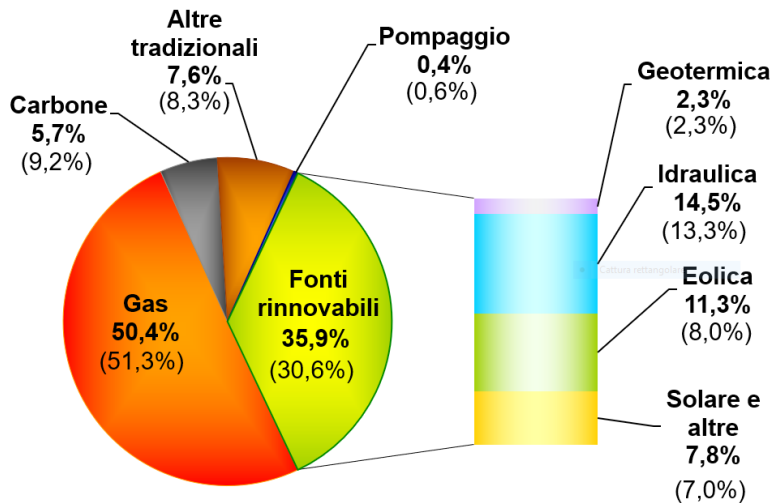
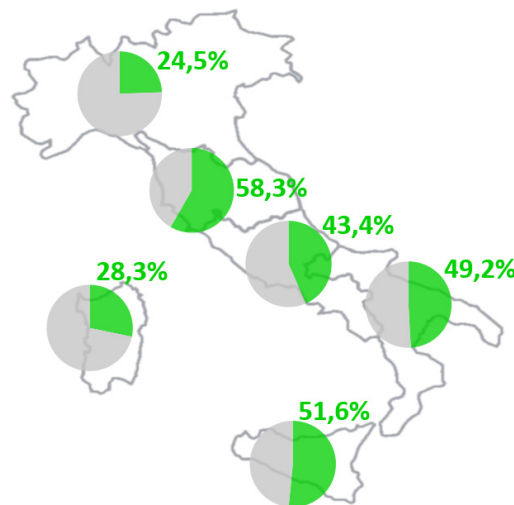


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 3.480 MWh, praticamente invariata rispetto a febbraio 2018, in corrispondenza di modeste variazioni sulle tre frontiere. In netto incremento, invece, le allocazioni in export, che tuttavia si realizzano ancora in un numero limitato di ore (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC)

si riduce su tutte le frontiere, -5% su quella francese e slovena e -14% su quella austriaca dove però la quota di capacità totale allocata in market coupling sfiora il 100%. La quota di allocazione in asta implicita aumenta anche sulla frontiera francese, sottraendo spazio alla capacità non utilizzata, salita invece al 15% per la Slovenia (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	2.705 (2.851)	2.673 (2.594)	99,7% (99,4%)	94,2% (76,2%)	1.164 (1.164)	1.176 (319)	0,3% (0,6%)	0,3% (-)
Italia - Austria	252 (279)	251 (279)	99,1% (99,9%)	98,2% (99,9%)	119 (134)	100 (-)	0,6% (-)	0,6% (-)
Italia - Slovenia	621 (653)	556 (631)	94,8% (100,0%)	68,0% (87,8%)	669 (669)	320 (-)	4,8% (-)	0,3% (-)

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

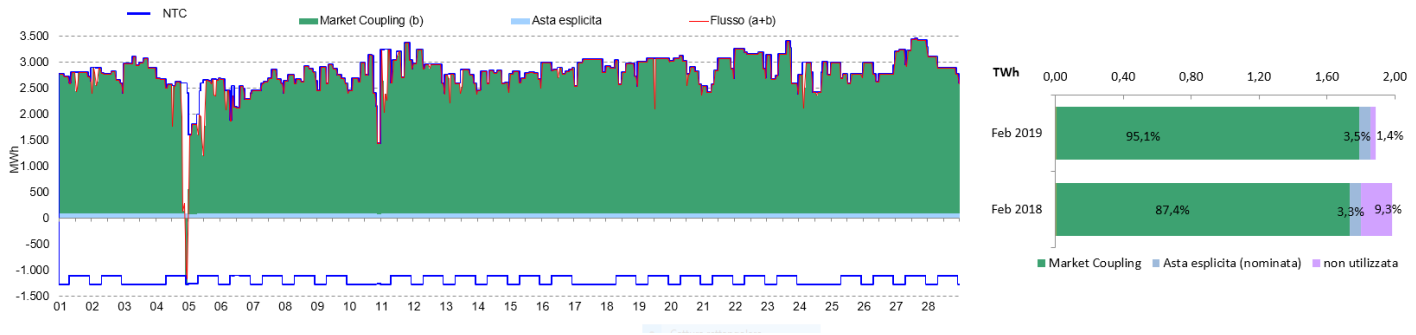


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

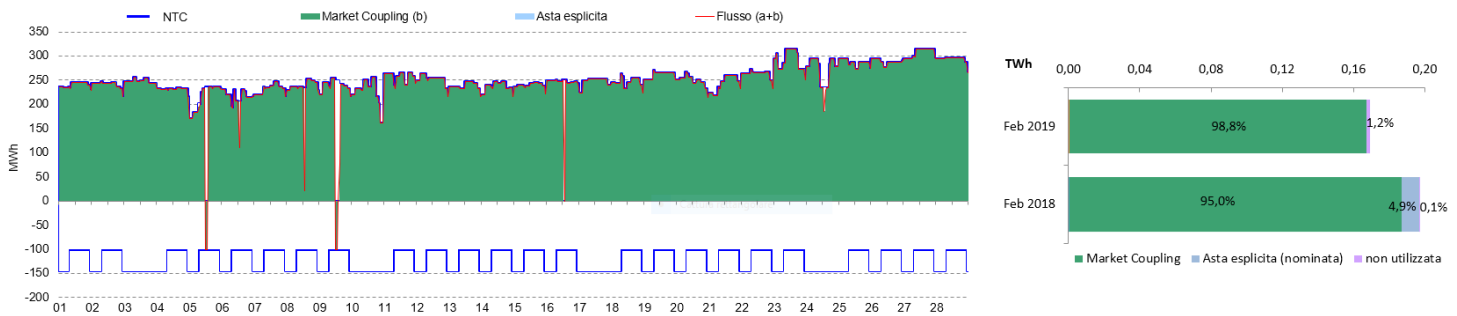
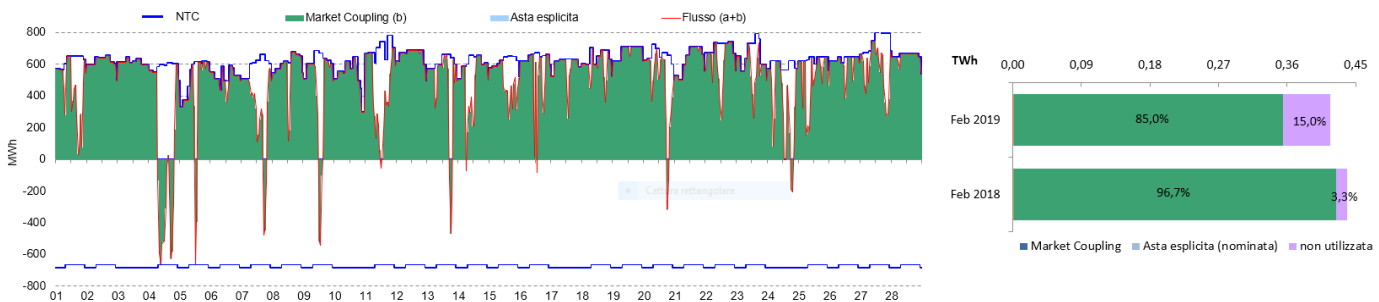


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), in analogia con il Pun, riprende, dopo lo stop di gennaio, la discesa avviata ad ottobre, portandosi a 57,61 €/MWh e superando di poco il livello di un anno fa (rispettivamente -14% e +2%) (Grafico 9). Il differenziale negativo con il Pun si porta ai minimi di 0,05 €/MWh. Modeste dinamiche annuali e decise flessioni mensili anche per i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, compresi tra

circa 58 €/MWh di MI1 e MI2 e quasi 65 €/MWh di MI6 (Figura 1 e Grafico 10).

In crescita i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero che si attestano a 2,2 TWh (+11% su febbraio 2018), in corrispondenza di aumenti rilevati su tutti i mercati con l'eccezione di MI2 (-13%), compresi tra +2% di MI6 e +80% circa di MI3 e MI5 (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

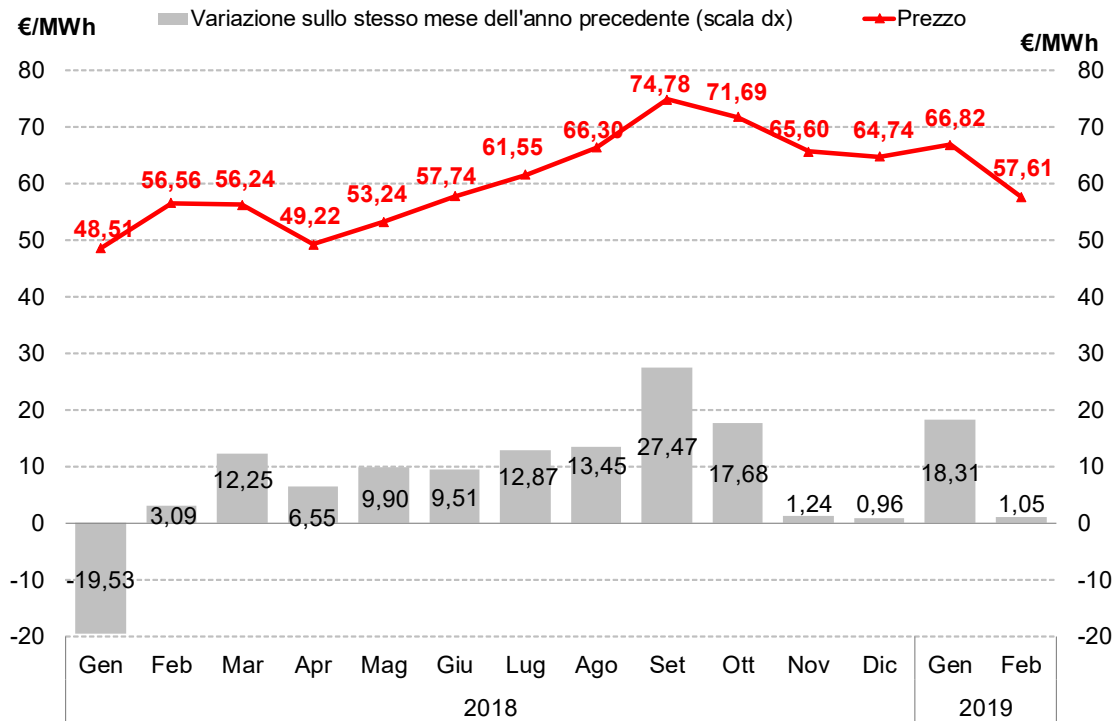


Figura 1: MI, dati di sintesi

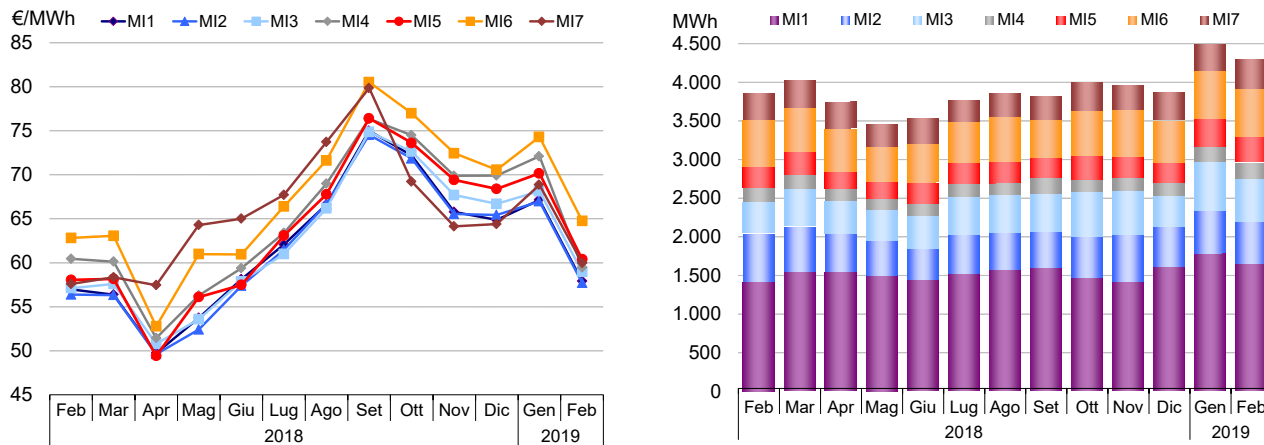
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh			Prezzi. €/MWh
	2019	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione	
MGP <i>(1-24 h)</i>	57,67	57,00	+1,2%	23.588.411	35.102	-1,9%	57,00 57,67
MI1 <i>(1-24 h)</i>	57,94 <i>(+0,5%)</i>	56,98	+1,7%	1.098.931	1.635	+15,8%	56,98 57,94
MI2 <i>(1-24 h)</i>	57,75 <i>(+0,1%)</i>	56,39	+2,4%	364.241	542	-12,7%	56,39 57,75
MI3 <i>(5-24 h)</i>	58,99 <i>(-0,9%)</i>	57,12	+3,3%	312.654	558	+40,4%	57,12 58,99
MI4 <i>(9-24 h)</i>	59,50 <i>(-2,0%)</i>	60,45	-1,6%	91.589	204	+6,9%	60,45 59,50
MI5 <i>(13-24 h)</i>	60,42 <i>(-0,4%)</i>	58,05	+4,1%	106.193	316	+21,7%	58,05 60,42
MI6 <i>(17-24 h)</i>	64,79 <i>(-0,9%)</i>	62,82	+3,1%	138.783	620	+2,3%	62,82 64,79
MI7 <i>(21-24 h)</i>	60,01 <i>(-1,6%)</i>	57,59	+4,2%	42.273	377	+10,6%	57,59 60,01

