

APPROFONDIMENTI

L'ECONOMIA DELL'IDROGENO: UN POSSIBILE ALLEATO A SOSTEGNO DELLA DECARBONIZZAZIONE

Claudia Checchi, REF-E; Matteo Reguzzoni, MBS Consulting

L'idrogeno, grazie al suo potere calorifico ed alla sua infiammabilità, è un importante vettore energetico da tempo ampiamente utilizzato nell'industria. I consumi attuali ammontano a circa 10 EJ, pari all'1,5-2% dei consumi mondiali di energia.

Nonostante l'idrogeno sia l'elemento maggiormente diffuso sulla terra, esso non è disponibile in natura allo stato puro, e deve essere pertanto ricavato attraverso processi di trasformazione: il 96% dell'idrogeno viene oggi prodotto attraverso processi di trasformazione di idrocarburi. Quello maggiormente diffuso è il Reforming a Vapore (Steam Methane Reforming), che consiste nella trasformazione catalitica endotermica di idrocarburi leggeri (es. metano, benzina) con l'uso di vapore acqueo ad alta temperatura e pressione. Una seconda tecnologia è quella dell'ossidazione parziale di idrocarburi pesanti (es. residui da lavorazioni petrolchimiche) o di carbone (processo quest'ultimo conveniente solo in paesi grandi produttori di carbone quali la Cina ed il Sudafrica).

Partendo dalla trasformazione di idrocarburi, i processi sopra descritti contribuiscono in maniera significativa alle emissioni di CO₂, a meno che ad essi non vengano accoppiati sistemi di Carbon Capture & Storage (CCS), oggi ancora poco diffusi. Tuttavia la produzione di idrogeno – apparentemente inquinante – può secondo molti osservatori trasformarsi in un valido alleato per il conseguimento degli obiettivi di contenimento del riscaldamento globale definiti dall'accordo di Parigi di fine 2015, in base ai quali risulterebbe necessario abbattere più dell'80% delle emissioni di CO₂ entro il 2050, e che sono stati tradotti dall'Unione Europea in obiettivi sfidanti al 2030 che prevedono, tra l'altro, l'aumento della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili al 32% dei consumi, con un importante contributo anche del settore dei trasporti (obiettivo al 14% dei consumi). Il deciso sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili rappresenta in effetti una occasione per lo sviluppo dell'idrogeno.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO
REPORT/ MARZO 2019

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

APPROFONDIMENTI

L'economia dell'idrogeno: un possibile alleato a sostegno della decarbonizzazione
Claudia Checchi, REF-E;
Matteo Reguzzoni, MBS Consulting

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ai minimi da maggio, il PUN, pari a 52,88 €/MWh, registra la seconda flessione mensile e la prima riduzione annuale dopo oltre un anno (-8,3% su febbraio, -7,1% sul 2018), in corrispondenza di minori acquisti nazionali e di una ulteriore contrazione dei prezzi del gas.

La riduzione dei volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,6 TWh, -3,6% su marzo scorso) non interessa quelli transitati nella borsa elettrica che spingono la liquidità del mercato ad aggiornare ancora il massimo da quasi sei

anni (77,3%, +6,2 punti percentuali). In flessione tutti i prezzi di vendita, con il Sud a 46,65 €/MWh, seguito dalla Sicilia a 51,62 €/MWh e le altre zone allineate a 53-54 €/MWh.

Ancora aspettative ribassiste dal Mercato a Termine dell'energia elettrica, con il baseload relativo ad Aprile 2019 che chiude a 50,77 €/MWh (-5,0%).

Ai minimi da quasi otto anni in media oraria le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A marzo il prezzo medio di acquisto, pari a 52,88 €/MWh, prosegue la discesa osservata a febbraio, portandosi ai minimi da quasi un anno, e registrando, per la prima volta da gennaio 2017, anche una flessione annuale (rispettivamente -4,79 €/MWh, -8,3%, e -4,04 €/MWh, -7,1%). Il calo del prezzo si realizza in un contesto reso favorevole da una consistente riduzione degli acquisti nazionali (-2.000/-1.500 MWh circa), trainata da condizioni climatiche particolarmente miti, da una netta flessione delle quotazioni del gas al PSV (ai minimi

da settembre 2017, -2/-6 €/MWh circa), che hanno spinto le vendite degli impianti a ciclo combinato oltre il 50% del totale (+7,7% p.p. sul 2018), e da volumi eolici ancora su livelli elevati. Risultano minimizzati in tale scenario gli effetti del significativo calo delle importazioni (-700/-800 MWh circa). L'analisi per gruppi di ore mostra che il calo annuale del Pun si concentra nelle ore di picco, con il rapporto picco/baseload che pertanto scende a 1,08 (-0,07) (Grafico 1 e Tabella 1).

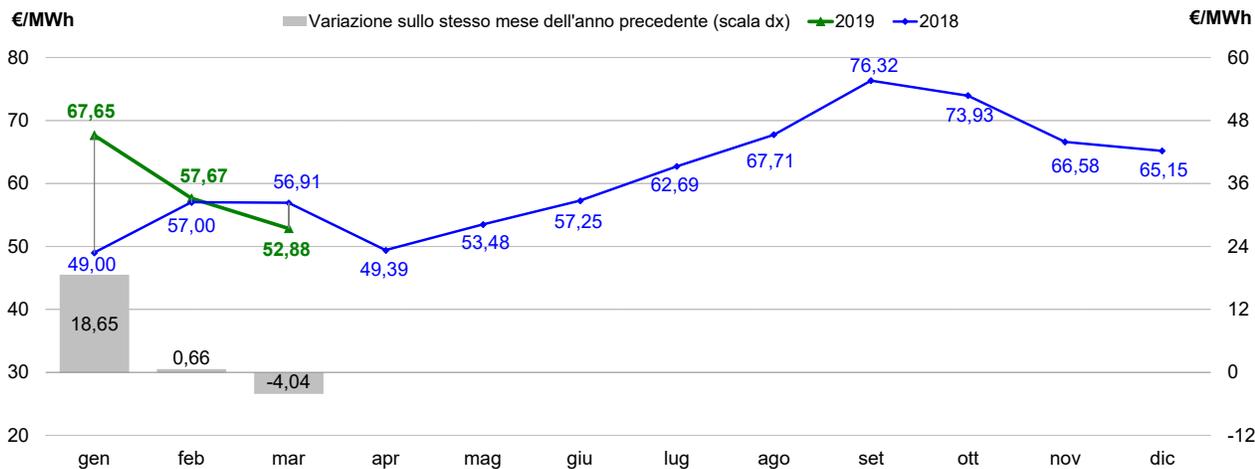
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	52,88	56,91	-4,04	-7,1%	25.566	+4,9%	33.068	-3,6%	77,3%	71,1%
<i>Picco</i>	57,26	65,38	-8,13	-12,4%	30.797	+5,6%	40.219	-2,9%	76,6%	70,4%
<i>Fuori picco</i>	50,63	52,24	-1,62	-3,1%	22.881	+5,3%	29.397	-3,2%	77,8%	71,5%
<i>Minimo orario</i>	23,20	12,00			16.717		21.338		67,7%	63,9%
<i>Massimo orario</i>	94,20	129,35			34.552		43.823		86,0%	81,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

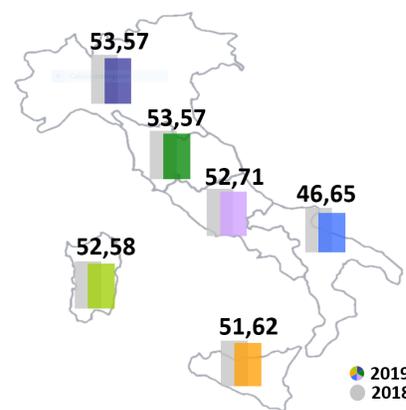
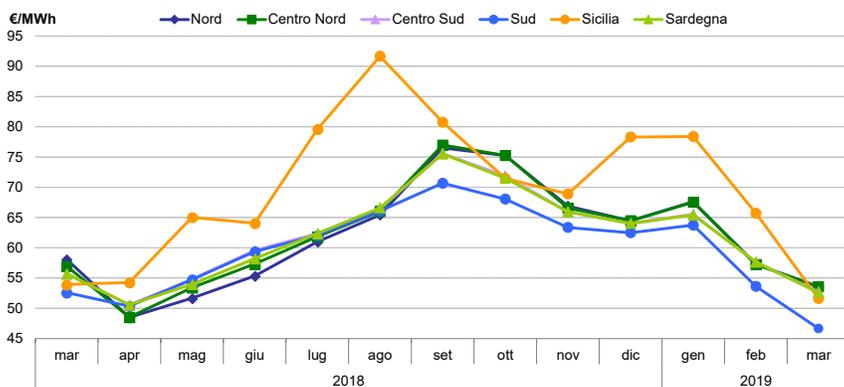


Il diffuso calo degli acquisti zionali favorisce la riduzione mensile e annuale di tutti i prezzi di vendita tra cui in evidenza il Sud (46,65 €/MWh, -7/-6 €/MWh) e la Sicilia (51,62 €/MWh, -14/-2 €/MWh) ai minimi rispettivamente da ottobre e marzo 2017. Le due zone, caratterizzate anche da elevati livelli di offerta eolica, registrano prezzi orari a

0 €/MWh (o prossimi ad esso) rispettivamente in 10 e 33 ore. Allineati a 53-54 €/MWh (-4/-5 €/MWh e -3/-5 €/MWh) i prezzi delle altre zone, dove alla contrazione degli acquisti si contrappone una minore disponibilità idroelettrica, oltre che riduzioni dei transiti interni e delle importazioni dalla frontiera settentrionale (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,6 TWh, accentua la flessione annuale rilevata a febbraio, e si riduce del 3,6% sul 2018 (Tabelle 2 e 3), mentre aggiorna il massimo da luglio 2013 la liquidità del mercato, pari a 77,3% (+6,2 p.p.) (Grafico 3). Tale dinamica riflette, da

un lato, il terzo incremento consecutivo dei volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 19,0 TWh (+4,9%), dall'altro, uno dei cali più vigorosi di sempre delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 5,6 TWh (-24,4%).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.995.277	+4,9%	77,3%
Operatori	12.428.026	+12,5%	50,6%
GSE	2.438.081	-1,8%	9,9%
Zone estere	4.129.171	-9,8%	16,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.574.135	-24,4%	22,7%
Zone estere	146.280	-50,0%	0,6%
Zone nazionali	5.427.855	-23,4%	22,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.569.413	-3,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.324.853	+3,8%	
OFFERTA TOTALE	43.894.266	-0,5%	

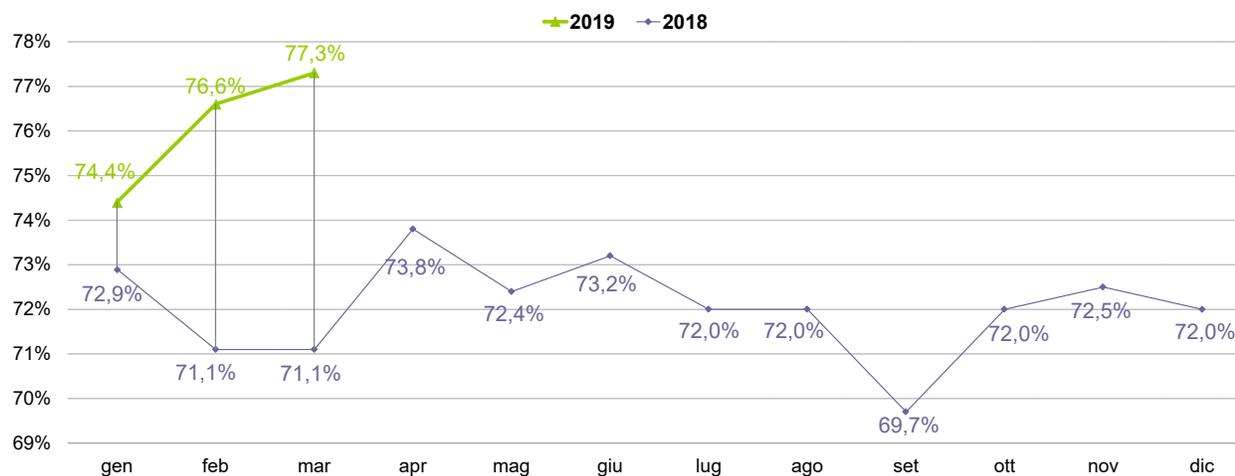
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.995.277	+4,9%	77,3%
Acquirente Unico	3.839.120	-2,5%	15,6%
Altri operatori	9.582.894	-0,2%	39,0%
Pompaggi	2.091	-89,5%	0,0%
Zone estere	493.038	+59,2%	2,0%
Saldo programmi PCE	5.078.135	+19,9%	20,7%
PCE (incluso MTE)	5.574.135	-24,4%	22,7%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.652.270	-4,0%	43,4%
Saldo programmi PCE	-5.078.135	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.569.413	-3,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	644.979	+4,5%	
DOMANDA TOTALE	25.214.392	-3,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Come già evidenziato, gli acquisti nazionali, pari a 24,1 TWh (-4,3% sul 2018), mostrano una diffusa riduzione zonale, compresa tra l'1,7 del Sud e il 5,1% del Nord. Ancora in crescita, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (+59,2%), concentrati sempre sulla frontiera greca (Tabella 4). Lato offerta, il complessivo calo degli acquisti è

stato assorbito in minima parte dalle vendite nazionali, pari a 19,2 TWh (-0,1%), in particolare quelle delle zone centrali (-15,1%) e della Sicilia (-8,7%), e in misura più consistente dalle importazioni di energia dall'estero, pari a 4,3 TWh (-12,3%), anche in corrispondenza di una riduzione della NTC sulla frontiera settentrionale (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	19.747.220	26.578	+2,2%	10.044.017	13.518	+1,6%	13.701.702	18.441	-5,1%
Centro Nord	2.448.536	3.295	-8,1%	1.689.974	2.275	-6,9%	2.554.442	3.438	-4,8%
Centro Sud	4.630.072	6.232	-1,3%	2.044.986	2.752	-20,8%	3.774.716	5.080	-2,9%
Sud	8.071.243	10.863	+5,4%	4.423.924	5.954	+6,3%	1.933.290	2.602	-1,7%
Sicilia	2.984.810	4.017	-3,7%	1.020.656	1.374	-8,7%	1.396.739	1.880	-4,1%
Sardegna	1.692.898	2.278	+2,1%	1.070.406	1.441	+2,4%	715.486	963	-2,6%
Totale nazionale	39.574.780	53.263	+1,2%	20.293.962	27.314	-1,5%	24.076.375	32.404	-4,3%
Estero	4.319.486	5.814	-13,6%	4.275.451	5.754	-12,3%	493.038	664	+59,2%
Sistema Italia	43.894.266	59.077	-0,5%	24.569.413	33.068	-3,6%	24.569.413	33.068	-3,6%

In termini di fonti, in evidenza la crescita delle vendite a gas (+16%), in controtendenza solo in Sicilia, che riportano la loro quota sul totale al 51,3% (+7,7 p.p.), compensando la riduzione delle altre fonti tradizionali, in particolare quelle a carbone (-56,4%), ancora ai minimi al Centro Sud. In

complessivo calo, le vendite rinnovabili (-3,8%), dinamica concentrata sull'idroelettrico (-12,7%, in media oraria ai minimi da novembre 2017) e contenuta dall'incremento dell'eolico (+4,8%, ancora su livelli elevati, come da inizio anno) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

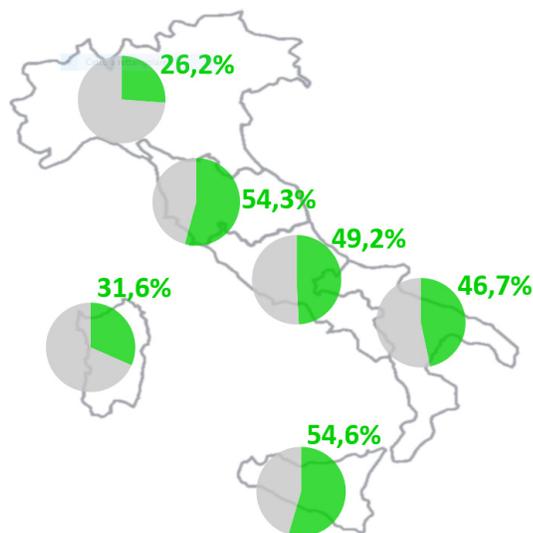
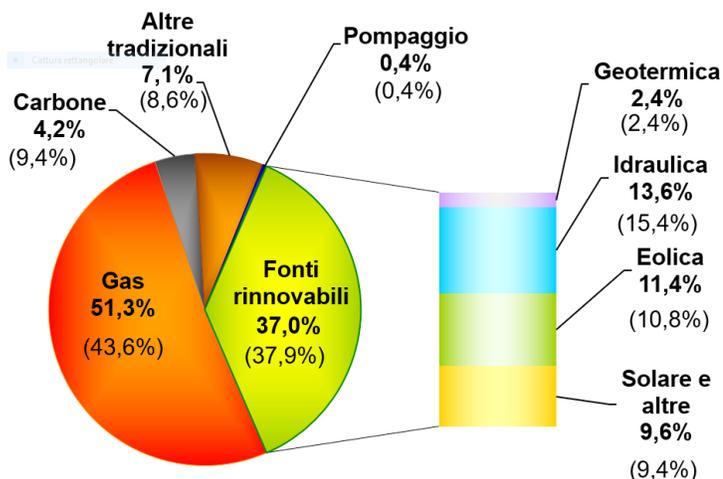
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.890	+2,4%	1.041	+32,4%	1.388	-28,3%	3.175	+1,8%	624	-9,3%	986	+8,3%	17.103	+0,0%
Gas	8.398	+12,8%	965	+33,4%	849	+74,8%	2.773	+13,9%	558	-14,7%	475	+36,7%	14.018	+15,9%
Carbone	437	-52,3%	-	-	300	-75,5%	-	-	-	-	405	-15,0%	1.142	-56,4%
Altre	1.055	-18,8%	75	+20,9%	239	+6,1%	402	-41,0%	66	+94,1%	106	+22,6%	1.944	-18,7%
Fonti rinnovabili	3.540	-0,4%	1.234	-25,6%	1.355	-10,1%	2.779	+11,9%	750	-8,2%	455	-8,4%	10.112	-3,8%
Idraulica	2.070	-2,9%	299	-55,4%	530	-23,7%	566	+5,8%	188	+20,2%	70	-8,7%	3.723	-12,7%
Geotermica	-	-	651	-1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	651	-1,7%
Eolica	9	+55,8%	35	+5,3%	517	+1,0%	1.820	+16,9%	445	-17,1%	300	-11,3%	3.125	+4,8%
Solare e altre	1.461	+3,2%	249	-14,8%	308	+2,3%	393	+0,7%	117	-5,8%	85	+4,1%	2.612	+0,3%
Pompaggio	88	-2,2%	-	-	10	-70,6%	-	-	-	-	-	-	98	-20,6%
Totale	13.518	+1,6%	2.275	-6,9%	2.752	-20,8%	5.954	+6,3%	1.374	-8,7%	1.441	+2,4%	27.314	-1,5%

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 3.096 MWh, in riduzione di 280 MWh rispetto a marzo 2018, in corrispondenza di moderati cali sulle tre frontiere su cui è attivo. Più decisa la flessione delle allocazioni in export, pari a 175 MWh (-614 MWh) tutti allocati sulla

frontiera slovena (Tabella 6). In netta diminuzione anche la capacità disponibile in import (NTC), -11/-12% sulla frontiera slovena e francese e -29% su quella austriaca (-12/-17%), allocata in coupling per il 92/99% del totale su tutti i confini settentrionali (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	2.382 (2.715)	2.374 (2.515)	100,0% (99,2%)	98,9% (77,9%)	1.174 (1.161)	- (506)	- (0,4%)	- (-)
Italia - Austria	199 (259)	199 (257)	99,5% (98,8%)	99,2% (97,6%)	90 (139)	- (152)	- (0,9%)	- (0,8%)
Italia - Slovenia	557 (626)	523 (604)	97,4% (99,7%)	80,5% (91,1%)	669 (668)	175 (131)	2,2% (0,1%)	- (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Gráfico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

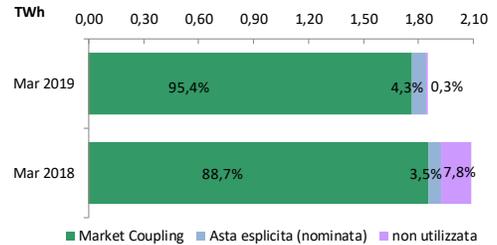
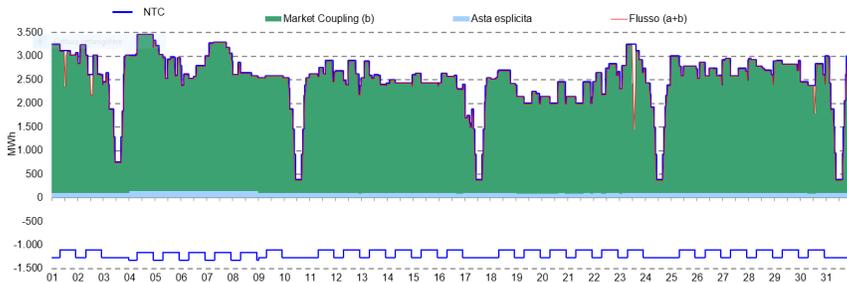


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

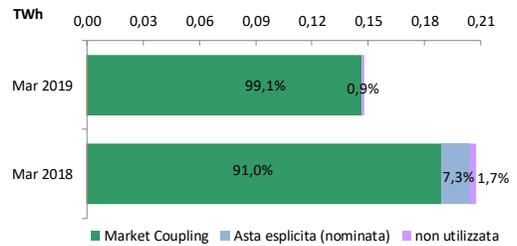
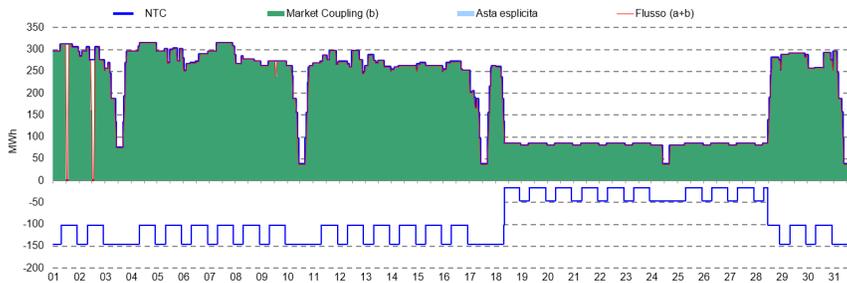
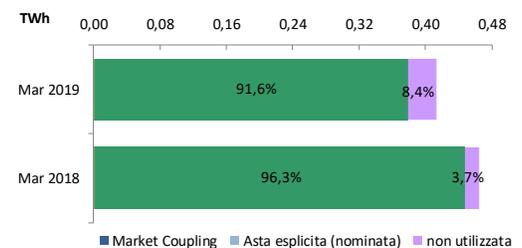
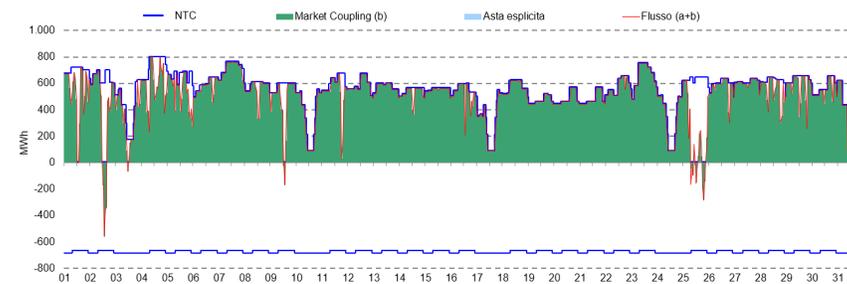


Gráfico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 51,63 €/MWh, prosegue la discesa osservata a febbraio e registra la prima contrazione annuale da oltre un anno (rispettivamente -10% e -8%) (Gráfico 9). Il differenziale negativo con il PUN risale, dopo quattro mesi, sopra 1 €/MWh. Analoghe dinamiche mensili e annuali per i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, compresi tra circa 52 €/MWh di MI1 e

MI2 e oltre 58 €/MWh di MI6, tutti inferiori rispetto ai livelli omologhi del PUN, tra cui in evidenza MI6 (-5%) (Figura 1 e Gráfico 10).

In calo annuale anche i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, scesi a 2,1 TWh (-4,8% su marzo 2018), in corrispondenza di riduzioni sui primi due mercati, in particolare MI2 (-18%), e su MI6 (-12%) (Figura 1 e Gráfico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

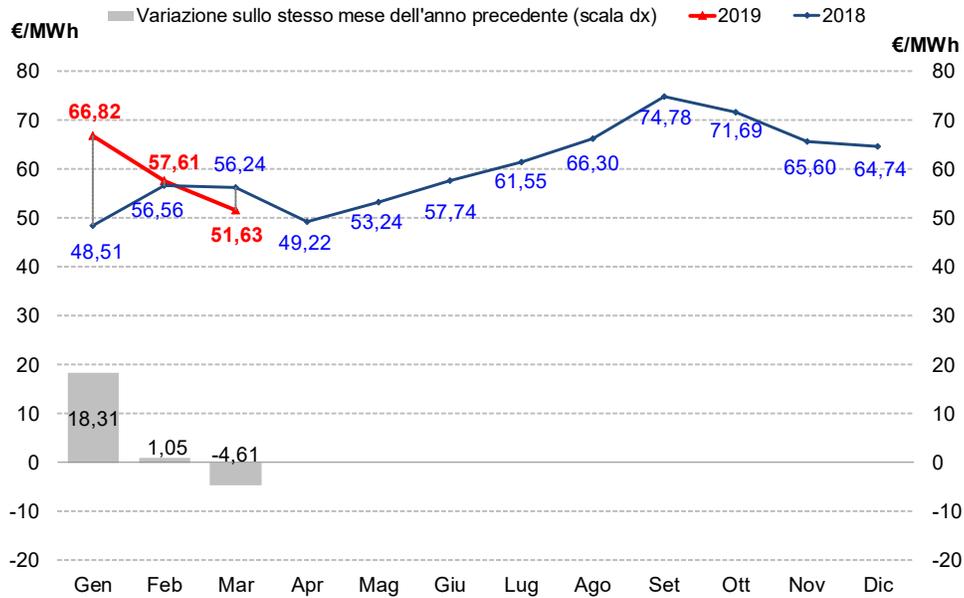
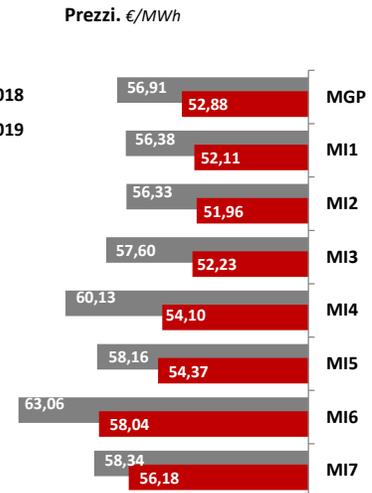