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



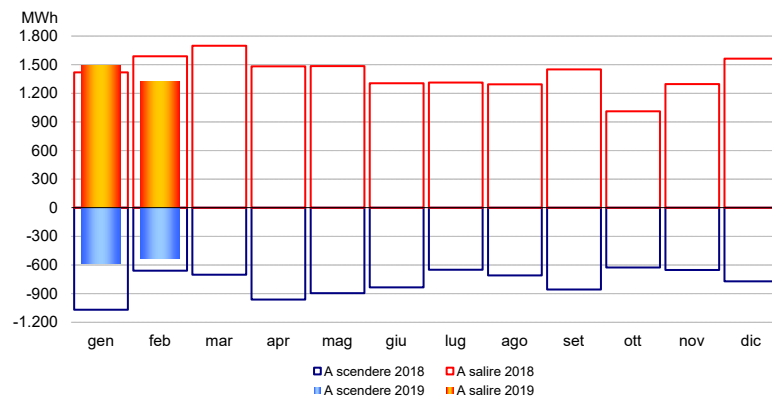
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 0,9 TWh, si riducono del 16,7% su base annuale; ancora ai minimi da oltre un anno le vendite

di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,4 TWh e in calo del 18,9% rispetto a un anno fa (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

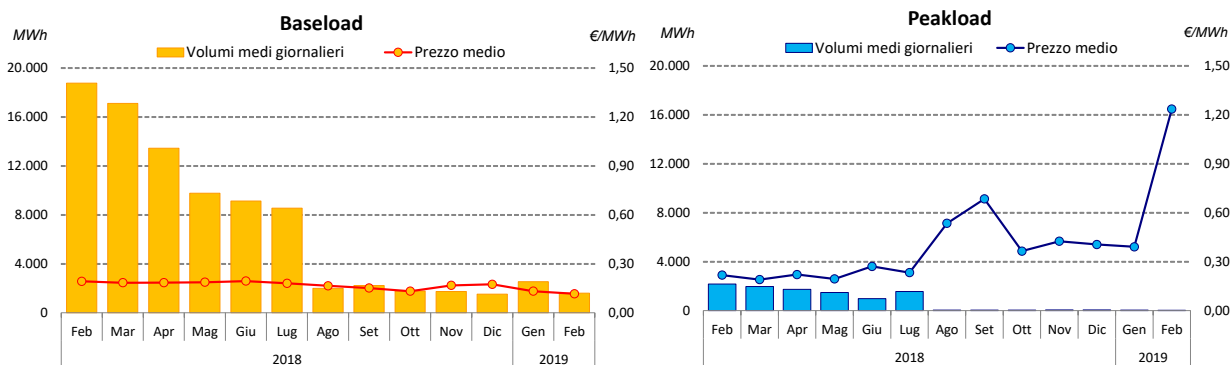
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 97 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 79 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload aggiorna il minimo a 0,12 €/MWh, viceversa quello dei prodotti con

profilo peakload sale al massimo di 1,24 €/MWh, per effetto soprattutto di due abbinamenti effettuati a 5 €/MWh. Sul livello più basso da gennaio 2017, i volumi complessivamente scambiati su MPEG, scesi a meno di 0,5 GWh (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	79	28/28	0,12	0,10	0,24	44.880	1.603
Peakload	18	18/20	1,24	0,17	5,00	648	36
Totale	97					45.528	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 17 negoziazioni, per complessivi 266,9 GWh, di cui 14 relative a prodotti baseload. La posizione aperta complessiva, ai massimi dell'ultimo anno, si attesta 857 GWh, in aumento del 25,8% su gennaio 2019. Prezzi di controllo stabili o in calo, generalmente più intenso per i prodotti a più breve

scadenza. Il prodotto Marzo 2018 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 54,40 €/MWh sul baseload (56,91 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 58,35 €/MWh sul peakload (62,98 €/MWh), ed una posizione aperta di 91 GWh totali (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Febbraio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW	variazioni %	MW	MWh
Marzo 2019	54,40	-8,3%	2	5	-	5	-66,7%	119	88.417
Aprile 2019	53,44	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2019	51,93	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2019	57,15	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	54,15	-5,0%	-	-	-	-	-	103	224.952
III Trimestre 2019	59,10	-5,7%	3	11	-	11	-42,1%	105	231.840
IV Trimestre 2019	64,40	-7,6%	3	11	-	11	450,0%	76	167.884
I Trimestre 2020	66,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	58,30	-2,8%	6	23	-	23	-	23	202.032
Totale			14	50	-	50			826.708

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW	variazioni %	MW	MWh
Marzo 2019	58,35	-16,3%	1	3	-	3	-	11	2.772
Aprile 2019	57,60	-9,1%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2019	57,03	-9,4%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2019	56,96	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	57,20	-9,3%	1	3	-	3	-	11	8.580
III Trimestre 2019	63,01	-7,6%	-	-	-	-	-	8	6.336
IV Trimestre 2019	72,50	-7,0%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2020	75,78	+0,1%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	66,10	-0,3%	1	3	-	3	-	3	9.432
Totale			3	9	0	9			30.684

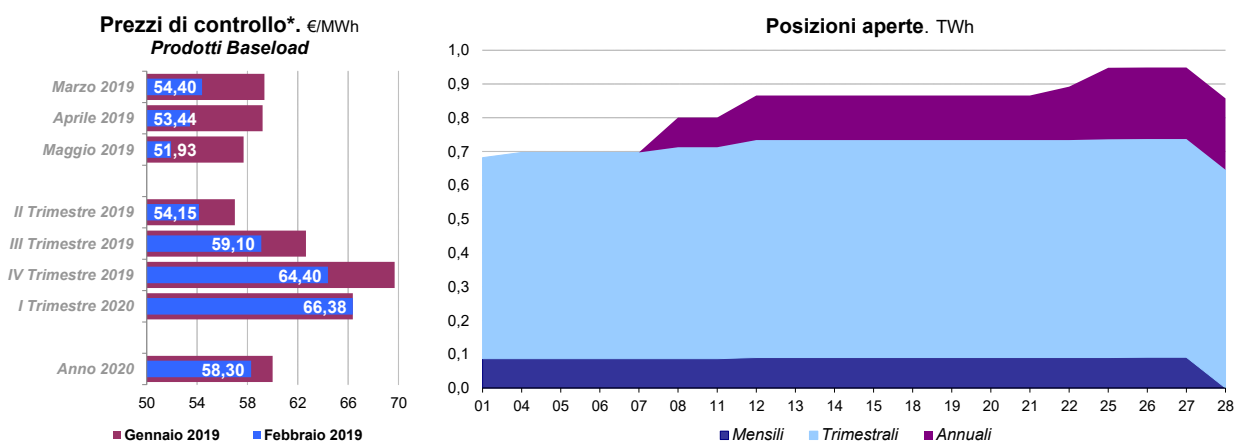
TOTALE			17	59	-	59			857.392
---------------	--	--	-----------	-----------	----------	-----------	--	--	----------------

* 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



*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 febbraio, alla quinta flessione annuale consecutiva, si attestano a 22,3 TWh (-9,3% su un anno fa); ancora in calo anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 12,6 TWh (-3,0%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, pari a 1,77, si mantiene sui livelli più bassi dell'ultimo anno e mezzo (Grafico 13).

In riduzione anche i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 5,5 TWh (-20,5%), che nei conti in prelievo, pari a 10,2 TWh (-5,8%). In crescita, invece, i relativi sbilanciamenti a programma, rispettivamente a 7,1 TWh (+16,9%) ed a 2,5 TWh (+10,5%).

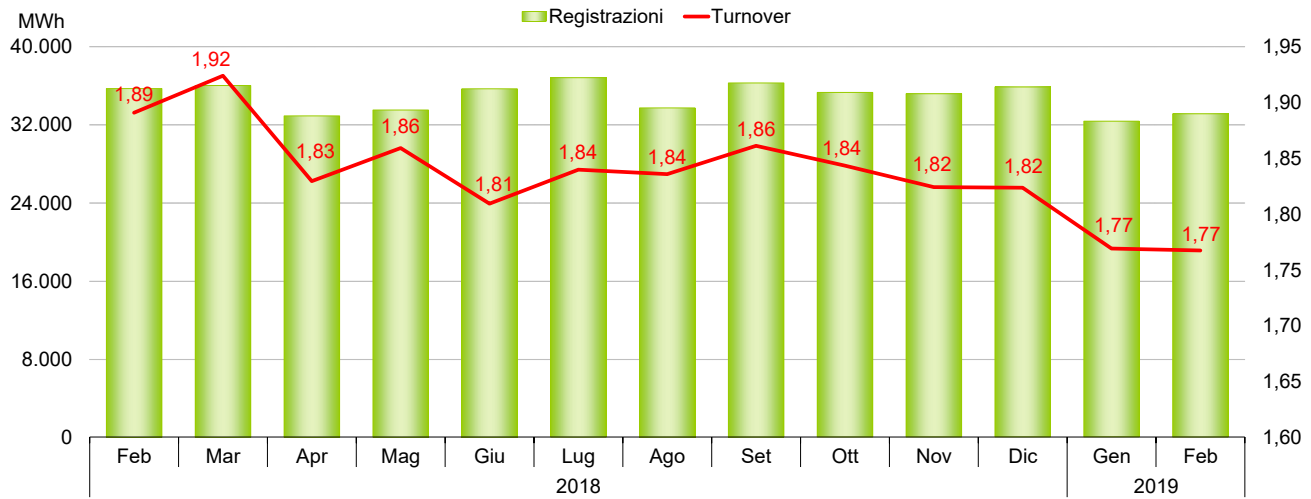
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate	MWh	Variazione	Struttura	PROGRAMMI						
				Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.304.503	+4,6%	28,2%	Richiesti	9.000.218	+4,3%	100,0%	10.169.408	-6,8%	100,0%
Off Peak	90.000	+59,8%	0,4%	di cui con indicazione di prezzo	5.003.862	+25,2%	55,6%	257	-4,2%	0,0%
Peak	104.419	-53,9%	0,5%	Rifutati	3.482.771	+106,5%	38,7%	12.198	-90,2%	0,1%
Week-end	1.200	+0,0%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	3.481.234	+106,5%	38,7%	-	-	-
Totale Standard	6.500.122	+3,0%	29,1%							
Totale Non standard	15.722.674	-11,1%	70,4%	Registrati	5.517.447	-20,5%	61,3%	10.157.210	-5,8%	99,9%
PCE bilaterali	22.222.796	-7,4%	99,5%	di cui con indicazione di prezzo	1.522.628	-34,1%	16,9%	257	-4,1%	0,0%
MTE	77.184	-24,3%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	7.129.940	+16,9%		2.490.178	+10,5%	
MPEG	45.528	-91,7%	0,2%	Saldo programmi	-	-		4.639.763	+20,7%	
TOTALE PCE	22.345.508	-9,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.647.387	-3,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio i consumi di gas naturale in Italia, dopo i segnali di crescita del mese precedente, tornano in flessione tendenziale (-10%) riportandosi sui livelli del 2017. La flessione risulta più intensa per i consumi del settore civile (-15%), favorita da un clima più mite rispetto all'anno precedente, e più contenuta per quelli dei settori industriale e termoelettrico (entrambi -5%) con quest'ultimo che risente principalmente della significativa ripresa della produzione elettrica rinnovabile (+17%). Sul lato dell'offerta, la minore domanda è stata assorbita dalla riduzione sia delle importazioni di gas naturale (-11%), che delle erogazioni dagli stoccaggi (-9%), con la giacenza a fine mese in calo del 2,5% rispetto al 2018. In calo, su livelli poco significativi, anche la produzione nazionale (-7%). Si

conferma in crescita, invece, per il quinto mese consecutivo l'import tramite rigassificazione, più che raddoppiato su base annua.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi scambiati arretrano dai livelli molto elevati registrati i due mesi precedenti, tornando dopo un anno anche in flessione su base annua (4,7 TWh). Dinamiche ribassiste concentrate su MI-Gas e MGS, in controtendenza invece gli scambi su MGP-Gas (+52%). Continua il trend decrescente dei prezzi, attestatisi su tutti i mercati a circa 20 €/MWh, a ridosso della quotazione al PSV (20,53 €/MWh). Ai massimi storici le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas), concentrate sui prodotti mensili di prossima consegna e con prezzi di controllo in ribasso.