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

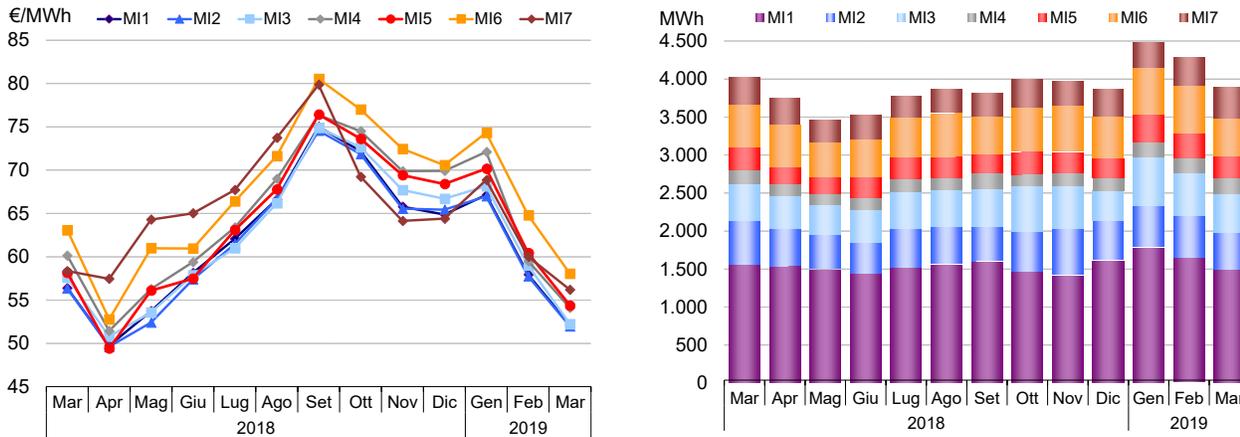
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2019	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	52,88	56,91	-7,1%	24.569.413	33.068	-3,6%
MI1 (1-24 h)	52,11 (-1,5%)	56,38	-7,6%	1.104.280	1.486	-3,9%
MI2 (1-24 h)	51,96 (-1,7%)	56,33	-7,7%	351.272	473	-17,8%
MI3 (5-24 h)	52,23 (-4,0%)	57,60	-9,3%	314.099	507	+3,7%
MI4 (9-24 h)	54,10 (-2,3%)	60,13	-10,0%	101.079	204	+19,6%
MI5 (13-24 h)	54,37 (-2,6%)	58,16	-6,5%	103.661	279	-5,2%
MI6 (17-24 h)	58,04 (-5,3%)	63,06	-8,0%	121.592	492	-11,8%
MI7 (21-24 h)	56,18 (-3,1%)	58,34	-3,7%	50.077	407	+15,4%



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



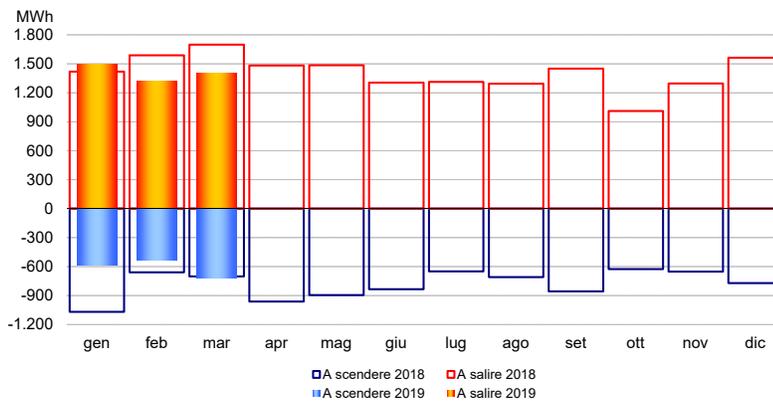
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 1,1 TWh, si riducono ancora del 17,3% su base annuale; tornano in lieve crescita, dopo tre

flessioni, invece le vendite di Terna sul mercato a scendere, che si portano a 0,5 TWh (+3,4% 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)

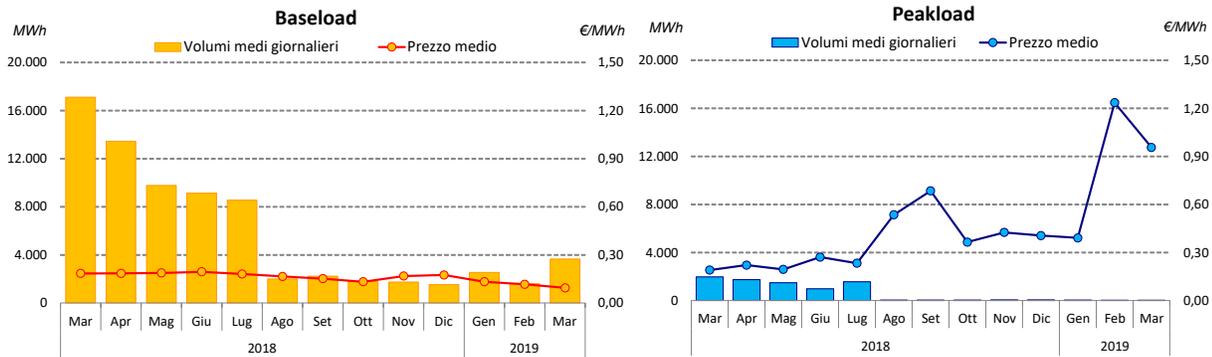
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 105 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 100 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload aggiorna ancora il minimo a 0,09 €/MWh; viceversa, quello dei prodotti con

profilo peakload, pari a 0,96 €/MWh, risulta inferiore solo al massimo di febbraio. In aumento i volumi complessivamente scambiati su MPEG, che si portano sul valore più elevato da agosto, a 1,1 GWh, di cui solo 156 MWh relativi a prodotti con profilo peakload (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	100	31/31	0,09	0,08	0,50	113.198	3.652
Peakload	5	5/21	0,96	0,10	3,70	156	31
Totale	105					113.354	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 28 negoziazioni, per complessivi 230,5 GWh, di cui 25 relative a prodotti baseload. La posizione aperta complessiva, ai massimi da novembre 2016, si attesta a 1,0 TWh, in aumento del 17,1% su febbraio 2019. Prezzi di controllo in diffuso calo, con l'eccezione di alcuni prodotti peakload in

consegna in primavera-estate. Il prodotto Aprile 2019 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 50,77 €/MWh sul baseload (49,39 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 55,50 €/MWh sul peakload (54,71 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 83,5 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Marzo

Fonte: GME

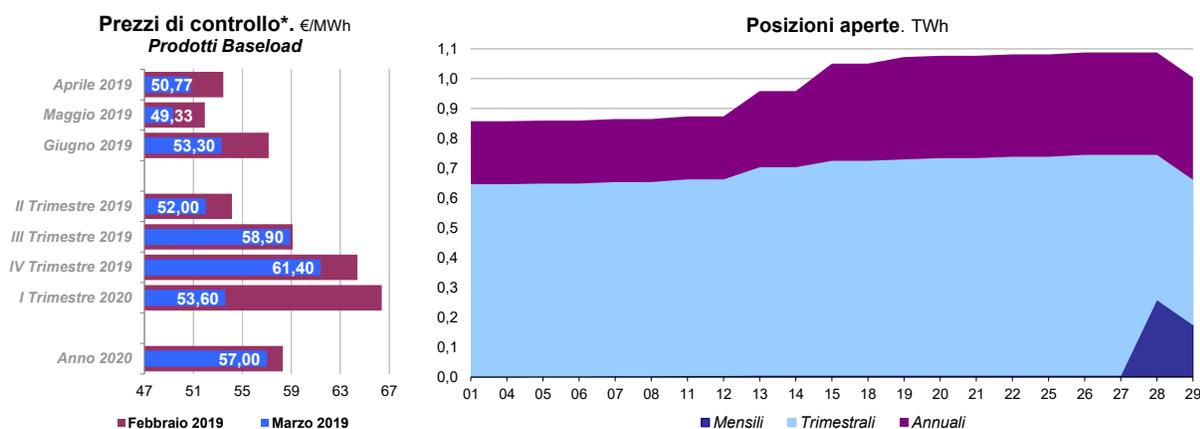
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Aprile 2019	50,77	-5,0%	-	-	-	-	-	112	80.640
Maggio 2019	49,33	-5,0%	-	-	-	-	-	112	83.328
Giugno 2019	53,30	-6,7%	2	6	-	6	-	118	84.960
Luglio 2019	56,40	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	52,00	-4,0%	3	9	-	9	-	112	244.608
III Trimestre 2019	58,90	-0,3%	7	13	-	13	18,2%	118	260.544
IV Trimestre 2019	61,40	-4,7%	8	19	-	19	72,7%	95	209.855
I Trimestre 2020	53,60	-19,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	55,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	57,00	-2,2%	5	15	-	15	-34,8%	38	333.792
Totale			25	62	-	62			972.479
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Aprile 2019	55,50	-3,6%	-	-	-	-	-	11	2.904
Maggio 2019	55,23	-3,2%	-	-	-	-	-	11	3.036
Giugno 2019	59,49	+4,4%	2	7	-	7	-	18	4.320
Luglio 2019	61,48	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	57,46	+0,5%	-	-	-	-	-	11	8.580
III Trimestre 2019	64,02	+1,6%	-	-	-	-	-	8	6.336
IV Trimestre 2019	70,47	-2,8%	1	3	-	3	-	11	8.712
I Trimestre 2020	60,25	-20,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	61,17	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	62,62	-5,3%	-	-	-	-	-	3	9.432
Totale			3	10	0	10			31.836
TOTALE			28	72	-	72			1.004.315

* 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 marzo 2019, ininterrottamente in flessione nell'ultimo semestre, si attestano a 23,8 TWh (minimo in media oraria da luglio 2011, -13,3% su un anno fa); sempre in calo da inizio anno anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 13,6 TWh (-4,8%) (Tabella 8). Ai minimi da

settembre 2012, il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, scende a 1,75 (Grafico 13). Ancora in riduzione anche i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 5,6 TWh (-24,4%), che nei conti in prelievo, 10,7 TWh (-8,2%), e in crescita i relativi sbilanciamenti a programma, pari rispettivamente a 8,0 TWh (+16,2%) ed a 2,9 TWh (+10,3%).

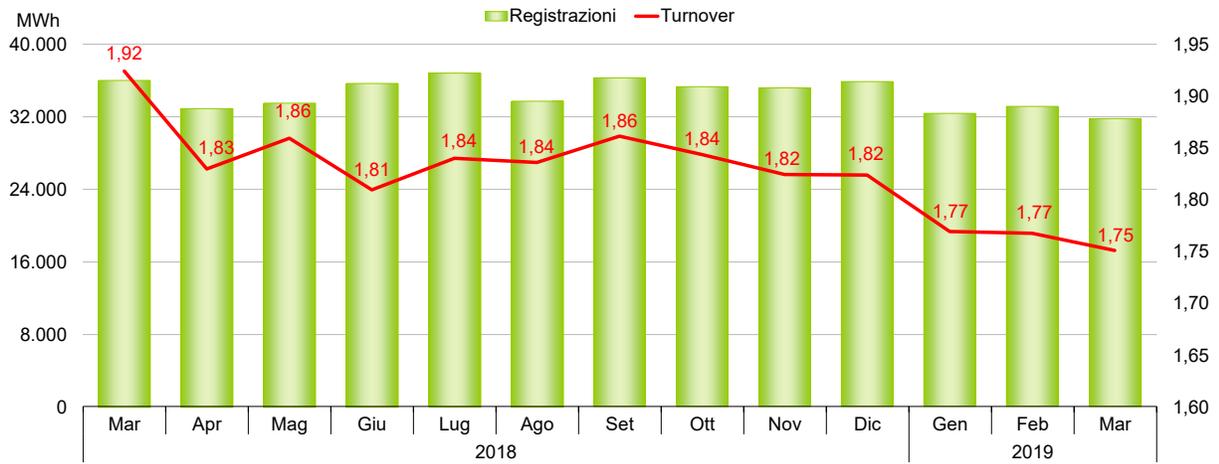
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Marzo e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.959.738	+4,6%	29,3%	Richiesti	9.517.765	+5,0%	100,0%	10.665.058	-9,2%	100,0%
<i>Off Peak</i>	74.705	+14,8%	0,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.599.383	+37,2%	58,8%	284	-4,4%	0,0%
<i>Peak</i>	155.225	-13,9%	0,7%	Rifiutati	3.943.630	+133,3%	41,4%	12.788	-90,4%	0,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.937.474	+133,2%	41,4%	-	-	-
Totale Standard	7.189.667	+4,3%	30,2%							
Totale Non standard	16.377.416	-17,5%	68,9%	Registrati	5.574.135	-24,4%	58,6%	10.652.270	-8,2%	99,9%
PCE bilaterali	23.567.083	-11,9%	99,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.661.909	-30,5%	17,5%	284	-4,4%	0,0%
MTE	91.189	-12,9%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	8.008.085	+16,2%		2.929.950	+10,3%	
MPEG	113.378	-80,2%	0,5%	Saldo programmi	-	-		5.078.135	+19,9%	
TOTALE PCE	23.771.650	-13,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.582.221	-4,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo i consumi di gas naturale in Italia, ai minimi degli ultimi cinque mesi, confermano una flessione tendenziale in doppia cifra (-16%), attestandosi tuttavia su un livello in linea con la media degli ultimi cinque anni per il mese in analisi. Il calo è trainato principalmente dai consumi del settore civile (-29%) che scontano un clima più mite rispetto allo scorso anno, mentre risulta debole la flessione nel settore industriale (-2%). Apprezzabile la performance dei consumi del settore termoelettrico (+10%), favorita dall'arretramento della produzione idroelettrica e delle importazioni, in un contesto di domanda elettrica anch'essa calante. Sul lato dell'offerta, i minori consumi sono compensati dal calo delle importazioni di gas naturale (-5%), ma soprattutto dalle ridotte erogazioni dagli stoccaggi (-56%), con la giacenza

a fine mese più alta del 50% rispetto al livello molto basso del 2018. Ai minimi da oltre un anno la produzione nazionale (-9%).