IL CONTESTO

A febbraio i consumi di gas naturale in Italia tornano in flessione su base annua e si riportano sui livelli del 2017, pari a 8.039 milioni di mc (-10%). Il calo appare trainato principalmente dai consumi del settore civile, attestatisi a 4.579 milioni di mc (-15%), che risentono delle temperature più miti rispetto allo stesso periodo dello scorso anno caratterizzato dall'ondata di gelo nei giorni finali del mese. In flessione del 5% circa i consumi nel settore industriale, pari a 1.212 milioni di mc, e nel settore termoelettrico, pari a 1.971 milioni di mc, minimo degli ultimi tre anni per il mese in analisi. Questi ultimi risultano penalizzati dall'apprezzabile performance della produzione rinnovabile, in particolare da impianti eolici (+41%), in un contesto contraddistinto da una domanda elettrica in calo (-2%).

Dal lato offerta, dinamiche ribassiste sia per le importazioni di gas naturale (5.119 milioni di mc, -11%), che confermano tuttavia una quota sul totale approvvigionato del 64%, che per le erogazioni dagli stoccaggi, pari a 2.542 milioni di mc (-9%). Si conferma su livelli bassi e in flessione del 7% anche

la produzione nazionale.

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra una contrazione delle importazioni tramite gasdotto da Tarvisio (1.871 milioni di mc, -29%), ai minimi dal 2011 per il mese in analisi, e Mazara (1.146 milioni di mc, -41%), i due entry point che, anche a fronte di tale calo, continuano comunque a raccogliere circa il 60% del gas naturale importato. In ripresa i flussi in entrata dalla Libia (+15%) e dal Nord Europa a Passo Gries (+90%), mentre toccano i massimi storici per il mese di febbraio le importazioni tramite terminal GNL, a ridosso dei 1.000 milioni di mc, più che raddoppiate rispetto allo scorso anno; attivi tutti i terminal tra cui Cavarzere, che si conferma il più liquido (545 milioni di mc, +40%), e Livorno, che continua ad operare a pieno regime (272 milioni di mc, +580%).

Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.808 milioni di mc, in flessione rispetto al 28 febbraio del 2018 (-2,5%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 21%, anch'esso in calo su base annua (-0,8 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.119	54,2	-11,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.146	12,1	-41,2%
Tarvisio	1.871	19,8	-29,2%
Passo Gries	741	7,8	+90,0%
Gela	394	4,2	+14,7%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	150	1,6	+31425,7%
Cavarzere (GNL)	545	5,8	+40,4%
Livorno (GNL)	272	2,9	+580,0%
Produzione Nazionale	378	4,0	-7,2%
Erogazioni da stoccaggi	2.542	26,9	-8,7%
TOTALE IMMESSO	8.039	85,1	-10,2%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.212	12,8	-5,0%
Termoelettrico	1.971	20,9	-5,1%
Reti di distribuzione	4.579	48,5	-14,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	277	2,9	+13,4%
TOTALE CONSUMATO	8.039	85,1	-10,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.039	85,1	-10,2%

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

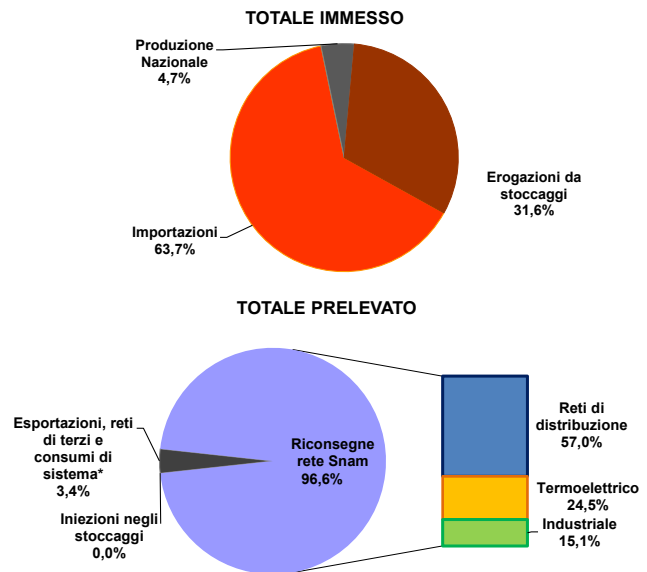
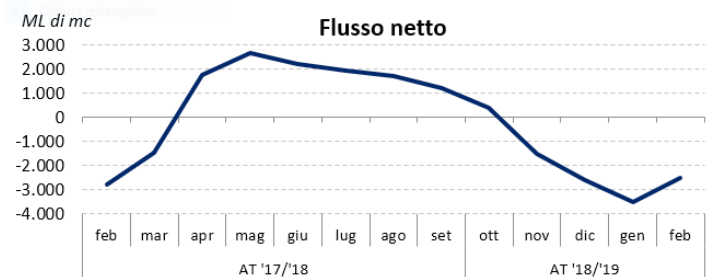
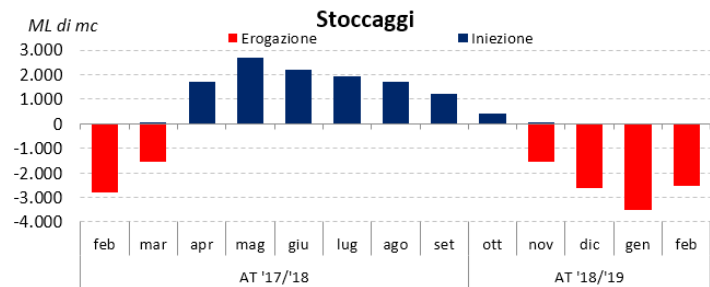
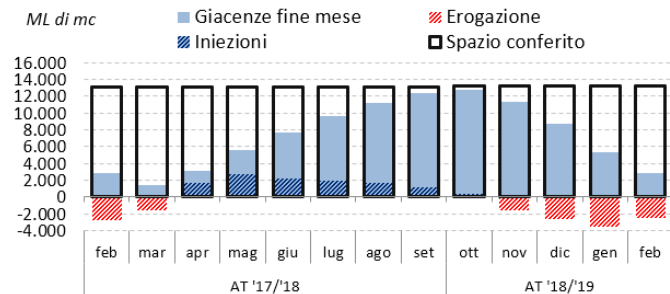


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2019)	2.808	-2,5%
Erogazione (flusso out)	2.542	-8,7%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	2.542	-8,7%
Spazio conferito	13.201	+1,2%
Giacenza/Spazio conferito	21,3%	-0,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sembra accelerare il trend ribassista avviato ad ottobre dello scorso anno della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che cede circa 3 €/MWh sia rispetto a gennaio che su base annua (rispettivamente -14% e -13%), scendendo a 20,53 €/MWh, minimo da febbraio 2018. Deprezzamenti su entrambi gli orizzonti temporali anche

per le principali quotazioni europee, tra le quali quella al TTF scende a 18,11 €/MWh (-16% su gennaio, -11% su base annua), segnando il valore più basso da novembre del 2017. Il differenziale tra il riferimento olandese e quello italiano permane attorno ai 2,4 €/MWh, pressoché stabile rispetto al mese precedente, ma in flessione su base annua (-0,76 €/MWh).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) a febbraio registrano una contrazione sia rispetto ai due livelli massimi storici dei due mesi precedenti che rispetto allo scorso anno, scendendo a 4,7 TWh (-5% sul 2018). Nel contesto di bassa domanda di gas naturale, la quota sul totale consumato, pari a 5,5%, registra tuttavia una lieve ripresa tendenziale (+0,3 punti percentuali).

La flessione su MP-GAS non ha interessato i volumi scambiati su MGP-Gas che, ad un anno dall'avvio del meccanismo di Market Making, registrano una crescita del 52% e si portano a 1,3 TWh, rappresentando il 28% del totale contrattato (+10 p.p. rispetto all'anno precedente). Si riducono, invece, gli scambi su MI-Gas, pari a 2,7 TWh (-12%), che risentono principalmente del calo delle movimentazioni del RdB rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-40%), quando l'ondata di freddo aveva spinto il Ministero dello Sviluppo Economico a dichiarare lo stato di preallarme. In particolare risultano in flessione i volumi acquistati dal RdB, pari a 0,4

TWh (-77%), che rappresentano il 15% dello scambiato su MI-Gas (era il 56% lo scorso anno), mentre in crescita si attestano le sue vendite (0,7 TWh contro i 0,1 TWh del 2018). In aumento su base annua anche i volumi scambiati tra operatori, pari a 1,6 TWh (+26%), la cui quota sul totale contrattato sale al massimo storico del 59% (+18 p.p. su base annua).

Dinamiche ribassiste, infine, per gli scambi registrati su MGS che scendono sui livelli più bassi di sempre, pari a 0,7 TWh (-32%), superiori solo al valore di ottobre 2016, mese di avvio del mercato.

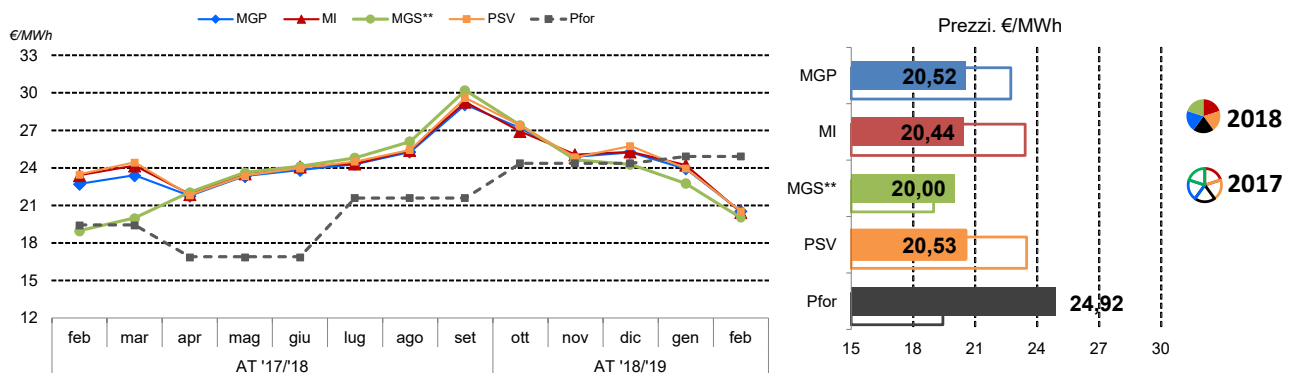
I prezzi registrati su tutti i mercati a pronti intensificano il trend calante avviato nell'autunno scorso e si attestano a 20 €/MWh su MGS e poco sopra sui due mercati title; le quotazioni risultano, invece, in ripresa su base annua nel mercato in stoccaggio (+5%) ed in flessione su MGP-Gas (-10%) e MI-Gas (-13%), entrambi ai minimi da febbraio 2018 ed in linea con gli sviluppi al PSV.

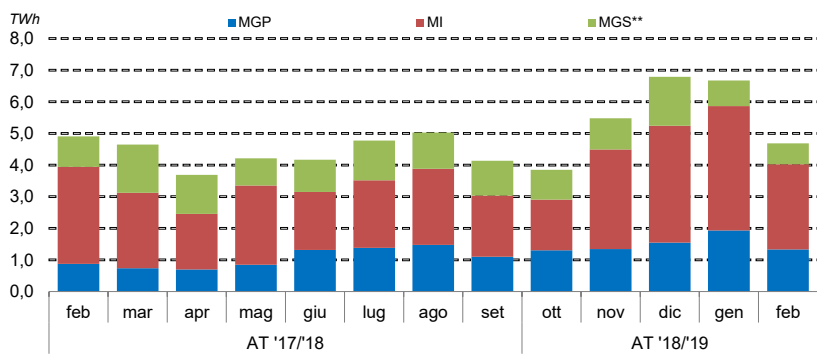
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

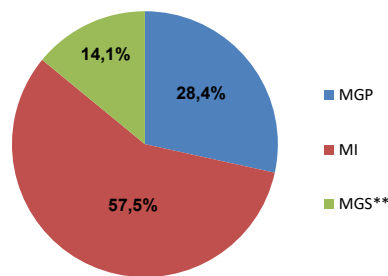
	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	20,52 (22,72)	19,38	23,40	1.332.864	(874.632)
MI	20,44 (23,42)	18,60	23,00	2.693.688	(3.067.584)
MGS**	20,00 (18,99)	19,40	20,90	659.006	(963.105)
Stogit	20,00 (18,99)	19,40	20,90	659.006	(963.105)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

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 P_{for} 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

Il calo dei volumi registrati su MGS per l'impresa di stoccaggio Stogit, unica operativa, è stato trainato principalmente dai minori scambi tra operatori, pari a 210 GWh (-49%), con una quota del 32% sul totale scambiato (-11 p. p.). Meno intensa,

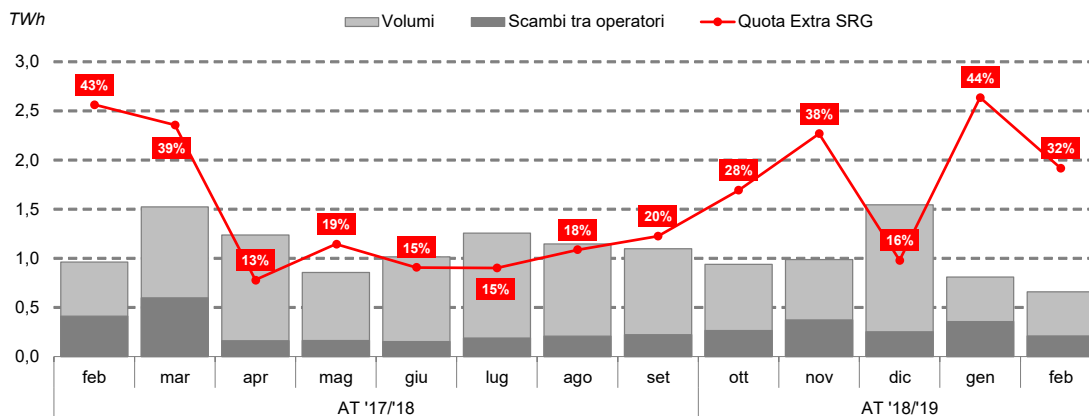
ma comunque consistente, la flessione dei volumi movimentati da SRG concentrata esclusivamente lato vendita (-38%) e relativa sia ad offerte con finalità di Neutralità e Altro che, in misura ridotta, ai fini di Bilanciamento (-1%).

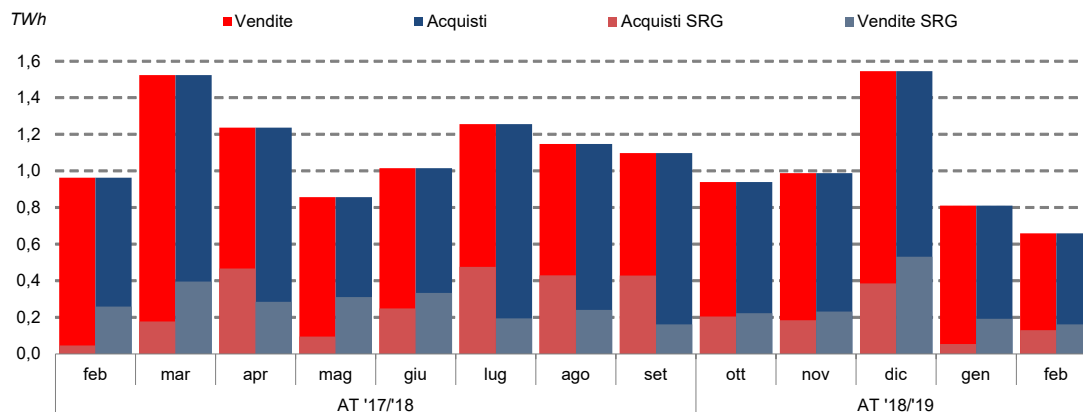
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	659.006	(963.105)	659.006	(963.105)	-	(-)	-	(-)
SRG	244.025	(87.079)	303.201	(485.668)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	0	(29.015)	303.201	(305.214)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	244.025	(58.063)	-	(180.454)	-	(-)	-	(-)
Operatori	414.981	(876.026)	355.805	(477.437)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a febbraio gli scambi salgono al massimo storico di 774 GWh; le transazioni hanno interessato per circa il 90% dei volumi i prodotti mensili, ed in particolare quelli con consegna ravvicinata. Il prodotto M-2019-03 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 19,41 €/

MWh, in calo rispetto all'ultimo riferimento di gennaio (-10%). Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 786 GWh (erano 151 GWh il mese precedente). Prezzi di controllo prevalentemente in ribasso anche per i restanti prodotti negoziabili, con particolare evidenza per il semestrale SS-2019 (-27%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh	
BoM-2019-02	19,65	21,10	20,13	-19,1%	17	43.992	-	-	43.992	-	2.664	5.328
BoM-2019-03	-	-	19,40	-	-	-	-	-	-	-	11.160	334.800
M-2019-03	19,30	21,35	19,41	-10,3%	69	317.688	-	-	317.688	+414,5%	11.160	345.960
M-2019-04	19,40	21,30	18,00	-16,7%	78	372.960	-	-	372.960	+362,5%	14.448	433.440
M-2019-05	-	-	18,52	-10,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2019-06	-	-	17,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	19,90	20,30	18,09	-17,4%	2	13.104	-	-	13.104	-	192	17.472
Q-2019-03	20,15	20,35	20,33	-9,0%	4	26.496	-	-	26.496	-	288	26.496
Q-2019-04	-	-	21,50	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-01	-	-	21,51	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	21,51	3,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	18,28	-26,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	21,82	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					170	774.240			774.240		26.088	785.712

*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

■ Nel mese di febbraio si confermano in ripresa le quotazioni del greggio e dei suoi derivati, mentre prosegue il trend ribassista sia del carbone, tornato ai livelli di metà 2017, sia del gas naturale, che conferma la dinamica in atto da fine 2018,

con il PSV ai minimi da febbraio 2018 e il TTF da novembre 2017. In questo scenario le quotazioni dell'energia elettrica di tutte le principali borse europee risultano in calo su base mensile, dopo i rialzi registrati a gennaio.

A febbraio prosegue il moderato aumento, iniziato a gennaio, delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati, che interrompe la serie di cali in atto da ottobre. Il petrolio si attesta a 64,20 \$/bbl (+10% rispetto a gennaio), sostanzialmente allineato al corrispondente valore del 2018 (-1%), mentre in crescita su base mensile e annuale risultano, invece, sia l'olio combustibile (388,98 \$/MT, +13% rispetto a gennaio e +11% rispetto al 2018) che il gasolio (585,78 \$/MT, +8% e +3%). In chiave prospettica, le aspettative future confermano il trend rialzista soprattutto per il gasolio, prospettando prezzi superiori agli attuali valori spot, mentre i riferimenti a termine del

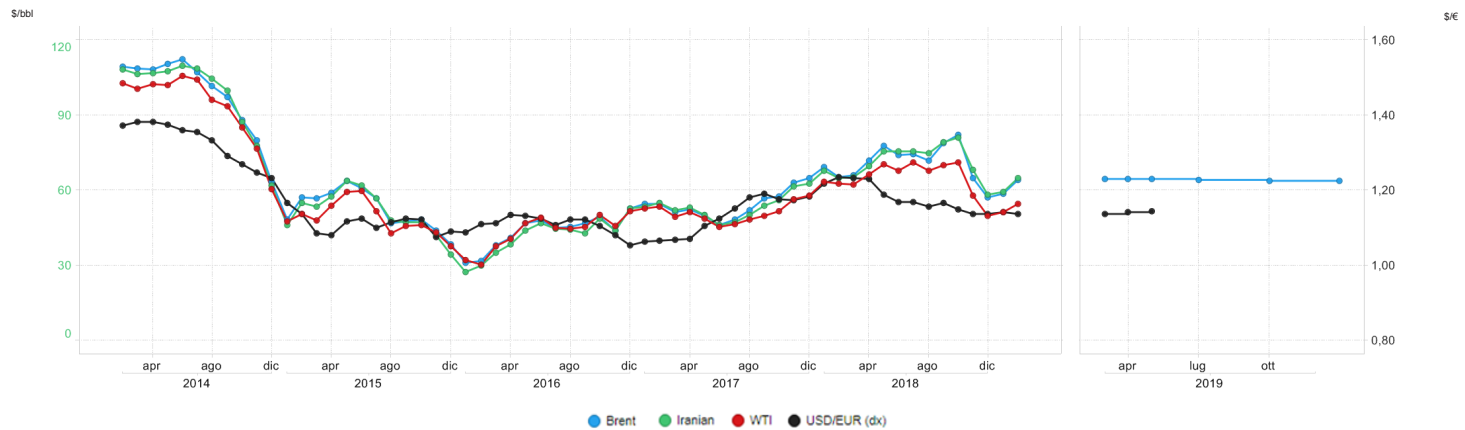
petrolio e dell'olio combustibile appaiono sostanzialmente stabili o inferiori alla quotazione corrente. D'altro canto, si conferma ancora in calo sia su base spot che future il carbone, che prosegue nel suo trend ribassista in atto da metà 2018, attestandosi a 75,09 \$/MT, valore ai minimi dal 2017 (-9% su base mensile e -12% su base annuale). Nella conversione in euro delle commodities, la perdita di potere della moneta europea (1,13) particolarmente rilevante rispetto al 2018 (-8%) mostra impatti significativi sull'orizzonte tendenziale, rispetto al quale si registra un inasprimento delle variazioni del greggio e dei suoi derivati e una riduzione di quelle del carbone.

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

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	64,20	10%	-1%	61,54	64,53	7%	64,43	7%	64,49	7%	63,02	4%
Olio Combustibile	USD/MT	388,98	13%	11%	373,00	387,97	10%	386,35	10%	383,51		359,90	3%
Gasolio	USD/MT	585,78	8%	3%	584,50	599,66	7%	597,56	7%	596,53	7%	603,44	5%
Carbone	USD/MT	75,09	-9%	-12%	79,13	74,18	-10%	74,74	-9%	74,98	-9%	79,04	-5%

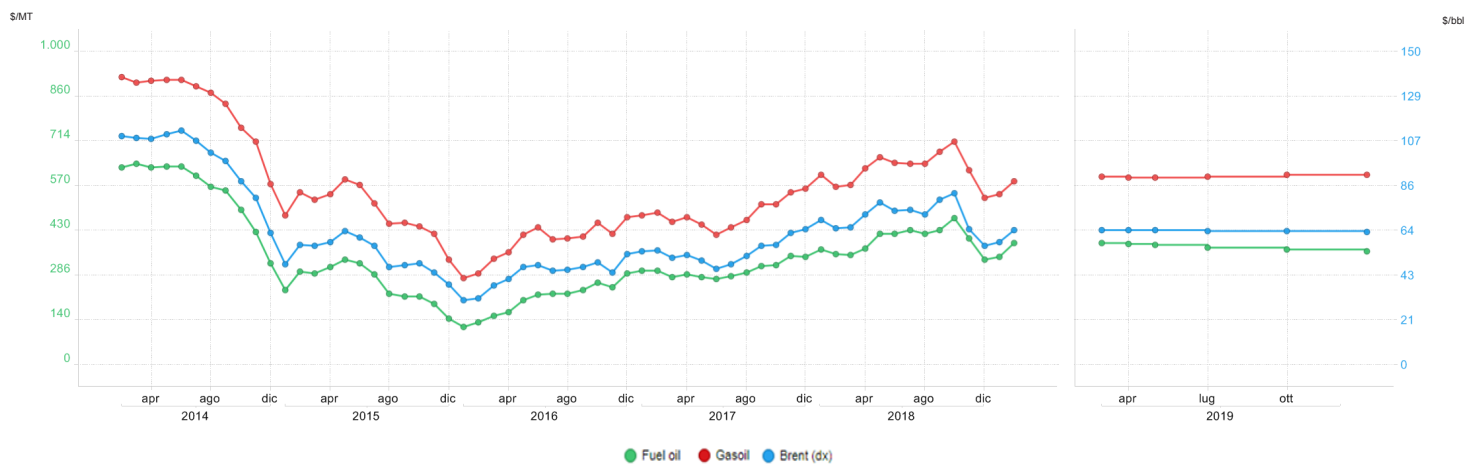
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	56,57	10%	7%		56,74	-	56,50	-	56,41	-	53,85	-
Olio Combustibile	EUR/MT	342,74	14%	20%		341,14	-	338,76	-	335,44	-	307,50	-
Gasolio	EUR/MT	516,14	8%	12%		527,28	-	523,96	-	521,75	-	515,59	-
Carbone	EUR/MT	66,15	-9%	-4%		65,23	-	65,54	-	65,58	-	67,53	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,13	-1%	-8%	1,15	1,14	-	1,14	-	1,14	-	1,17	-