A fronte di un calo dei consumi, nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi scambiati tornano in crescita sia rispetto al mese precedente che su base annua, spingendo la quota sul totale consumato oltre l'8%. Dinamiche rialziste sui due mercati title, quasi dimezzati invece gli scambi su MGS. Prosegue il trend discendente dei prezzi, ovunque ai minimi dall'autunno 2017 (18 €/MWh) ed in linea con la quotazione al PSV (18,46 €/MWh). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) ripiegano dal massimo storico e risultano concentrate sui prodotti mensili e trimestrali, in corrispondenza di prezzi di controllo in ribasso.

IL CONTESTO

A marzo i consumi di gas naturale in Italia, in flessione su base annua del 16%, scendono sui livelli più bassi dallo scorso novembre, pari a 6.943 milioni di mc, ma in linea con la media degli ultimi cinque anni per il mese in analisi. Significativo il calo dei consumi delle reti di distribuzione, attestatisi a 3.364 milioni di mc (-29%), in virtù di temperature più alte rispetto allo scorso anno caratterizzato, nei primi giorni del mese, da condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli; meno intensa la flessione nel settore industriale (1.311 milioni di mc, -2%). In controtendenza i consumi del settore termoelettrico che crescono del 10% su base annua, portandosi ai massimi dal 2012 per il mese di marzo, pari a 2.111 milioni di mc, sostenuti soprattutto dalla riduzione della produzione idroelettrica (-13%) e delle importazioni estere (-12%).

Dal lato offerta, la minore domanda è stata controbilanciata in parte dalla riduzione delle importazioni di gas naturale (5.966 milioni di mc, -5%), che tuttavia riportano la quota sul totale approvvigionato sopra l'80% per effetto di una più decisa flessione delle erogazioni dagli stoccaggi, pari a 680 milioni di mc (-56%), livello tra i minimi storici, a fronte anche di una

ripresa dell'attività di iniezione (108 milioni di mc). In flessione del 9% anche la produzione nazionale a 405 milioni di mc, minimo da agosto 2017.

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra una contrazione delle importazioni di gas dal Nord Africa, più consistente a Mazara che, con 489 milioni di mc (-77%), segna il minimo da aprile 2015; scende del 3%, invece, il gas in ingresso da Gela (479 milioni di mc). In aumento, invece, l'import dai restanti entry point, con Tarvisio che incrementa la quota sul totale importato al 46% (2.716 milioni di mc), mentre aggiornano il massimo storico le importazioni tramite terminal GNL, pari complessivamente a 1.378 milioni di mc (+88%); dei tre rigassificatori Cavarzere rimane il più rilevante (723 milioni di mc, +40%), con Livorno che conferma comunque elevati tassi di crescita (325 milioni di mc).

Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.136 milioni di mc, in aumento del 50% rispetto al livello molto basso toccato il 31 marzo 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 16%, anch'esso in ripresa su base annua (+5,3 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.966	63,1	-5,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	489	5,2	-76,7%
Tarvisio	2.716	28,7	+0,9%
Passo Gries	904	9,6	+240,4%
Gela	479	5,1	-2,6%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	330	3,5	+784,1%
Cavarzere (GNL)	723	7,7	+7,9%
Livorno (GNL)	325	3,4	+1167,8%
Produzione Nazionale	405	4,3	-8,5%
Erogazioni da stoccaggi	680	7,2	-56,4%
TOTALE IMMESSO	7.051	74,6	-15,0%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	6.785	71,8	-14,8%
Industriale	1.311	13,9	-1,8%
Termoelettrico	2.111	22,3	+10,2%
Reti di distribuzione	3.364	35,6	-28,7%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	158	1,7	-40,5%
TOTALE CONSUMATO	6.943	73,5	-15,7%
Iniezioni negli stoccaggi	108	1	+81,6%
TOTALE PRELEVATO	7.051	74,6	-15,0%

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

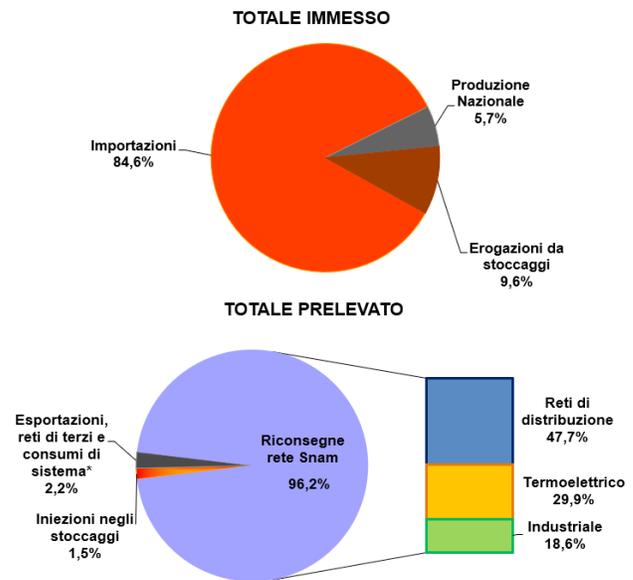
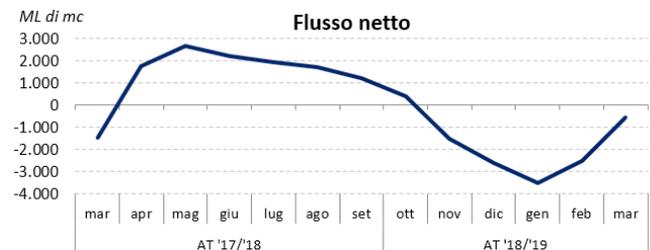
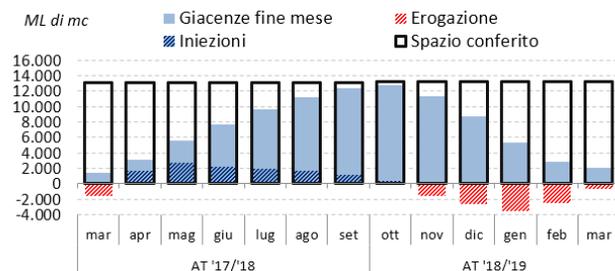
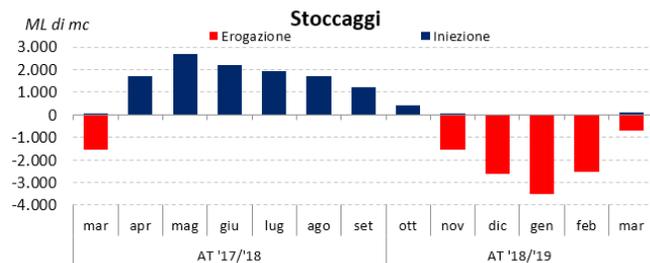


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2019)	2.136	+49,8%
Erogazione (flusso out)	680	-56,4%
Iniezione (flusso in)	108	+81,6%
Flusso netto	572	-61,9%
Spazio conferito	13.201	+1,2%
Giacenza/Spazio conferito	16,2%	+5,3 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, non si arresta il trend calante della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che, in controtendenza rispetto alle caratteristiche dinamiche stagionali, negli ultimi sei mesi invernali cede 11 €/MWh rispetto al picco di prezzo registrato lo scorso settembre (-38%), attestandosi a 18,46 €/MWh, minimo

da oltre un anno e mezzo (-6 €/MWh, -25% su base annua). Più ripida la discesa delle principali quotazioni europee, con il riferimento al TTF a 15,84 €/MWh (-36%), anch'esso ai minimi da settembre 2017. Il differenziale tra il prezzo olandese e quello italiano si porta a 2,61 €/MWh, in lieve aumento rispetto al mese precedente (era -0,34 €/MWh a marzo 2018).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) tornano a crescere a marzo sia rispetto al mese precedente (+26%) che su base annua (+27%), attestandosi a 5,9 TWh. Tale dinamica, abbinata al ridotto fabbisogno di gas naturale, spinge la quota sul totale consumato oltre l'8%, ai massimi degli ultimi sei mesi, in aumento di circa 3 p.p. su entrambi i riferimenti temporali.

I mercati title continuano a mostrare segnali di crescita, tra questi MGP-Gas sembra aver raggiunto un'apprezzabile liquidità diventando il secondo mercato più importante in termini di volumi, più che raddoppiati rispetto allo scorso anno (1,6 TWh). In ripresa anche le quantità negoziate su MI-Gas, pari a 3,4 TWh (+45%), dinamica sostenuta unicamente dagli scambi tra operatori che raggiungono il massimo storico di 2,2 TWh, più che compensando la flessione riportata dalle movimentazioni del RdB. Scende, infatti, sui valori più bassi di sempre la quota degli scambi di Snam (36%) che risente principalmente dei minori acquisti rispetto ai livelli elevati registrati a marzo 2018, quando in seguito all'ondata di freddo il Ministero dello Sviluppo Economico dichiarò lo stato di preallarme (319 GWh contro 811 GWh). In aumento,

invece, le vendite del RdB, pari a 0,9 TWh, secondo valore più alto di sempre (+47%), segnale di un sistema risultato prevalentemente lungo.

Dinamiche ribassiste solo per gli scambi registrati su MGS che scendono del 44% su base annua, a 0,9 TWh, mostrando tuttavia una consistente ripresa dal minimo registrato il mese precedente (+17%). Il calo dei volumi registrati su MGS per l'impresa di stoccaggio Stogit, unica operativa, è stato indotto dai minori scambi tra operatori che, più che dimezzati rispetto ai livelli molto elevati di marzo 2018, scendono a 216 GWh, rappresentando il 25% del totale negoziato (-9 p.p.). In controtendenza i volumi movimentati da SRG, sostenuti sia da offerte con finalità di Neutralità e Altro che da acquisti ai fini di Bilanciamento, pari a 227 GWh (erano 37 GWh l'anno precedente).

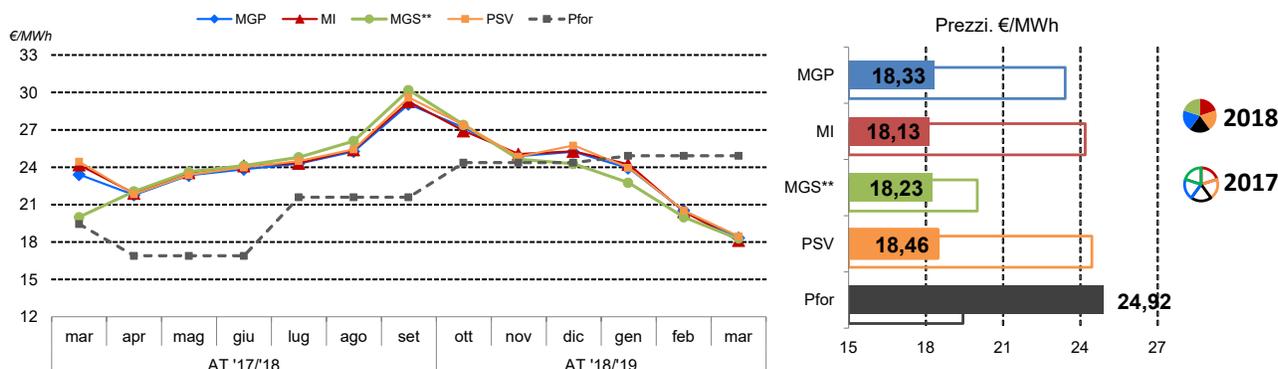
Le quotazioni su tutti i mercati a pronti, al terzo importante calo consecutivo, chiudono l'ultimo mese del semestre invernale poco sopra i 18 €/MWh, ai minimi dall'autunno del 2017, in linea con gli sviluppi al PSV, cedendo 5/6 €/MWh su base annua sui mercati title (-22/-25%) e 2 €/MWh su MGS (-9%).