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



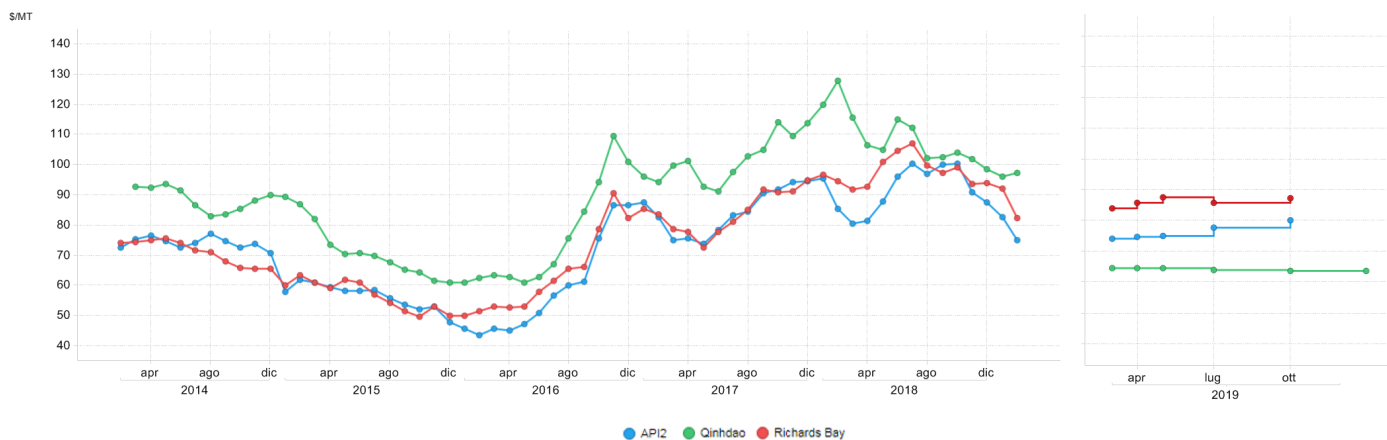
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

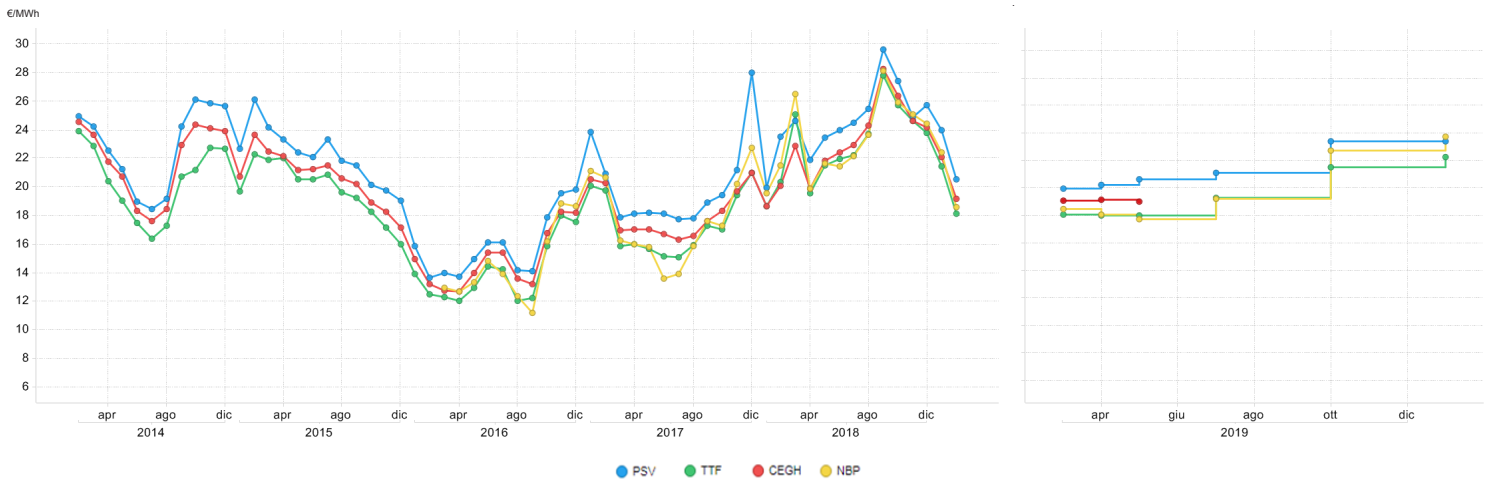
Per quanto attiene ai mercati del gas, prosegue il trend ribassista delle quotazioni. Il PSV si attesta a 20,53 €/MWh, in deciso calo su base mensile (-14%) e ai minimi da febbraio 2018, secondo una dinamica registrata anche al TTF, sceso a 18,11 €/MWh (-16% su base mensile), ai minimi da novembre 2017, in virtù della quale lo spread tra i due prezzi si mantiene sostanzialmente stabile a 2,42 €/

MWh (-0,08 €/MWh rispetto a gennaio). Le quotazioni sono in ribasso anche su base annuale (PSV: -13%, TTF: -11%): tra l'ultima settimana di febbraio 2018 e i primi giorni di marzo, infatti, si registrarono forti rialzi dei prezzi del gas europeo in concomitanza di temperature invernali eccezionali. I mercati a termine confermano ulteriormente il trend ribassista, con quotazioni ovunque in significativo calo.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	20,53	-14%	-13%	22,08	19,98	-13%	20,25	-11%	20,61	-11%	21,83	-2%
TTF	NL	18,11	-16%	-11%	19,77	18,06	-16%	18,00	-13%	18,00	-13%	19,94	-2%
CEGH	AT	19,19	-13%	-4%	21,10	19,10	-13%	19,16	-11%	19,00	-11%		
NBP	UK	18,59	-17%	-14%	20,64	18,47	-17%	18,04	-15%	17,75	-15%		



In tale contesto, le principali quotazioni dei mercati elettrici riprendono la tendenza ribassista avviata nel trimestre finale del 2018 e interrotta a gennaio, mostrando un generalizzato calo su base mensile. L'Italia si mantiene sui livelli più alti (57,67 €/MWh), in diminuzione su base mensile (-15%) ma sostanzialmente in linea rispetto a febbraio 2018 (+1%), seguita dalla Spagna, che si attesta a 54,01 €/MWh (-13%

su base mensile, -2% su base annuale). Nell'area centro-nord europea le quotazioni risultano comprese tra 42,82 €/MWh della Germania e 48,76 €/MWh della Svizzera, con la Francia e l'area scandinava attestate sui 46/47 €/MWh (-24%, -4%) e caratterizzate rispettivamente dalla riduzione mensile e dall'incremento tendenziale più consistenti (-24% e +16%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	57,67	-15%	1%	64,95	54,40	-13%	53,44		51,93		58,30	-3%
FRANCIA	46,62	-24%	-4%	60,24	45,31	-18%	43,23	-15%	41,88		50,09	-5%
GERMANIA	42,82	-13%	7%	54,14	42,01	-17%	41,67	-14%	42,41		46,78	-5%
AREA SCANDINAVA	45,86	-15%	16%	54,20	43,90	-20%	42,64	-19%	39,36		35,22	-9%
SPAGNA	54,01	-13%	-2%	59,25	50,80	-8%	49,44	-7%	54,66		54,52	-2%
AUSTRIA	46,04	-18%										
SVIZZERA	48,76	-22%	-8%									

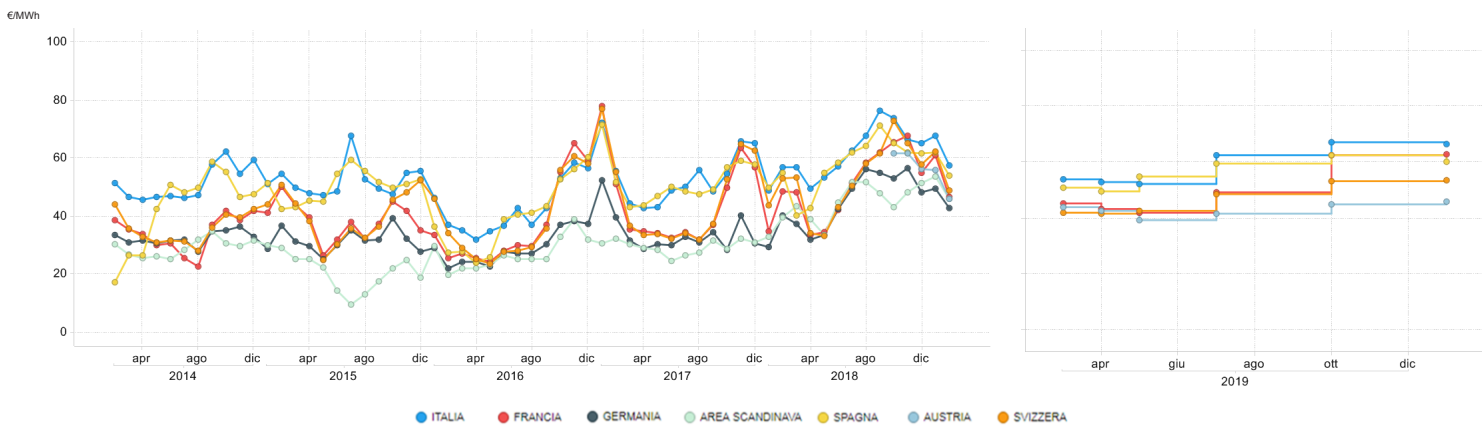
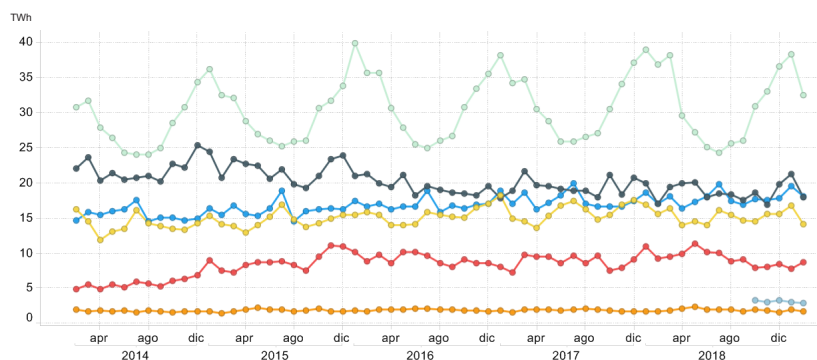


Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,1	2%	6%
FRANCIA	8,8	23%	-5%
GERMANIA	18,0	-6%	5%
AREA SCANDINAVA	32,5	-6%	-12%
SPAGNA	14,1	-7%	-10%
AUSTRIA	2,9	4%	
SVIZZERA	1,8	-3%	0%



*A seguito dello splitting interscambio tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

In merito alle contrattazioni registrate su base spot, l'area scandinava si conferma, anche a fronte di una significativa flessione tendenziale, quella dal livello di volumi più elevato

(32,5 TWh, -12%), seguita dall'Italia e dalla Germania, risultate invece in ripresa rispetto al 2018 (circa 18 TWh, +6% e +5% rispettivamente).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) a febbraio il prezzo medio rimane stabile a ridosso dei 260 €/tep, mantenendo un differenziale di oltre 10 €/tep con la stima del contributo tariffario (248 €/tep).

In rialzo, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (251 €/tep) che accorcia significativamente la distanza con il corrispondente valore di mercato. In calo gli scambi su MTEE (-33%), con la liquidità che invece sale oltre il 60%, in corrispondenza di un flessione più intensa delle negoziazioni bilaterali (-59%), ai minimi dallo scorso luglio.

Scende sui livelli più bassi di sempre la quantità destinata al trading (-79%), con una quota che cede circa 3 punti percentuali.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi rafforzano il trend ribassista dei mesi precedenti confermandosi ai minimi da maggio (0,61 €/MWh) ed inferiori alle quotazioni bilaterali che, invece, restano ferme a 0,85 €/MWh. In calo i volumi scambiati sul mercato, mentre le transazioni sulla piattaforma bilaterale salgono ai massimi degli ultimi dieci mesi (+26%).

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato continua a mostrare, a partire dall'avvio del nuovo anno d'obbligo, deboli oscillazioni, stabilizzandosi in prossimità dei 260 €/tep, più alto di oltre 10 €/tep rispetto alla stima del contributo tariffario, anch'esso fermo a 248 €/tep. In significativo aumento, invece, il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, pari a 251,26 €/tep (+10%), che riduce significativamente lo spread con il riferimento di mercato portandolo a 8 €/tep (era 32 €/tep il mese precedente). Tale differenza scende peraltro ulteriormente a circa 4 €/tep, considerando le sole transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sale a febbraio al 98% dei volumi bilaterali. Risulta inoltre in forte crescita, tenuto conto anche della bassa volatilità del mercato, la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di

abbinamento osservati su MTEE (259,75-260,05 €/tep), che sale al 61%, in aumento di 33 p.p. rispetto al mese precedente.