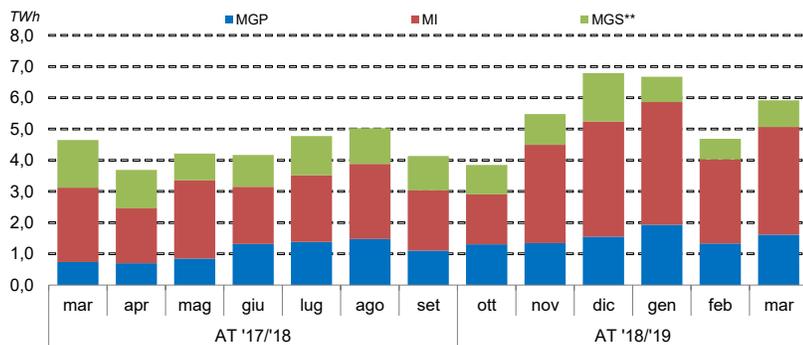
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

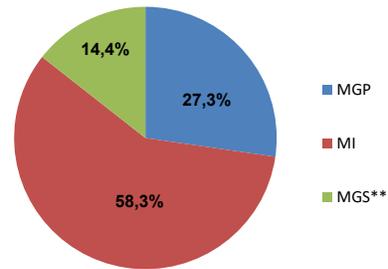
MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	18,33 (23,41)	16,95	19,90	1.615.080	(734.568)
MI	18,13 (24,18)	14,50	20,00	3.449.736	(2.387.472)
MGS**	18,23 (20,00)	17,13	19,70	852.640	(1.523.858)
Stogit	18,23 (20,00)	17,13	19,70	852.640	(1.523.858)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

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

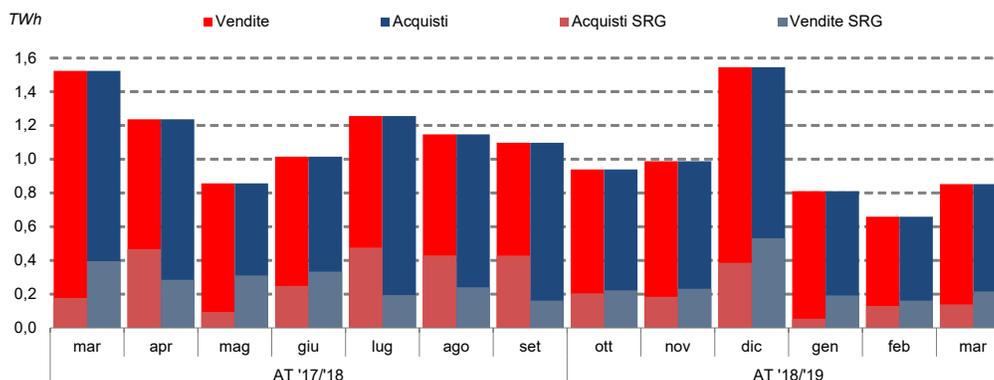
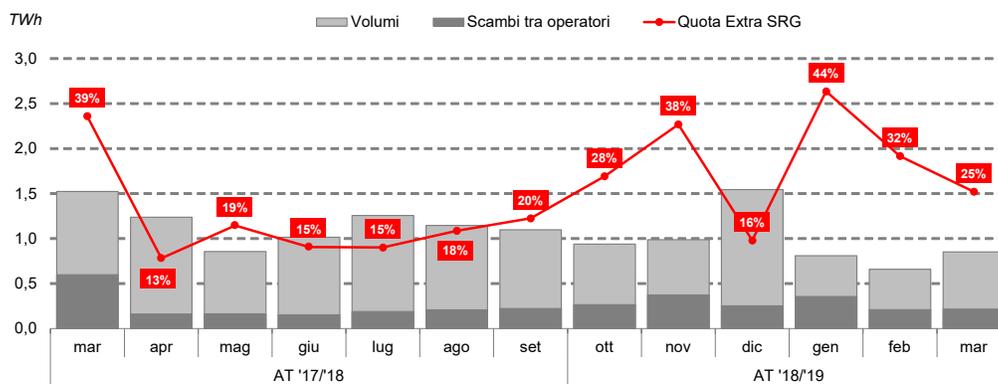
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	852.640	(1.523.858)	852.640	(1.523.858)	-	(-)	-	(-)
SRG	261.065	(38.825)	405.338	(647.206)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	226.692	(36.825)	279.064	(647.206)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	34.374	(2.000)	126.274	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	591.575	(1.485.033)	447.302	(876.652)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a marzo gli scambi scendono dal massimo storico registrato il mese precedente, mantenendosi tuttavia su livelli elevati per il mercato, pari a 511 GWh. Le transazioni hanno interessato principalmente i prodotti trimestrali e mensili, in particolare il prodotto M-2019-04 che chiude il suo periodo

di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 17,26 €/MWh, in calo rispetto all'ultimo riferimento di febbraio (-4%). Le posizioni aperte a fine mese ammontano pertanto a 772 GWh (erano 786 GWh il mese precedente). Prezzi di controllo stabili o in ribasso anche per i restanti prodotti negoziabili, con particolare evidenza per il trimestrale Q-2019-03 (-20%).

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	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2019-03	17,90	19,55	17,11	-11,8%	8	33.312	-	-	33.312	-	12.384	24.768
BoM-2019-04	-	-	17,26	-	-	-	-	-	-	-	18.168	526.872
M-2019-04	17,15	19,90	17,26	-4,1%	45	185.040	-	-	185.040	-50,4%	17.736	532.080
M-2019-05	17,15	19,95	15,73	-15,1%	10	66.960	-	-	66.960	-	1.656	51.336
M-2019-06	17,25	20,05	15,83	-10,8%	10	69.120	-	-	69.120	-	2.256	67.680
M-2019-07	-	-	15,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	17,75	19,75	17,75	-1,9%	4	43.680	-	-	43.680	+233,3%	552	50.232
Q-2019-03	17,38	20,25	16,30	-19,8%	13	101.568	-	-	101.568	+283,3%	1.248	114.816
Q-2019-04	-	-	19,73	-8,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-01	20,58	20,58	19,84	-7,8%	1	10.920	-	-	10.920	-	120	10.920
Q-2020-02	-	-	18,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	21,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	18,28	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	18,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	21,82	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					91	510.600			510.600		23.448	771.624

*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 marzo si confermano le dinamiche riscontrate a febbraio: ancora in crescita le quotazioni del greggio e dei suoi derivati; si mantengono in calo, invece, sia il carbone, tornato ai livelli di settembre 2016, che il gas, con le quotazioni del PSV

e del TTF ai minimi dal terzo trimestre 2017. In tale contesto le quotazioni elettriche proseguono nel trend ribassista in atto da fine 2018, con cali maggiormente accentuati nell'area centro-nord europea e più contenuti, invece, in Italia.

Nel mese di marzo continua, seppur con intensità ridotta rispetto a febbraio, il trend rialzista delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati in atto da inizio 2019. Il petrolio sale a 65,81 \$/bbl, in linea con i valori di novembre, in aumento su base mensile (+3%) ma stabile rispetto al 2018. In aumento anche su base tendenziale, invece, i suoi derivati: l'olio combustibile si attesta a 400,52 \$/bbl (+3% su febbraio e +14% sul 2018), mentre il gasolio sfiora quota 600 \$/bbl (+2%, +5%). Le aspettative future confermano le dinamiche spot, in particolare per il gasolio, per cui è prevista una

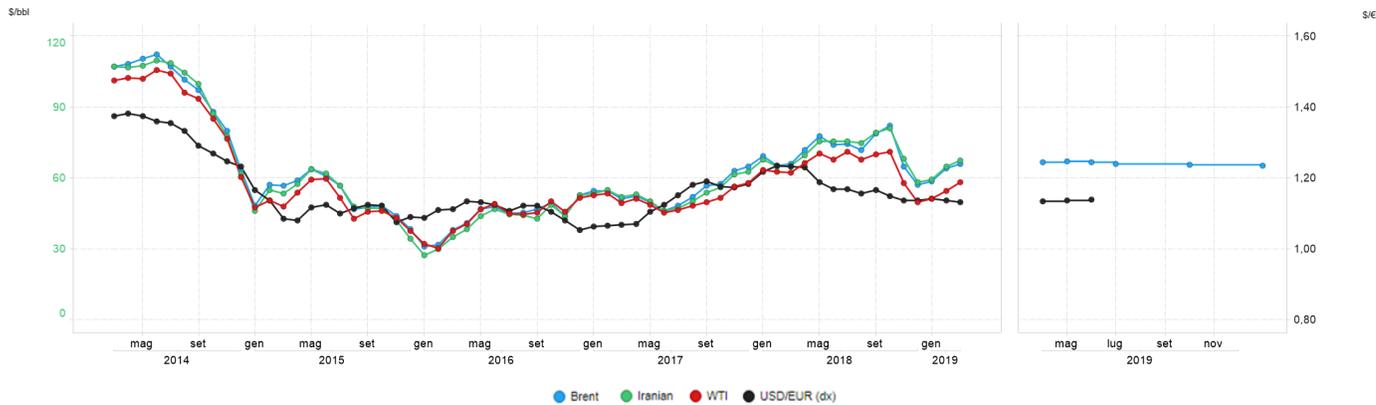
crescita fino a 609 \$/bbl. Ancora in calo, invece, il carbone che, dopo aver raggiunto i 100 \$/MT nel terzo trimestre 2018, ha poi mantenuto un continuo trend ribassista toccando, a marzo, 72,25 \$/MT, minimo da settembre 2016, con riduzioni sia su base mensile (-4%) che, soprattutto, annuale (-10%). L'andamento del cambio, stabile a 1,13 rispetto a febbraio e in calo sul 2018 (-8%), impatta le variazioni delle commodities esclusivamente su base annuale, favorendone un incremento per il greggio e i derivati e una lieve riduzione per il 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	65,81	3%	0%	66,42	66,69	3%	67,03	4%	66,81	4%	64,53	2%
Olio Combustibile	USD/MT	400,52	3%	14%	400,45	403,18	4%	401,25	5%	398,27		385,19	7%
Gasolio	USD/MT	599,80	2%	5%	625,00	609,17	2%	609,06	2%	609,49	2%	613,41	2%
Carbone	USD/MT	72,25	-4%	-10%	74,65	69,38	-7%	70,61	-6%	71,46	-6%	75,31	-5%

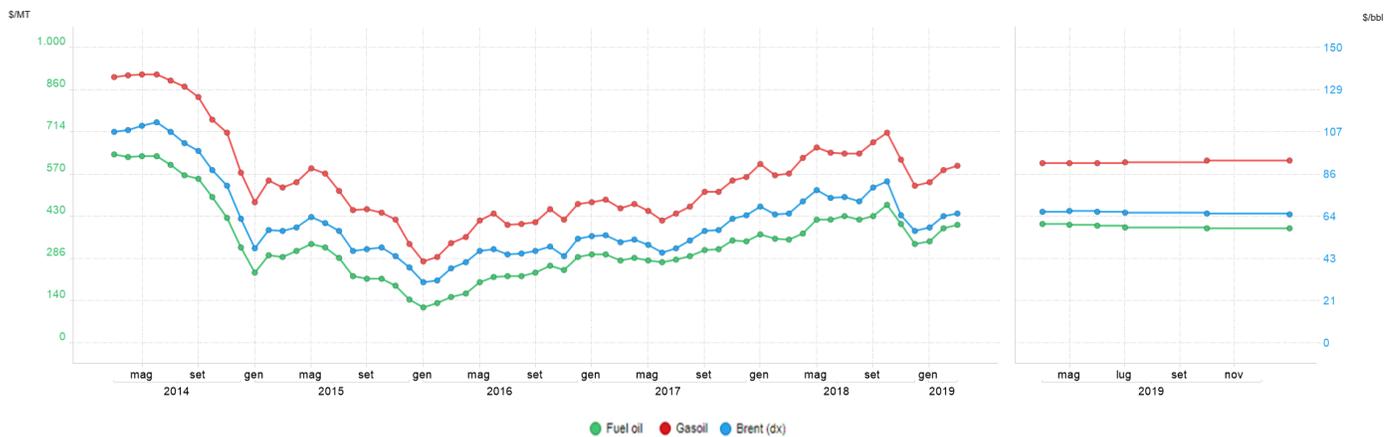
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	58,20	3%	9%		58,86	-	59,02	-	58,68	-	55,41	-
Olio Combustibile	EUR/MT	354,25	3%	25%		355,87	-	353,29	-	349,79	-	330,74	-
Gasolio	EUR/MT	530,51	3%	14%		537,68	-	536,25	-	535,29	-	526,69	-
Carbone	EUR/MT	63,92	-3%	-2%		61,26	-	62,19	-	62,78	-	64,68	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,13	0%	-8%	1,14	1,13	-	1,14	-	1,14	-	1,16	-

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

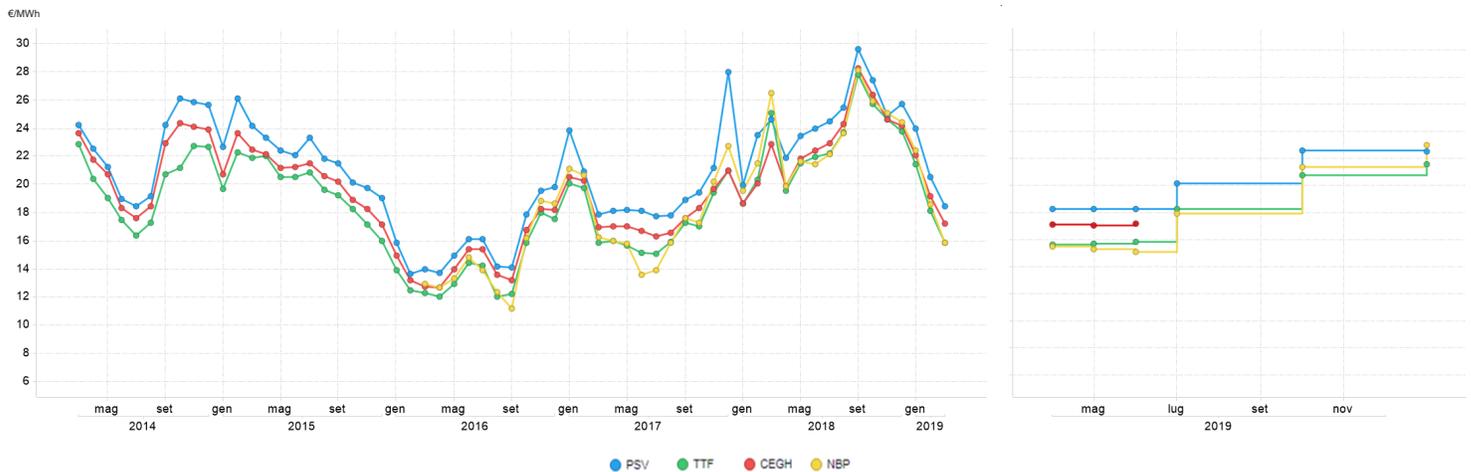
A marzo i mercati del gas proseguono nel trend ribassista in atto da settembre 2018, con il PSV e il TTF in calo e rispettivamente a 18,46 €/MWh (-10%, -25%) e 15,84 €/MWh (-13% e -37%), livelli ai minimi dall'estate 2017. Lo spread tra le due quotazioni si attesta, pertanto, a 2,62 €/MWh, in lieve

aumento su febbraio (+0,20 €/MWh). Il trend ribassista trova ulteriore conferma anche nelle variazioni delle quotazioni a termine che, allineandosi agli attuali valori spot, mostrano deprezzamenti tra -10%/-14% su tutti i principali riferimenti europei.