I volumi scambiati su MTEE, dopo i segnali di ripresa registrati a gennaio, tornano in consistente calo e scendono a 193 mila tep (-33%), mentre la liquidità si riporta sopra il 60% in virtù delle più intense dinamiche ribassiste osservate dai volumi scambiati tramite piattaforma bilaterale che, al terzo calo consecutivo, scendono a 122 mila tep (-59%), minimo dallo scorso luglio.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 56.896.861 tep, in aumento di 96.201 tep rispetto a fine gennaio; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.670.901 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading				Operatori	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.		
Mercato	259,98	+0,2%	259,75	260,05	192.731	-32,8%	50,11	-32,7%	2.405	-79,0%	1,2%	-2,7 p.p.	4	-2
Bilaterali	251,26	+10,3%	0,00	260,00	121.881	-59,2%	30,62	-55,0%						
con prezzo >1	256,44	+4,6%	120,00	260,00	119.419	-57,0%	30,62	-55,0%						
Totale	256,60	+5,4%	0,00	260,05	314.612	-46,3%	80,73	-43,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

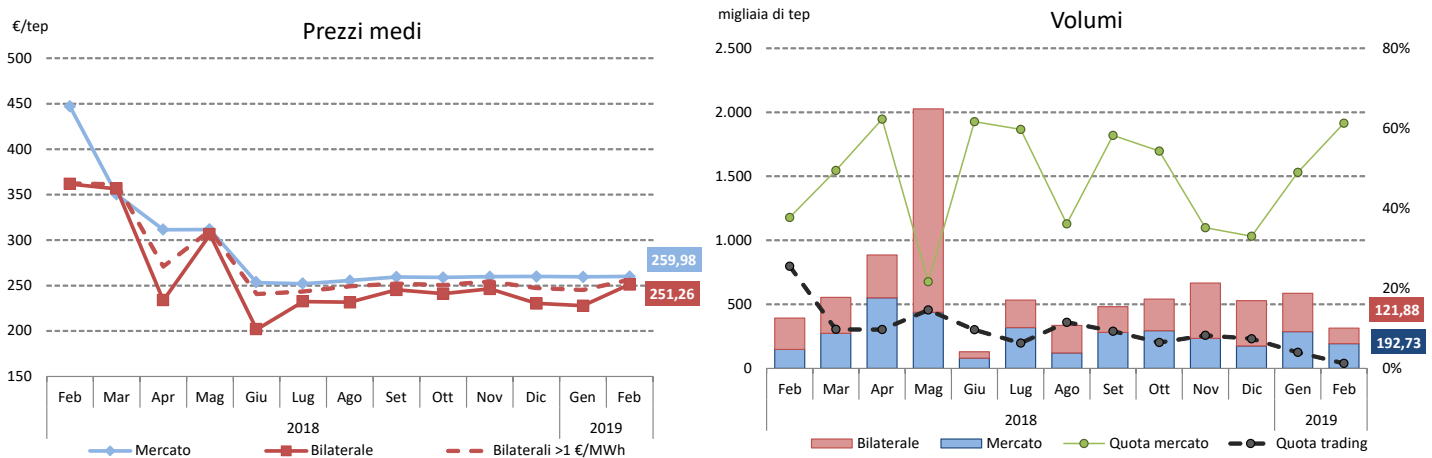


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep
	Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Titoli scambiati tep		tep	% su scambi			
01 giugno - 28 settembre 2018	6	255,24	799.550	679.210	258,27	401.228	50,2%	257,49		
29 settembre - Febbraio 2019	20	259,58	1.182.303	1.453.523	230,06	75.773	5,2%	243,30		
Totale	26	257,83	1.981.853	2.132.733				248,40	3.670.901	56.896.861
	(+4)	(+0,1%)	(+10,8%)	(+6,1%)				(+0,2%)	(+96.201)	(+96.201)

*Tale valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA all'art. 4.1 della delibera 487/2018/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.

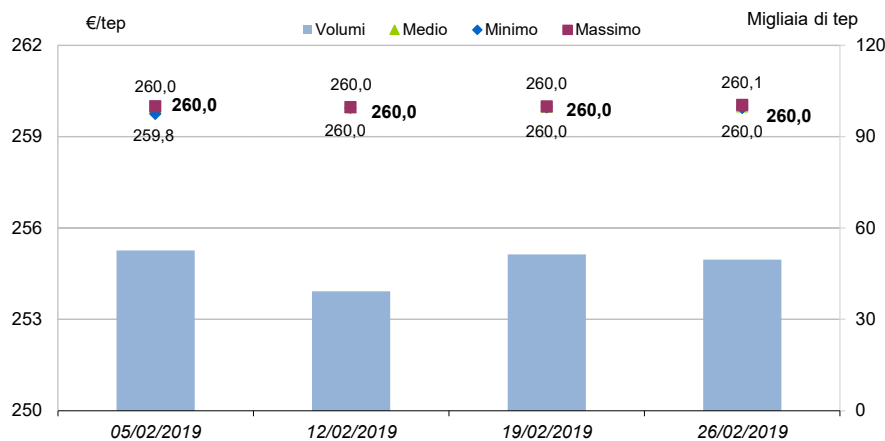
() tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra la sostanziale stabilità delle quotazioni: lo spread tra i corsi infraseduta registra il 12 febbraio il minimo storico di 0,02 €/tep, poco più alti i valori nei restanti giorni di mercato. Rispetto al

mese precedente, a fronte di minori volumi scambiati, si registra in tutte le sedute un apprezzabile aumento del numero medio di titoli per singola transazione (281 titoli a febbraio contro i 171 di gennaio).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nella seconda sessione del 2019 il prezzo medio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, rafforza il trend ribassista avviato lo scorso ottobre e scende a 0,61 €/MWh (-22%), confermandosi ai minimi dall'avvio del nuovo periodo di contrattazione. La flessione ha interessato quasi tutte le tipologie ad eccezione di quella Solare, la cui quotazione, in aumento del 3%, si colloca su livelli nettamente più alti, pari a 0,72 €/MWh. Il riferimento del mercato allunga inoltre la distanza con il corrispondente valore della piattaforma bilaterale, che invece rimane stabile a 0,85 €/MWh.

Inversione di tendenza rispetto ai mesi precedenti per gli scambi registrati sul mercato organizzato che scendono a

147 GWh, in calo del 75% dai livelli molto elevati di gennaio (581 GWh), mostrando, inoltre, una ridotta liquidità (1%). A fronte di tale calo, gli scambi cumulati delle garanzie del nuovo anno di riferimento (da maggio 2018 a febbraio 2019) mantengono il loro trend crescente, confermandosi in significativo aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (966 GWh del 2017 contro i 2.292 GWh del 2018).

Crescono del 26%, invece, le negoziazioni bilaterali che aggiornano il massimo degli ultimi dieci mesi, pari a 11.950 GWh, risultando più alti del 57% anche rispetto alle contrattazioni registrate a febbraio dello scorso anno.

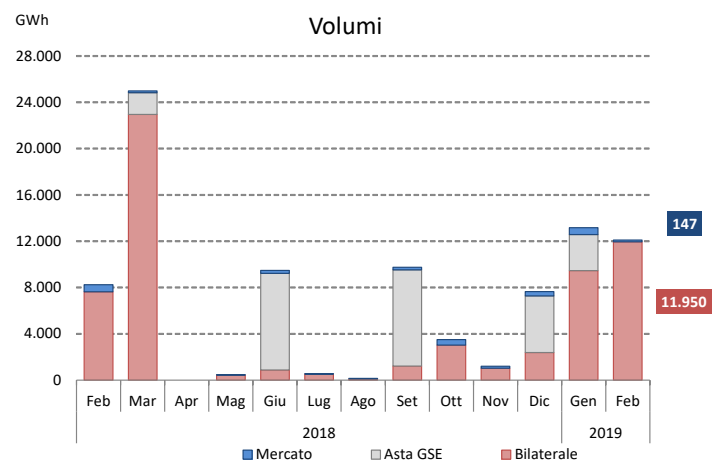
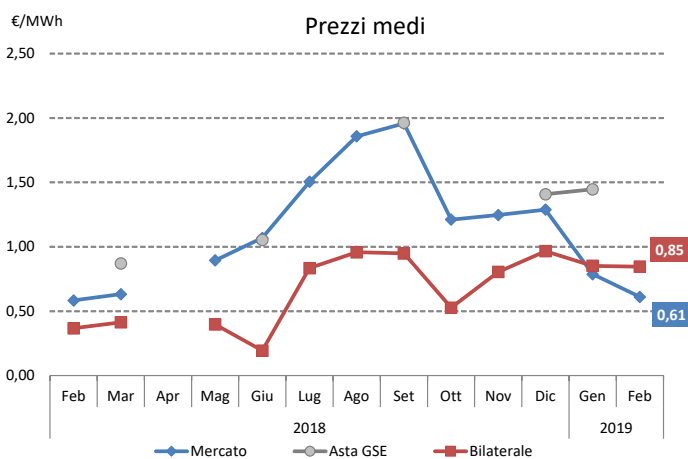
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,61	-22,4%	0,52	0,86	147.299	-74,6%	90.022	-80,3%
Bilaterali con prezzo >0	0,85	-0,7%	0,00	2,05	11.949.565	+26,4%	10.108.384	+25,5%
	0,89	-8,0%	0,01	2,05	11.310.084	+36,5%	10.108.384	+25,5%
Totale	0,84	-0,6%	0,00	2,05	12.096.864	+20,6%	10.198.405	+19,8%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

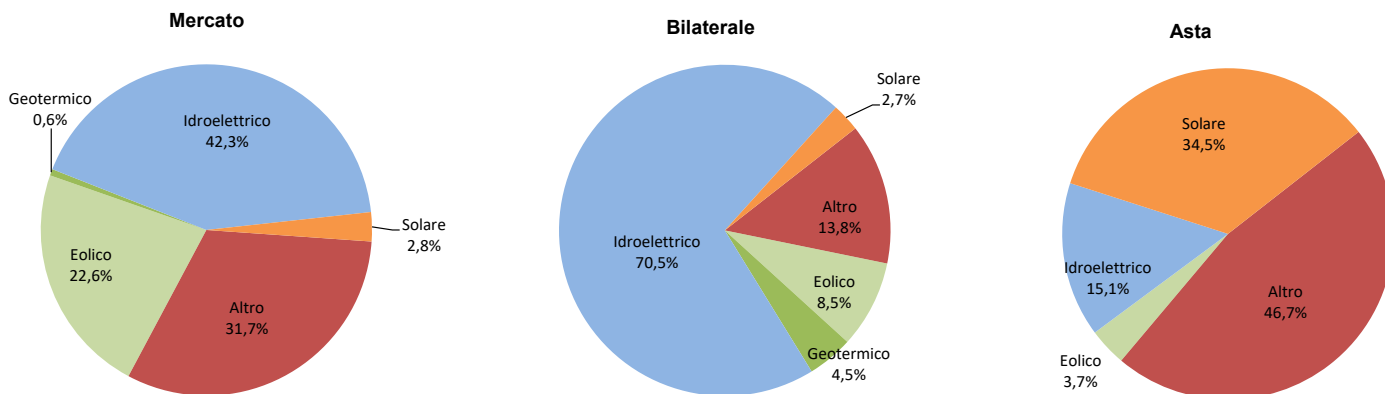


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia idroelettrico, la più scambiata sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale, è l'unica

a mostrare una quota in crescita rispetto al mese precedente, rispettivamente +2% e +3%, a svantaggio principalmente delle tipologie Eolico ed Altro, mentre rimane stabile la quota del Solare e Geotermico.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2018

Fonte: dati GME



I NUMERI DELL'ECONOMIA CIRCOLARE IN ITALIA

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

(continua dalla prima)

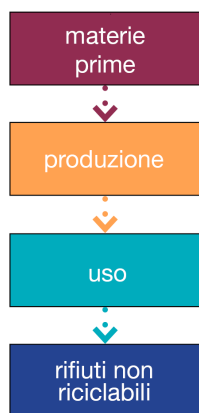
L'economia circolare acquisisce nell'era moderna la rilevanza di un vero e proprio cambio di paradigma, la cui applicazione si propone di superare il modello produttivo tradizionale, basato sulla linearità dei flussi. In particolare, consapevole che in un mondo caratterizzato da risorse

finite una crescita infinita sia impossibile, il sistema circolare utilizza un approccio "dalla culla alla culla" che punta a preservare il capitale naturale, ottimizzare la resa delle risorse, eliminare le esternalità negative come rifiuti e inquinamento.

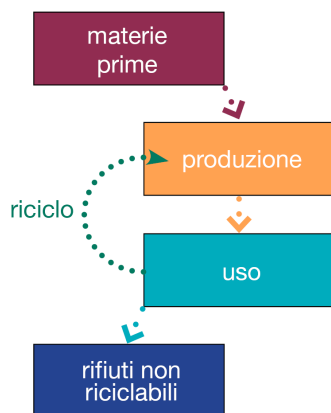
Da una economia lineare a economia circolare

Fonte: Sito ufficiale del Governo dei Paesi Bassi

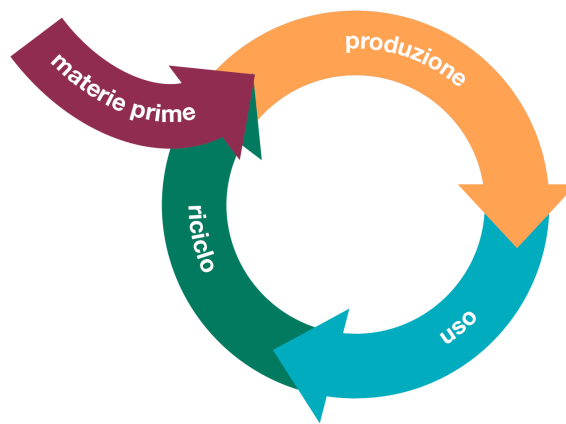
Economia Lineare



Economia del riuso



Economia circolare



Perché cambiare il modello di produzione e consumo lineare per affidarsi ad un approccio circolare? Vi sono una serie di limiti che hanno fatto emergere in modo sempre più evidente l'inefficienza del sistema lineare. Innanzitutto, lo spreco strutturale su cui si basa questo tipo di economia. Alcuni numeri ci possono aiutare a chiarire la situazione: in Europa, il 60% degli scarti finisce nelle discariche o negli inceneritori mentre solo il 40% viene riciclato o riutilizzato; un'automobile resta parcheggiata in media il 92% del tempo; il 31% dei generi alimentari viene sprecato lungo la catena del valore; gli uffici vengono utilizzati dal 35% al 50% del tempo anche durante le ore lavorative³.

Tutto ciò genera perdite economiche e un uso inefficiente delle risorse disponibili. A ciò vanno aggiunti altri fattori che inducono a mettere in discussione un simile approccio, tra cui: la sempre maggiore volatilità dei prezzi e il tendenziale aumento dei costi delle commodity fondamentali; una dipendenza dalle importazioni dell'area con limitate risorse naturali non rinnovabili che le espone ad un rischio legato alla sicurezza delle relative forniture; un impatto ambientale negativo legato allo sfruttamento di risorse, alla perdita di

biodiversità, all'inquinamento. In questo contesto, emerge sempre più urgente la necessità di passare da un approccio basato sull'iper-sfruttamento e sullo spreco di risorse ad un modello in cui tutte le attività economiche sono organizzate in modo tale che i rifiuti diventino risorse per un nuovo ciclo produttivo.

Gli indicatori di crescita e il confronto con l'Europa

In Italia, il valore dell'economia circolare ha raggiunto importanti cifre, registrando nel 2015 un fatturato complessivo di 88 miliardi di euro, 22 miliardi di euro in termini di valore aggiunto e quasi 600.000 occupati. Conta per circa l'1,5% del valore aggiunto nazionale, quasi quanto settori strategici come l'energia o il tessile; inoltre, il riciclo delle materie secondarie determina importanti risparmi potenziali in termini consumo di energia e di emissione di CO2 quantificati in 21 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio e in 58 milioni di tonnellate di CO2. Si tratta di valori equivalenti rispettivamente al 12,5% della domanda interna di energia e al 14,6% delle emissioni⁴.

(continua)

L'UE è impegnata nello sviluppo dell'economia circolare e, a maggio 2018, ha adottato un nuovo Pacchetto di Direttive stabilendo nuovi obiettivi giuridicamente vincolanti per il riciclo dei rifiuti. Come vediamo nella tabella seguente, l'Italia

è in procinto di raggiungere, laddove non ha già superato, i target previsti evidenziando l'impegno verso una maggiore circolarità dell'economia, specie in alcuni settori in cui è già in posizione di leadership.

Target di riciclaggio europei e posizione dell'Italia

Fonte: dati Eurostat

Italia			
Obiettivi di riciclaggio dei rifiuti urbani			
2017	Entro il 2025	Entro il 2030	Entro il 2035
48%	55%	60%	65%
Italia			
Nuovi obiettivi di riciclaggio dei rifiuti d'imballaggio			
2016		Entro il 2025	Entro il 2030
67%	Imballaggio	65%	70%
42%	Plastica	50%	55%
60%	Legno	25%	30%
76%	Metalli ferrosi	70%	80%
72%	Alluminio	50%	60%
71%	Vetro	70%	75%
80%	Carta e cartone	75%	85%

In particolare, per quanto riguarda il riciclo dei rifiuti urbani, l'obiettivo al 2025 è di arrivare ad almeno il 55% per salire fino al 65% entro il 2035; l'Italia è sulla via per raggiungere il primo step essendo attualmente al 48%. Per quanto riguarda, invece, il riciclo degli imballaggi è richiesta una quota di almeno il 65% al 2025 e del 70% al 2030, con target differenziati in base al materiale. In questo caso, l'Italia ha già raggiunto e superato gran parte degli obiettivi, ad eccezione della plastica.

Analizzando più nel dettaglio l'economia circolare, bisogna innanzitutto partire dal presupposto che essa comprende molteplici attività che vanno dal riciclo dei rifiuti per la

produzione di materie prime secondarie, all'allungamento della vita utile dei prodotti industriali, alla manutenzione e riparazione, fino alla condivisione dell'uso. Per questa sua complessità, l'analisi e il monitoraggio del settore non possono essere affidati ad un solo indicatore. Non è un caso che Eurostat abbia sviluppato un database specifico per l'economia circolare composto da 10 indicatori suddivisi per 4 tematiche principali: produzione e consumo di rifiuti, gestione dei rifiuti, materia prima secondaria, competitività e innovazione. Qui di seguito una selezione degli indicatori⁵ più significativi:

Sintesi dei principali indicatori di economia circolare, Italia vs Europa

Fonte: dati Eurostat

(ultimo dato disponibile)	Italia	Media UE28
Produzione e consumo di rifiuti		
Produzione di rifiuti urbani pro capite (kg/ab) - anno 2017	489	487
Gestione dei rifiuti		
Tasso di riciclo dei rifiuti urbani (%) - anno 2017	47,7	46,4
Materia prima secondaria		
Tasso di circolarità della materia (%) - anno 2016	17,1	11,7
Competitività e innovazione		
Numero di brevetti per milione di abitanti - anno 2014	0,25	0,67

Dal quadro che emerge, l'Italia risulta essere sostanzialmente in linea con la media europea nella produzione di rifiuti e nell'attività di riciclo dei rifiuti urbani, mentre occupa una posizione di leadership rispetto agli altri paesi europei per

tasso di circolarità e produttività delle risorse. Deve invece essere maggiormente potenziato il campo dell'innovazione. In particolare:

(continua)

- Sul fronte della produzione di rifiuti, il nostro paese ha consumato 489 kg di rifiuti urbani pro capite nel 2017 in linea con la media UE. Fanno peggio di noi paesi come Germania, Danimarca, Cipro e Malta che superano tutte la quota di 600 kg/ab. Tuttavia, in questo ambito, il quadro è certamente migliorabile considerando che il 21,5% del consumo materiale domestico (DMC) diventa rifiuto durante il ciclo produttivo, quasi il doppio dello spreco medio europeo (dato 2016).

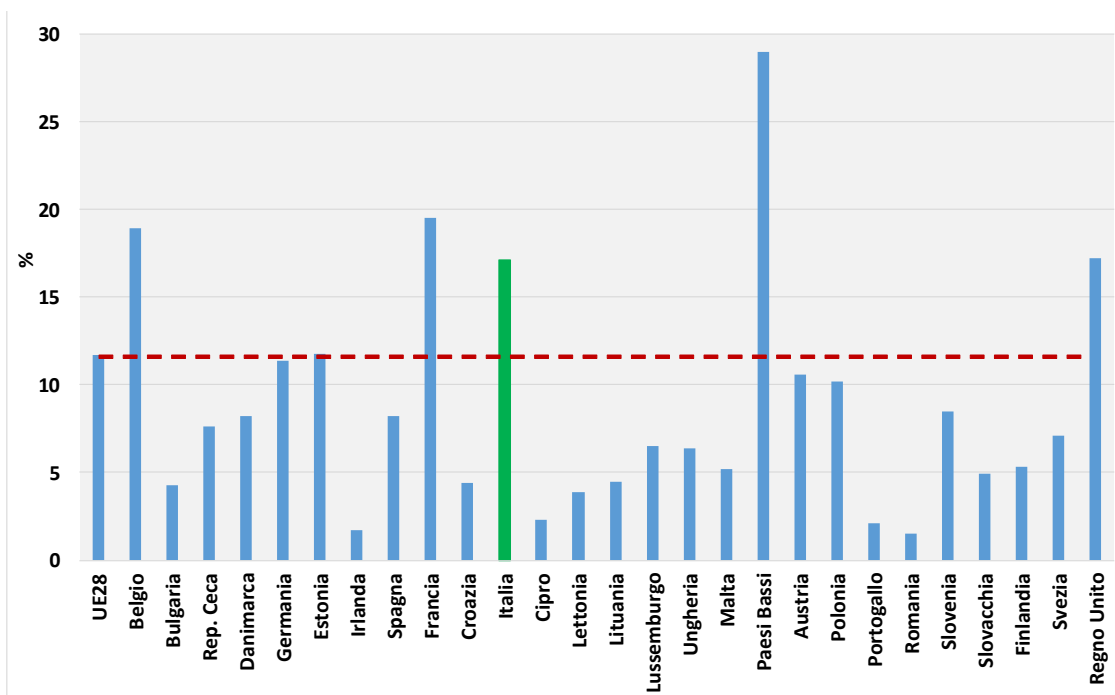
- Nell'ambito della gestione dei rifiuti, l'Italia ha riciclato intorno al 48% dei rifiuti urbani nel 2017, quota che sale al 67% considerando anche quelli non urbani (esclusi i rifiuti minerali) dietro solo a Olanda, Belgio e Slovenia (ultimo dato disponibile 2014). Nel riciclo di imballaggi, ha raggiunto un livello invidiabile pari al 67%, superiore al target europeo richiesto; tuttavia, nel confronto con gli altri Stati membri, risuliamo in classifica dietro a diversi paesi tra cui Belgio, Danimarca, Repubblica Ceca che superano abbondantemente il 75% (dato 2016). Ottimo, invece, il posizionamento riguardo il tasso di recupero dei rifiuti

minerali da costruzione e demolizione pari al 98% rispetto ad una media UE dell'89% (dato 2016) e sul riciclo dei rifiuti organici; in quest'ultimo caso, il livello pro capite di rifiuti urbani sottoposti a compostaggio è stato nel 2017 pari a 98 kg/ab vs 81 kg/ab della media europea, in continuo miglioramento con una crescita negli ultimi 10 anni del 122% rispetto ad un aumento del 27% a livello UE. Siamo ancora indietro, per contro, sui rifiuti elettronici con un tasso di riciclo del 34,4%, sotto la media europea di 7 punti percentuali (dato 2016).

- Possiamo ad analizzare il grado di circolarità dell'economia italiana. Forse uno degli indicatori più significativi, il tasso di circolarità dell'economia misura il rapporto percentuale fra le materie prime secondarie - ricavate dal riciclo dei rifiuti - e il totale del consumo materiale domestico (DMC) di un Paese. In Italia si attesta sul 17%, uno dei più elevati in Europa e in continuo miglioramento: dal 2010 al 2016, l'aumento nel nostro paese è stato del 47% rispetto ad un più modesto +6% a livello europeo.

Tasso d'uso di materia circolare (CMU), 2016

Fonte: dati Eurostat



Per l'Italia, l'elevato tasso di circolarità è legato alla costante riduzione del consumo materiale domestico registrata nel corso degli ultimi anni: siamo primi in Europa per il più basso livello di DMC, con circa 7 tonnellate pro capite rispetto ad una media UE di 13. Tuttavia, questo può essere associato non solo al fattore positivo dell'incremento del tasso di riciclo in alcuni processi industriali ma anche alla de-industrializzazione seguita alla crisi economica e alla delocalizzazione nonché ad una crescente finanziarizzazione dell'economia⁶. Il consumo

materiale domestico non incide solo sul tasso di circolarità ma permette di valutare anche il livello di produttività delle risorse (il rapporto tra il PIL di un paese e il suo DMC) che misura la quantità totale di materiali direttamente utilizzati da un'economia. Anche in questo caso, l'Italia occupa la posizione più alta della classifica europea con 4 euro di PIL per kg di materia consumata (a parità di potere d'acquisto) rispetto ad una media di 2,2 in Europa. Segnale che il nostro paese è l'economia più performante in materia di produttività d'uso

(continua)

delle risorse materiali e di riciclo in Europa.