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	18,46	-10%	-25%	19,70	18,28	-10%	18,24	-11%	18,29		20,78	-5%
TTF	NL	15,84	-13%	-37%	17,70	15,65	-13%	15,72	-13%	15,83		18,85	-5%
CEGH	AT	17,22	-10%	-25%	18,79	17,12	-11%	17,04	-10%	17,20			
NBP	UK	15,83	-15%	-40%	17,79	15,52	-14%	15,33	-14%	15,13			



In concomitanza dei cali registrati sui mercati del gas e del carbone e in linea con la tipica stagionalità della domanda, le quotazioni sui principali mercati elettrici proseguono il trend ribassista in atto dal trimestre finale del 2018, con riduzioni sia su base mensile che tendenziale.

Il prezzo italiano si conferma il più alto anche in questo mese (52,87 €/MWh), esibendo i cali più contenuti, sia su base mensile che annuale (rispettivamente -8% e -7%). L'area

centro-nord europea, invece, risulta allineata su riduzioni mensili pari a circa il 28%, con quotazioni comprese tra i 30,62 €/MWh della Germania, ai minimi da dicembre 2017, e i 35,77 €/MWh della Svizzera. Più alti, invece, i prezzi nell'area scandinava (40,85 €/MWh), sebbene in calo rispetto a febbraio (-11%), mentre la Spagna, attestatasi a 48,82 €/MWh, risulta l'unica zona in rialzo su base annuale (+21%).

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	52,87	-8%	-7%	53,95	51,02	-3%	51,30	-2%	55,45		58,20	-2%
FRANCIA	33,85	-27%	-30%	41,92	39,25	-9%	39,12	-7%	41,23		50,31	0%
GERMANIA	30,62	-28%	-18%	38,54	38,08	-9%	40,00	-6%	42,03		46,78	0%
AREA SCANDINAVA	40,85	-11%	-6%	43,13	39,89	-6%	37,64	-4%	36,99		35,29	0%
SPAGNA	48,82	-10%	21%	48,20	48,17	-3%	52,08	-5%	53,23		53,83	-1%
AUSTRIA	33,08	-28%										
SVIZZERA	35,77	-27%	-33%									

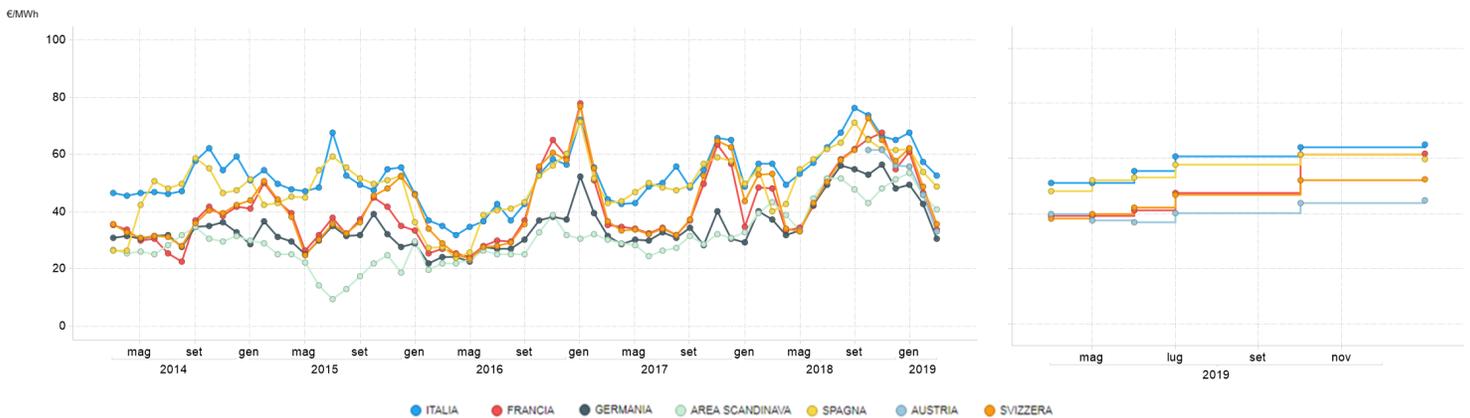
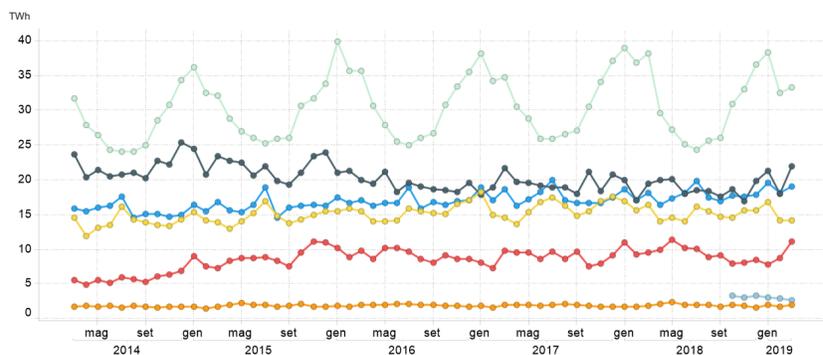


Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,0	-5%	5%
FRANCIA	11,1	14%	16%
GERMANIA	21,9	11%	13%
AREA SCANDINAVA	33,3	-8%	-13%
SPAGNA	14,2	-9%	-13%
AUSTRIA	2,7	-17%	
SVIZZERA	2,0	-1%	5%



*A seguito dello splitting intercorso 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.

Andamento contrastato per le contrattazioni registrate su base spot. Al calo tendenziale osservato nell'area scandinava (33,3 TWh, -13%) e in Spagna (14,2 TWh, -13%), si contrappongono i

rialzi registrati altrove, risultati più intensi in Germania (21,9 TWh, +13%) ed in Francia (11,1 TWh, +16%), più contenuti in Italia (19 TWh, +5%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ A marzo sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio rimane saldo a 260 €/tep, in linea con i mesi precedenti, lasciando invariato anche il differenziale con la stima del contributo tariffario (248 €/tep). In lieve calo, invece, il prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale (248 €/tep) che riporta sopra i 10 €/tep la distanza con il riferimento di mercato.

Frenano ancora gli scambi su MTEE (-28%), con la liquidità che si mantiene oltre il 55%, in corrispondenza di un'ulteriore flessione anche delle negoziazioni bilaterali (-11%), che aggiornano il minimo dallo scorso luglio. Torna a crescere

la quantità destinata al trading (+8%), ma permane su livelli bassi, con una quota che sale al 2%.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi chiudono il periodo di contrattazione ancora in calo e ai minimi da settembre 2017 (0,30 €/MWh), allungando la distanza con le quotazioni bilaterali che mostrano dinamiche ribassiste meno intense.

Significativi rialzi, invece, in termini di volumi scambiati sia sul mercato che sulla piattaforma bilaterale, anche nel confronto tendenziale, mentre risultano in calo le garanzie assegnate tramite asta.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato si conferma stabile, per il decimo mese consecutivo, a ridosso dei 260 €/tep, più alto di circa 12 €/tep rispetto alla stima del contributo tariffario, anch'esso invariato a 248 €/tep. Modeste variazioni per il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, pari a 248 €/tep (-1,2%), che riportano il differenziale con il corrispondente livello di mercato sopra i 10 €/tep, tra i valori più bassi dell'ultimo anno. La differenza tra il riferimento di mercato e quello bilaterale scende peraltro sotto i 5 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota si conferma al 97% dei volumi complessivi bilaterali. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (259,00-

262,00 €/tep), a fronte di una bassa volatilità di quest'ultimo, sale al 73% (-5 p.p.), anch'essa su livelli tra i più elevati da oltre un anno.

I volumi scambiati su MTEE registrano un altro significativo calo rispetto al mese precedente e scendono a 139 mila tep (-28%), minimo dallo scorso agosto, con la liquidità che cede 5 p.p., confermandosi tuttavia oltre il 55%. Dinamiche al ribasso anche per le registrazioni bilaterali (-11%) che, al quarto calo consecutivo, aggiornano il minimo da luglio 2018 (109 mila tep).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 57.044.125 tep, in aumento di 147.264 tep rispetto a fine febbraio; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.818.165 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	260,03	+0,0%	259,00	262,00	139.412	-27,7%	36,25	-27,7%	2.606	+8,4%	1,9%	+0,6 p.p.	5	+1
Bilaterali	248,27	-1,2%	0,00	260,20	108.750	-10,8%	27,00	-11,8%						
con prezzo >1	255,21	-0,5%	114,83	260,20	105.792	-11,4%	27,00	-11,8%						
Totale	254,87	-0,7%	0,00	262,00	248.162	-21,1%	63,25	-21,7%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

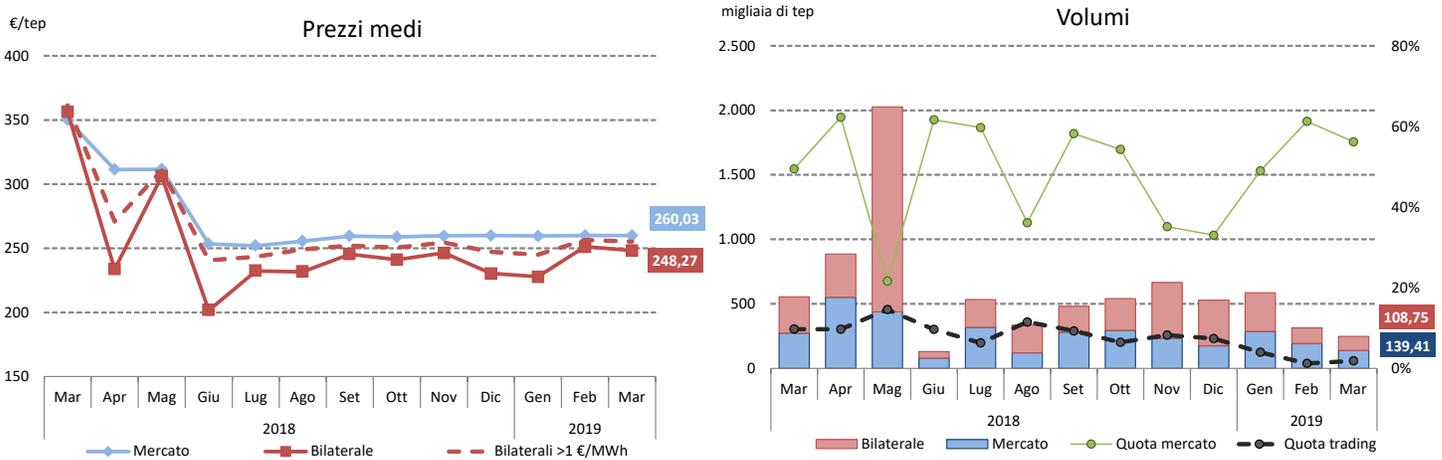


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

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 - Marzo 2019	24	259,63	1.321.715	1.562.273	230,46	88.997	5,7%	243,83			
Totale	30	257,98	2.121.265	2.241.483				248,46	3.818.165	57.044.125	

*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.

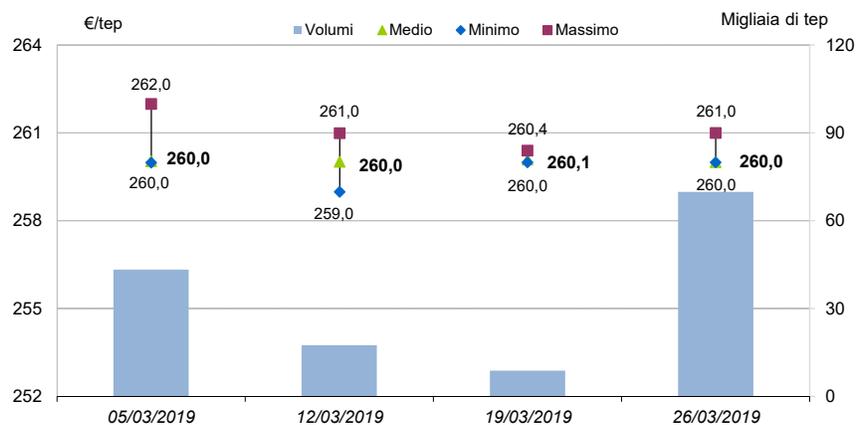
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.
() tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

L'analisi delle singole sedute di marzo mostra la sostanziale stabilità delle quotazioni infraseSSIONE, con deboli segnali di variabilità nelle prime due sessioni, quando lo spread tra i corsi si attesta a 2 €/tep. In termini di volumi, si registrano

scambi elevati nella seduta del 26 marzo, ai massimi degli ultimi due mesi (69.877 tep), in contrapposizione col livello molto basso toccato nella sessione precedente (8.755 tep).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A marzo, ultimo mese di negoziazione delle garanzie riferite alla produzione del 2018, il prezzo medio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, accelera il trend ribassista avviato ad ottobre e si dimezza rispetto al mese precedente, attestandosi a 0,30 €/MWh (-51%), minimo da settembre 2017. In diffuso calo le quotazioni di tutte le tipologie scambiate, più intenso per le categorie Altro e Idroelettrico (rispettivamente -57% e -52%). Meno marcata, invece, la flessione del prezzo medio sulla piattaforma bilaterale (-25%) che risulta anche questo mese superiore al riferimento del mercato, allargando il differenziale a 0,34 €/MWh. In significativa crescita, sia rispetto al mese precedente che ad un anno fa, gli scambi registrati sul mercato organizzato che salgono a 272 GWh (+84% su febbraio, +77% su marzo 2017), mostrando tuttavia ancora una ridotta liquidità (1%), in

presenza di una più intensa ripresa delle negoziazioni bilaterali. Queste ultime, da sempre caratterizzate da picchi nel mese di marzo, in corrispondenza della scadenza dei titoli, segnano il massimo degli ultimi cinque anni, pari a 22.969 GWh (+92%). In controtendenza, i volumi assegnati tramite asta del GSE, pari a 790 GWh, a fronte di un prezzo medio di 1,0 €/MWh. Complessivamente gli scambi e il prezzo medio delle garanzie con anno di riferimento 2018, contrattate sul MGO nel periodo maggio 2018 - marzo 2019, toccano i loro massimi storici, pari rispettivamente a 2,6 TWh e 1,06 €/MWh. Analoghe dinamiche per volumi e prezzi registrati sulla piattaforma bilaterale, risultati rispettivamente pari a 54 TWh e 0,73 €/MWh, mentre scendono le garanzie assegnate tramite asta dal GSE, pari a 25 TWh (-14%), in presenza di un prezzo medio invece al massimo storico di 1,46 €/MWh.

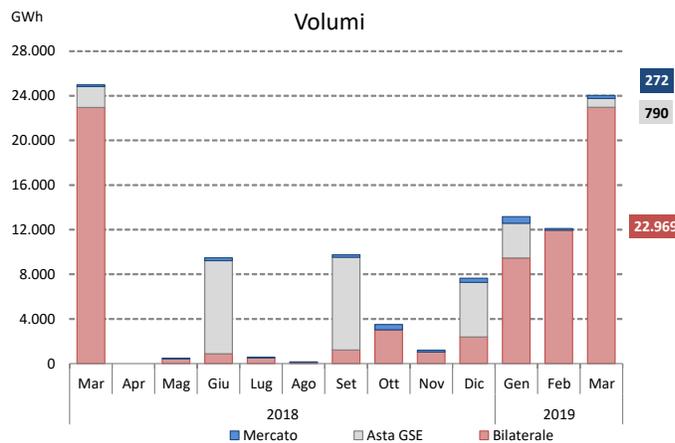
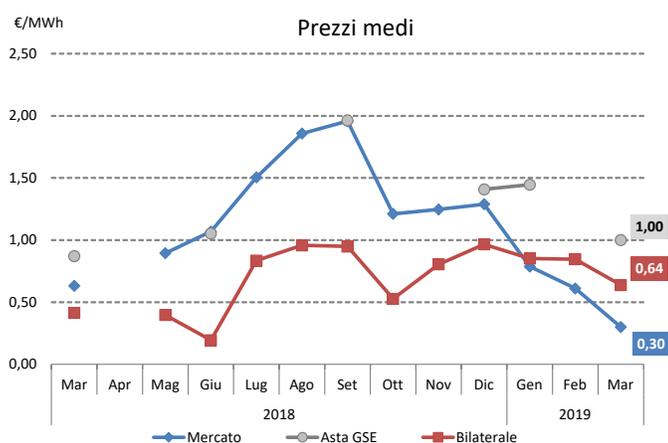
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,30	-50,9%	0,24	0,60	271.520	+84,3%	81.425	-9,5%
Bilaterali con prezzo >0	0,64	-24,5%	0,00	2,00	22.969.435	+92,2%	14.663.995	+45,1%
	0,66	-26,0%	0,01	2,00	22.179.297	+96,1%	14.663.995	+45,1%
Totale	0,63	-24,7%	0,00	2,00	23.240.955	+92,1%	14.745.420	+44,6%
Asta GSE	1,00	-	0,80	1,27	790.178	-	789.804	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

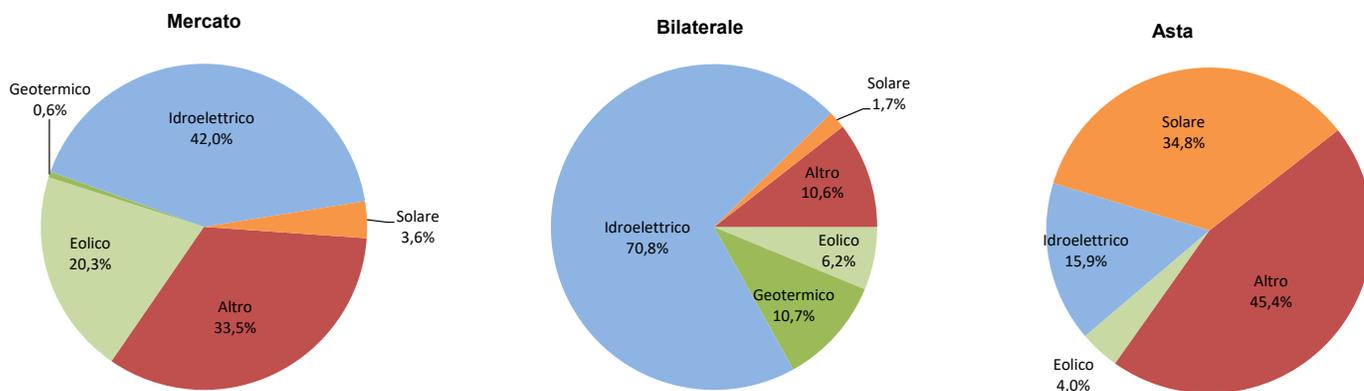


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia idroelettrico risulta alla fine del periodo di trading la più scambiata sul mercato organizzato (42%, -10 p.p. rispetto all'anno di produzione 2017) e soprattutto sulla piattaforma

bilaterale (71%, +6 p.p.). Sul MGO, in crescita la quota degli impianti Eolici che sale di 14 p.p. rispetto all'anno precedente, portandosi al 20%; si riduce, invece, quella della categoria Altro, sia sulla piattaforma bilaterale (11%, -11 p.p.) che sulle aste, pur confermandosi in quest'ultima la più contrattata (45%, -5 p.p.).

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

Fonte: dati GME



L'ECONOMIA DELL'IDROGENO: UN POSSIBILE ALLEATO A SOSTEGNO DELLA DECARBONIZZAZIONE

Claudia Checchi, REF-E; Matteo Reguzzoni, MBS Consulting

(continua dalla prima)

Produzione di "idrogeno blu" e di "idrogeno verde": le tecnologie disponibili

Un primo step nella decarbonizzazione della produzione di idrogeno può provenire dall'accoppiamento dei processi di trasformazione di idrocarburi con sistemi di cattura e conservazione della CO₂. Si parla in questo caso di "idrogeno blu", il cui sviluppo su larga scala richiede da un lato la riduzione dei costi delle tecnologie di CCS, dall'altro il chiarimento del framework regolatorio per l'immagazzinamento della CO₂.

L'idrogeno blu non è classificabile come carbon free, sia per l'impatto dei processi estrattivi degli idrocarburi a monte, sia per l'efficacia dei processi di CCS che – seppur elevata – non consente di catturare il 100% della CO₂.

La produzione di "idrogeno verde" è invece interamente carbon free. Con essa si intende infatti la produzione di idrogeno tramite processi di elettrolisi alimentati da energia

elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Oltre alla curva di maturazione delle tecnologie di produzione dell'idrogeno da elettrolisi, è proprio lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili a sostenere lo sviluppo della filiera dell'"idrogeno verde", in quanto l'elevata penetrazione in alcune aree geografiche di solare fotovoltaico ed eolico (in particolare off shore) rende disponibile in diverse ore dell'anno quantità di energia anche significative a prezzi estremamente contenuti (o addirittura negativi, a seconda delle regole con cui è organizzato il mercato).

La seguente tabella 1 sintetizza le tecnologie oggi disponibili per la produzione da idrogeno tramite elettrolisi. La tecnologia basata su membrane a polimeri (PEM) è quella ritenuta più promettente, in quanto accoppia ad aspetti di economicità anche una elevata flessibilità operativa, rendendola pertanto maggiormente coerente con le esigenze di integrazione delle RES nel sistema elettrico.

Tabella 1 – Tecnologie per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi

	Elettrolisi alcalina	PEM (Polymer-Electrode Electrolysis)	SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cells)
Maturità della tecnologia	Commerciale	Primi progetti su scala industriale	Ancora in sviluppo
Capex al 2020 [k€/MWh]	450-600	800-1.000	-
Capex al 2050 [k€/MWh]	<450	<450	1.000-1.200
Efficienza al 2020 [MW_{out}/ MW_{in}]	72-75%	75-77%	-
Efficienza al 2050 [MW_{out}/ MW_{in}]	78-80%	85%	• 80%
Tempo di startup (da <u>cold start</u>)	20 min c.ca	Secondi	N.D.
Flessibilità (tempo di rampa/ <u>derampa</u>)	5-10 min	Secondi	Modesta

La tipologia e la scala di progetti lanciati nel corso degli ultimi anni evidenziano la progressiva uscita della tecnologia PEM dalla fase sperimentale ed il suo avvio alla fase di industrializzazione. Sono in effetti diversi i progetti

già avviati per la realizzazione di impianti che prelevano energia elettrica dalla rete e producono idrogeno per il diretto utilizzo o per l'immissione in rete e la miscelazione con il gas naturale.

(continua)

Tra i progetti recenti più significativi possiamo menzionare i seguenti.

- La major del petrolio Shell, in cooperazione con ITM Power, azienda specializzata nella realizzazione di tecnologie per la produzione di idrogeno, ha annunciato nel 2018 la costruzione di un impianto PEM da 10 MW di potenza di picco presso la raffineria di Rhineland. L'impianto, per il quale l'investimento complessivo – comprensivo dei costi di integrazione nei processi produttivi – ammonterà a circa 20 mln €, verrà utilizzato per produrre idrogeno pulito da utilizzare nei processi di raffinazione. Il commissioning è stato annunciato per il 2020.
- Hybridge Project è un progetto presentato per approvazione da Amprion e Open Grid Europe, due operatori tedeschi della rete rispettivamente elettrica e del gas, per la creazione di un impianto PEM da 100 MW in Bassa Sassonia. L'impianto

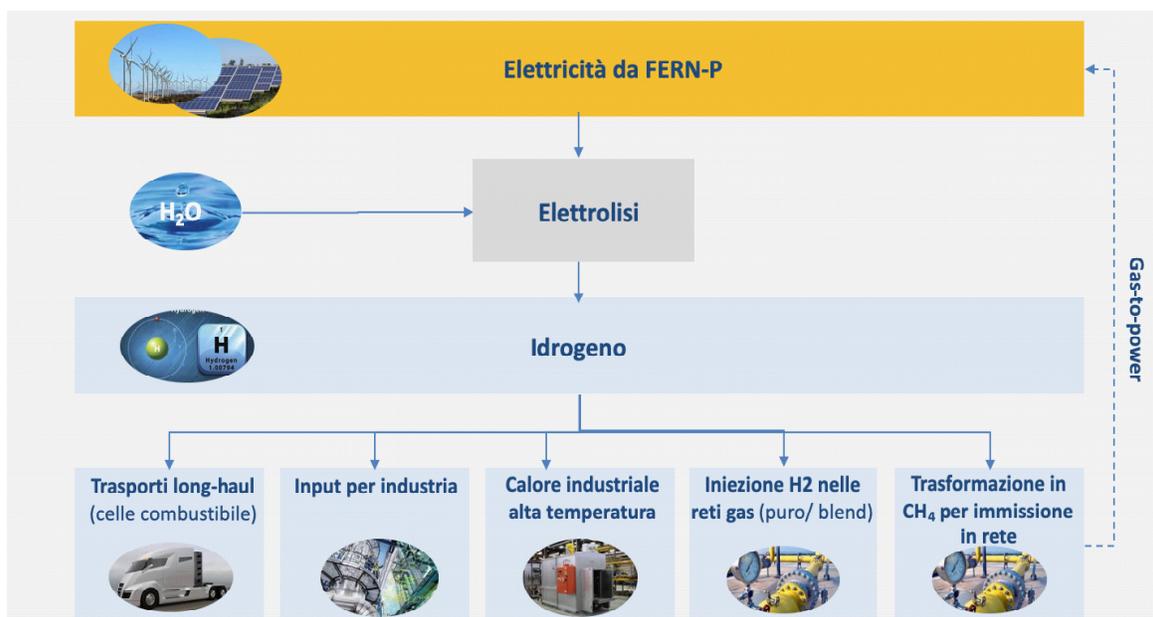
supporterà l'integrazione delle RES attraverso la produzione di idrogeno verde per immissione nella rete gas e produzione di calore per utilizzi industriali; l'entrata in esercizio è stata annunciata per il 2023.

- Element One è un progetto da 100 MW per integrazione rinnovabili (in particolare eolico off shore) annunciato da Tennet, Gasunie Deutschland e Thyssengas, anche in questo caso operatori di reti energetiche tedesche, con l'obiettivo di immettere le prime quantità di idrogeno in rete dal 2022.

L'idrogeno verde: possibili applicazioni e aspetti economici

L'idrogeno verde si presta a supportare la decarbonizzazione del sistema energetico attraverso molteplici utilizzi, come sintetizzato nella seguente Figura 1.