- Sul fronte innovazione, siamo invece ancora indietro se consideriamo la fotografia che emerge dai dati Eurostat fermi al 2014. In questo anno, vi è stato un netto calo nel numero dei brevetti a tal punto da essere tornati ai livelli di 10 anni prima, con 15 brevetti rispetto ai 36 registrati nel 2013. Nel confronto europeo, si tratta di 0,25 brevetti per milione di abitanti vs una media UE di 0,67.

Verso una transizione “circolare”

Negli anni, l'Italia ha sviluppato un crescente bagaglio di buone pratiche ed esperienze innovative che puntano ad ottimizzare virtuosamente la raccolta differenziata, il riutilizzo, il riuso, il riciclo e la riparazione di prodotti. Non è un caso che il nostro paese abbia raggiunto importanti risultati in termini di produttività delle materie. Secondo l'indice Eco-innovazione elaborato dalla Commissione Europea, nel 2017 l'Italia si è collocata al settimo posto nella classifica europea e le sue prestazioni in questo ambito risultano superiori del 13% rispetto alla media UE. Pur evidenziando i progressi compiuti dal nostro paese nello sviluppo dell'economia circolare, in particolare nel campo della produttività dei materiali, la Commissione sottolinea la necessità di cambiamenti strutturali per facilitare la transizione verso un uso efficiente delle risorse e modelli di produzione più circolari e sostenibili.

In primo luogo, occorre ridurre il gap tra le macro-aree del Paese: si riscontra, infatti, una notevole differenza nelle prestazioni di gestione dei rifiuti soprattutto tra Nord e Sud (a favore del primo). Mentre nel Nord Italia la percentuale di raccolta differenziata ha raggiunto il 64% della produzione nazionale, nel Centro è a circa il 49% e nel Sud solo al 38%. In secondo luogo, bisogna lavorare sulle difficoltà che incontrano le imprese dell'economia circolare – che in Italia sono essenzialmente di piccola-media dimensione (PMI) – nelle proprie attività. Secondo un sondaggio dell'Eurobarometro, le principali problematiche che le aziende riscontrano nel nostro paese sono legate al complesso quadro burocratico-amministrativo e all'accesso al credito⁸.

Serve quindi un maggior sostegno pubblico alle PMI, spina dorsale del sistema produttivo italiano e principali fautrici dell'innovazione in materia di economia circolare. Vi sono poi ostacoli di tipo comportamentale che attingono alla sfera sociale di un paese, come la tendenza dei consumatori al ricambio di prodotti ancora funzionanti. La transizione da un modello di crescita basato sul continuo incremento dei consumi passa anche per un cambiamento culturale che permetta di diffondere una maggiore consapevolezza e adottare pratiche comportamentali volte a ridurre l'impatto ambientale. In taluni casi, a disincentivare il consumatore dal comprare materiali riciclati o prodotti duraturi vi è il basso prezzo delle materie prime che fa optare per la scelta più economicamente vantaggiosa ma meno environmentally friendly. Da non trascurare, poi, la necessità di governare alcuni modelli di sharing economy che possono avere impatti negativi sull'occupazione dei settori in cui vengono applicati, come nel caso del turismo e della mobilità.

Insomma, la nuova sfida dell'economia circolare consiste in un radicale ripensamento delle modalità di produzione e di consumo, coinvolgendo tutti gli attori della catena del valore: dagli approvvigionamenti al consumo finale sino al conferimento del bene ad una seconda vita. Il recupero e riutilizzo di prodotti o loro componenti a fine vita, anche attraverso la dematerializzazione degli stessi; il remanufacturing finalizzato al recupero dei prodotti usati e alla riconversione in nuovi da introdurre sul mercato; l'aumento della durabilità del ciclo di vita di un prodotto. Queste sono tutte strategie su cui le imprese più innovative e lungimiranti hanno iniziato a muoversi con crescente attenzione ma che hanno ancora ampi margini di miglioramento. In parallelo, anche i consumatori devono rivedere il proprio ruolo, in un'ottica di consumo più attivo e reattivo e sempre più orientato al servizio e alla condivisione. Non è certamente una sfida semplice né tantomeno limitata ad una riduzione degli impatti negativi dell'economia lineare. Rappresenta piuttosto un cambio di paradigma a livello di sistema che punta a generare opportunità economiche e occupazionali, benefici ambientali e sociali: il tutto in un percorso di crescita economica sostenibile.

¹ Si ritiene che il termine economia circolare sia stato coniato dagli economisti britannici David W. Pearce e R. Kerry Turner che ne parlano nel loro libro “Economics of natural resources and the environment” scritto nel 1990.

² Questa è la definizione maggiormente condivisa e proposta dalla Fondazione Ellen MacArthur, organizzazione non-profit britannica costituita nel 2010 allo scopo di accelerare la transizione verso un'economia circolare.

³ “Towards a circular economy: business rationale for an accelerated transition”, Fondazione Ellen MacArthur, Dicembre 2015; “The circular economy: reconciling economic growth with the environment”, Institut Montaigne, Policy paper, Novembre 2016.

⁴ “L'economia Circolare In Italia”, a cura di Duccio Bianchi, Maggio 2018.

⁵ Considerando che i diversi indicatori sono disponibili per anni diversi, in quanto l'aggiornamento è stato fatto solo per alcuni di essi, si è preferito dare l'ultimo dato disponibile piuttosto che uniformare il periodo. Cosa che viene mantenuta anche nell'analisi che segue.

⁶ L'economia Circolare In Italia, a cura di Duccio Bianchi. Maggio 2018

⁷ “Eco-innovation in Italy - Country Profile 2016-2017”, Eco-Innovation Observatory Report 2017.

⁸ Nell'intraprendere azioni per la circolarità, circa il 70% delle PMI italiane intervistate ha incontrato difficoltà. Quella prevalente è rappresentata dalla burocrazia (problemi di ordine amministrativo o legale), seguita dall'accesso al credito, dalla difficoltà a soddisfare le specifiche regolamentari o tecniche, dalla mancanza di esperienza e dalla carenza di competenza. “European SMEs and the Circular Economy”, Eurobarometer surveys on public attitudes to the environment, Aprile 2016.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 26 febbraio 2019 n. 69/2019/R/EEL | “Verifica degli adempimenti contrattuali della società Terna S.p.A. e della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. per l'avvio del coupling unico del giorno prima” | pubblicata il 28 febbraio 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/069-19.pdf>

Con la delibera 69/2019/R/EEL, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha positivamente verificato gli schemi contrattuali - predisposti congiuntamente dai NEMO¹ e dai TSO² interessati - funzionali all'avvio del coupling unico del giorno prima sulle frontiere italiane, ai sensi del Regolamento europeo n. 1222/2015 (Regolamento CACM).

Nello specifico, con la delibera in oggetto, l'Autorità ha positivamente verificato i seguenti schemi contrattuali:

- il “Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement” (DAOA³) che stabilisce le regole per la cooperazione tra i NEMO e i TSO per la gestione del coupling unico del giorno prima;
- il “Central Settlement Entity Service Level Agreement for Day-Ahead Coupling Operations” (SLA JAO) - predisposto congiuntamente dai NEMO e dai TSO con il Joint Allocation Office - il quale disciplina aspetti relativi alla gestione dei costi comuni dei NEMO e dei TSO per il coupling unico del giorno prima;
- il “TSO Cooperation Agreement for Single Day-Ahead Coupling” (TCDA) che regola la cooperazione tra TSO in vista dell'operatività e degli ulteriori sviluppi del coupling unico del giorno prima.

GAS

Comunicato del GME | “Modifica urgente della Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS): parte

cipazione di Stogit S.p.A. al MGAS ai sensi della de liberazione 612/2018/R/GAS” | 8 febbraio 2019 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=401>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso nota agli operatori l'entrata in vigore della versione aggiornata della Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS), opportunamente modificata, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6 della medesima Disciplina, al fine di disciplinare la partecipazione di Stogit S.p.A. al mercato del gas naturale (MGAS), in conformità alle previsioni adottate dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) con la deliberazione 612/2018/R/GAS.

Al riguardo, giova ricordare che, con la suddetta deliberazione 612/2018/R/GAS, l'Autorità ha integrato le disposizioni previste dal “Piano di Emergenza” (di cui al D.lgs. 93/2011) prevedendo che, nel caso in cui Stogit non sia riuscita a conferire integralmente - su richiesta dell'impresa maggiore di trasporto - un volume di gas superiore alla capacità di erogazione giornaliera conferita agli utenti (c.d. capacità di erogazione aggiuntiva), la stessa provveda alla vendita di corrispondenti volumi di gas strategico presso il MGAS, secondo specifiche modalità stabilite dall'Autorità stessa. La medesima deliberazione ha previsto altresì che, in esito alla vendita dei predetti volumi di gas, Stogit provveda al successivo riacquisto del gas strategico venduto presso il MGS⁴.

A completamento, si rappresenta che l'Autorità ha espresso, al Ministero dello Sviluppo Economico, parere favorevole in merito alle predette modifiche alla Disciplina MGAS, ritenendo le stesse coerenti con l'assetto regolatorio vigente e funzionali all'implementazione delle disposizioni di cui alla deliberazione 612/2018/R/GAS⁵.

¹ Nominated Electricity Market Operator.

² Transmission System Operator.

³ Il DAOA sostituisce il “Multi Regional Market Coupling Day-ahead Operations Agreement” in precedenza sottoscritto dal GME e da Terna, nonché dagli altri gestori delle borse elettriche e TSO interessati nell'ambito del progetto Multi-Regional Coupling (Cfr. Newsletter 80 marzo 2015).

⁴ Cfr. Newsletter 123 febbraio 2019.

⁵ Parere 26 febbraio 2019 n. 68/2019//GAS “Parere al Ministro dello Sviluppo Economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal Gestore dei mercati energetici”.

Gli appuntamenti

12-14 marzo

International Renewable Energy Storage Conference

Düsseldorf, Germania

Organizzatore: EUROSOLAR e.V.

<http://www.energystorageconference.org>

13-14 marzo

Annual Gasification Summit

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: ACI

<https://www.wplgroup.com/aci/event/gasification/>

14 marzo

Solar Market Parity Spain

Madrid, Spagna

Organizzatore: Solarplaza

<https://spain.solarmarketparity.com/#solar-market-parity>

16-18 marzo

International Conference on Electrical Energy and Networks

Taiyuan, Cina

Organizzatore: ICEEN

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

16-19 marzo

International Conference on Informatics, Environment, Energy and Applications

Osaka, Giappone

Organizzatore: IEEA

<http://www.ieea.org>

20-21 marzo

Annual Smart Grid Cyber Security Conference

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Conferences

<http://go.evnt.com/315008-0?pid=80>

20-22 marzo

International Conference on Environment Science and Engineering

Leuven, Belgio

Organizzatore: ICESE

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

21 marzo

Quinta Giornata sull'Efficienza Energetica nel civile e nel terziario

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

21 marzo

Top Utility 2019

Milano, Italia

Organizzatore: TopUtilityAnalysis

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

26-27 marzo

MENA New Energy

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzatore: New Energy Update

<http://go.evnt.com/323969-0?pid=80>

26-27 marzo

Annual Large Scale Solar Europe

Lisbona, Portogallo

Organizzatore: Solar Media

<https://lss.solarenergyevents.com/>

26-28 marzo

SGTech Europe

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzatore: Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/sgtech>

28-30 marzo

EnergyMed 2019

Napoli, Italia

Organizzatore: ANEA

www.anea.eu

2-3 aprile

International SMR and Advanced Reactor Summit 2019

Atlanta, USA

Organizzatore: Nuclear Energy Insider

<http://go.evnt.com/342644-0?pid=80>

5-8 aprile

International Conference on Energy Economics and Energy Policy

Coimbra, Portogallo
Organizzatore: ICEEEP
<http://www.iceeep.com/>

5-8 aprile

International Conference on Advances on Clean Energy Research

Coimbra, Portogallo
Organizzatore: ICACER
<http://www.icacer.com/>

6-9 aprile

International Conference on Electrical and Electronics Engineering

Istanbul, Turchia
Organizzatore: Gazi University
<http://www.iceee.org>

24-25 aprile

International Science and Engineering Community Conference

Barcellona, Spagna
Organizzatore: International Science and Engineering Community
<https://iseconferences.com/>

24-25 aprile

Global Offshore Wind Summit

Taipei, Taiwan
Organizzatore: Gwec
<https://gwec.net/global-offshore-wind-summit-taiwan/>

29-30 aprile

Smart Water Systems

Londra, Regno Unito
Organizzatore: da SMi Conferences
<http://go.evvnt.com/320624-0?pid=80>

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.