Figura 1 – Possibili percorsi di utilizzo dell' "idrogeno verde"



L'idrogeno verde può essere utilizzato in diversi settori.

- **Trasporti:** i segmenti più promettenti sembrano essere quelli del trasporto merci a lunga distanza e del trasporto pubblico (alimentazione autobus e treni/ tram in assenza di rete elettrica pre esistente) mentre l'alimentazione di autovetture difficilmente potrà diventare conveniente nel medio termine (e.g. prima del 2040). Per quanto riguarda in particolare il trasporto merci, camion alimentati tramite celle a combustibile potrebbero diventare competitivi già a partire dal 2025, con un costo totale del ciclo di vita (Total Cost of Ownership -TCO) su 10 anni in Europa pari a circa 800.000 USD – analogo a

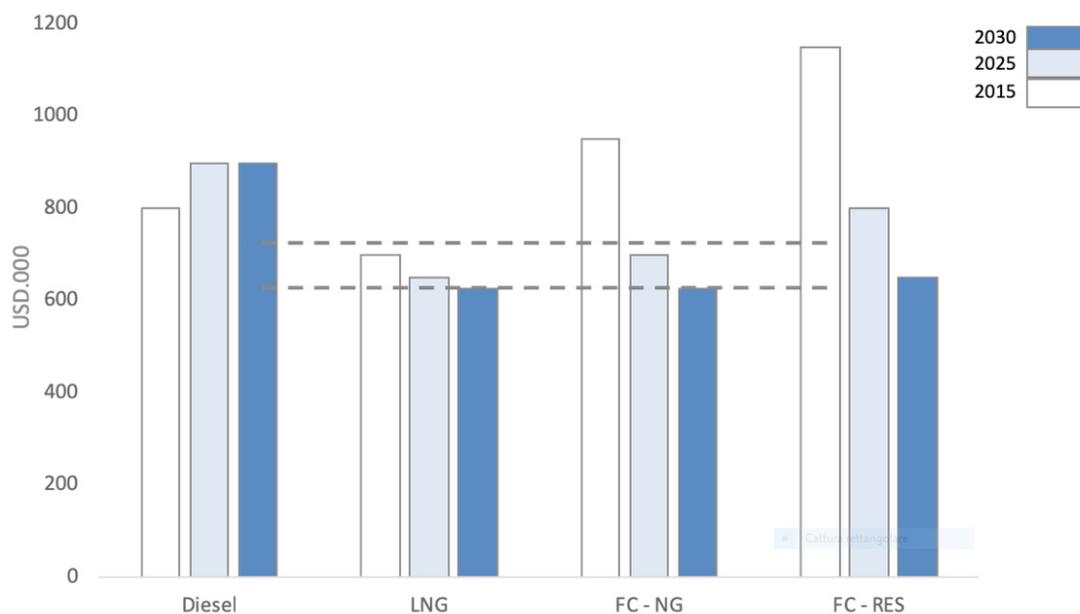
quello del diesel (vedi figura 2). Elemento dirimente per la diffusione della mobilità ad idrogeno sarà evidentemente lo sviluppo della rete di rifornimento.

- **Produzione calore per utilizzo industriale:** la produzione di calore ad alta temperatura per uso industriale (es. nell'industria metallurgica o per la produzione di cemento) potrebbe divenire conveniente in determinate geografie e in determinate condizioni entro il 2030, quando si potrebbe raggiungere un costo di produzione di calore nell'ordine dei 25 €/ MWh-t in corrispondenza di un load-factor degli impianti di elettrolisi pari a 2.000-2.500 ore/ anno.

(continua)

Figura 2 – TCO su 10 anni di un autoarticolato per trasporto merci (Europa)

Fonte: ICCT, 2017



Ipotesi: costo H₂= 8,3 \$/dce al 2025 e 7 al 2030; percorrenza media: 80.000 km/ anno

• **Produzione di feed-stock per utilizzo industriale:**

l'idrogeno è un componente di base per diversi settori industriali, tra i quali quello chimico (es. produzione di ammoniaca) e della raffinazione. Ci si attende che la produzione di idrogeno verde possa divenire competitiva in alcune aree entro il 2040 rispetto alla produzione da SMR (che presenta oggi costi indicativamente di 40 €/MWh).

• **Produzione di Metano Sintetico** attraverso la cattura delle emissioni di CO₂ da processi industriali. Anche questa applicazione, che garantisce la circolarità nell'utilizzo del metano, potrebbe vedere la maturità entro il 2040. Questo processo presenta nella fattispecie una efficienza del 75% circa, una volta disponibile l'idrogeno (per la cui produzione gli attuali processi – ricordiamo – hanno oggi una efficienza pari al 75-77%).

• **Utilizzi nel settore residenziale:** le celle a combustibile alimentate a idrogeno e ossigeno consentono di produrre energia elettrica e acqua calda mentre alcune tipologie di caldaia o pompe di calore a gas potrebbero essere adattate per utilizzare idrogeno

• **Immissione nelle reti di trasporto e distribuzione gas:** l'idrogeno si presta anche all'immissione nelle reti di trasporto

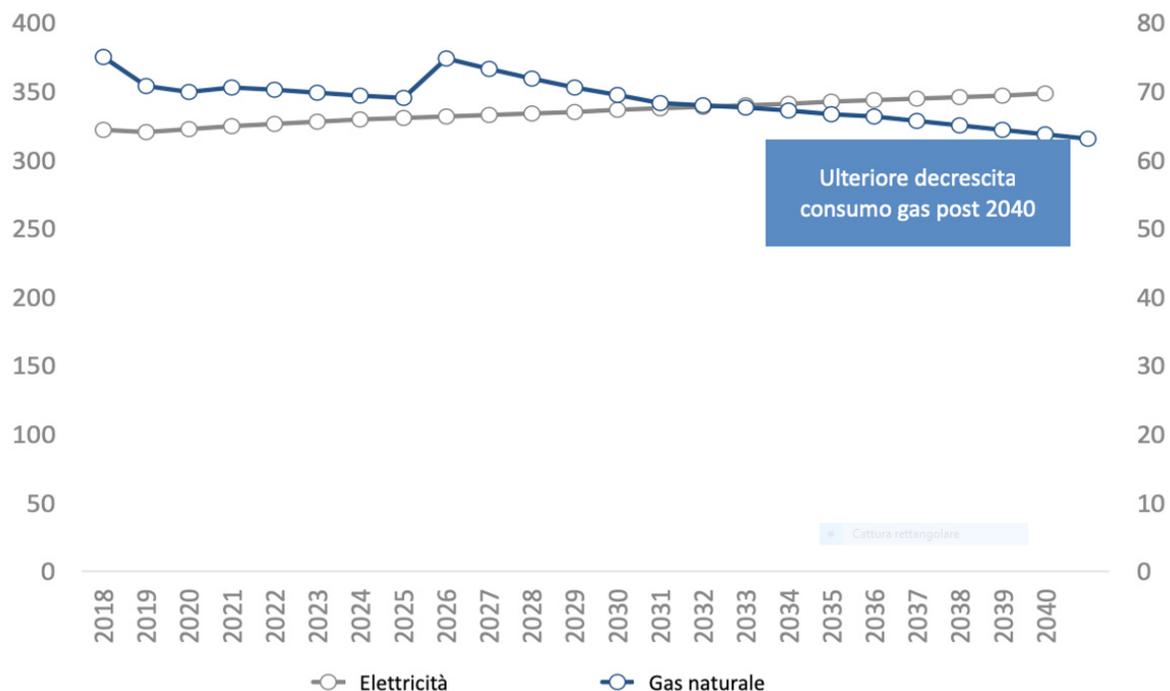
e distribuzione gas, sia miscelato a gas metano entro specifici limiti variabili da nazione a nazione, sia – previo retrofitting dell'infrastruttura – in forma pura. A titolo esemplificativo, si ricorda la progettualità avviata dalla città di Leeds (UK), che ambisce a convertire ad idrogeno entro il 2026-29 l'intera rete cittadina per il trasporto di gas ad uso domestico. In questa fase il combustibile sarà "idrogeno blu", prodotto tramite SMR con CCS.

L'idrogeno come opportunità di sector coupling

Lo scenario energetico dei prossimi decenni vede una crescente elettrificazione dei consumi (es. mobilità elettrica, pompe di calore) ed una progressiva contrazione della domanda di gas naturale, anche a fronte del crescente livello di efficienza energetica a livello civile, terziario ed industriale. La figura 3 mette a confronto i trend previsionali della domanda di energia elettrica e di gas metano in Italia, trend consistenti a livello europeo seppure con pendenze anche profondamente diverse tra Paesi (ad esempio in Paesi quali l'Olanda o la Germania in alcuni scenari è prevista al 2050 una contrazione dei consumi di gas naturale anche superiore al 30% rispetto a quelli attuali).

(continua)

Figura 3 – Evoluzione attesa della domanda di energia elettrica e gas metano al 2040, Italia



Fonte: REF-E (elettricità, Reference case), Snam (gas)

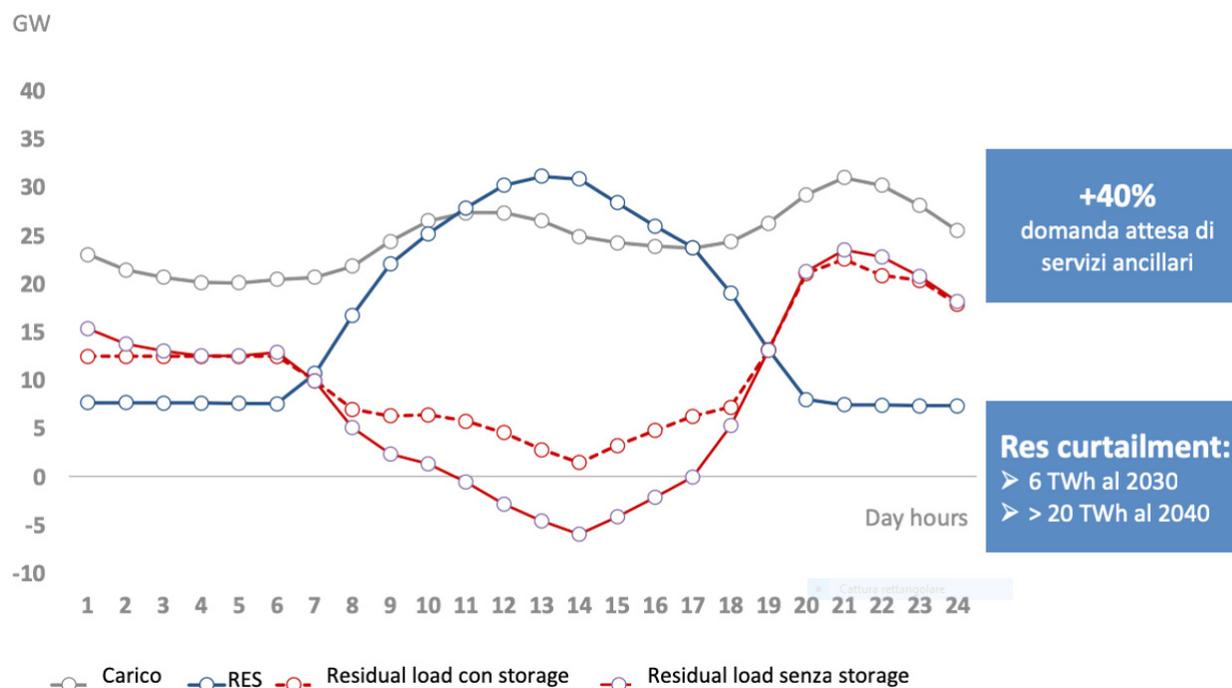
Lo shift del mix di generazione elettrica verso le fonti rinnovabili non programmabili necessario per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione richiede una maggiore elettrificazione dei consumi. Nonostante l'aumento atteso di domanda elettrica, la variabilità della generazione rinnovabile, e in particolare la concentrazione della produzione da fonte

in alcune ore del giorno, può comportare – in assenza di strumenti specifici – un eccesso di produzione e dunque la necessità di curtailment di quantità significative di energia (figura 4). Questo trend amplia le complessità legate all'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico in termini di adeguatezza, sicurezza e stabilità.

(continua)

Figura 4 – Profilo orario-tipo di carico e di generazione atteso al 2030

Fonte: stime REF-E



In questo scenario “l'idrogeno verde” – oltre a svolgere un ruolo chiave nella decarbonizzazione di diversi settori come in precedenza descritto – può supportare in modo significativo anche l'integrazione delle RES nel sistema elettrico, contribuendo alla mitigazione delle problematiche di adeguatezza.

Attraverso il trasporto di idrogeno – inizialmente miscelato con metano e a tendere potenzialmente in forma pura - le reti di trasmissione e distribuzione di gas potranno infatti assolvere ad una funzione di storage stagionale su larga scala che altre tecnologie non potranno necessariamente ricoprire (es. durata non stagionale dello storage elettrochimico), e comunque non in tutti i contesti geografici (es. siti idonei al pompaggio idraulico non disponibili in misura sufficiente in tutte le geografie interessate a livello europeo). In tal modo le reti di energia elettrica e del gas vengono utilizzate congiuntamente in modo da rispondere alle esigenze di modulazione e flessibilità del sistema energetico.

Crescita del mercato e regolazione

La velocità della diffusione dell'idrogeno verde sarà prevedibilmente variabile per i diversi settori di utilizzo, e dipende da diversi fattori, tra cui:

- la curva di maturazione delle tecnologie, e la conseguente velocità di diminuzione dei costi di capitale;
- i prezzi dell'energia elettrica e, più nello specifico, il numero di

ore/ anno nelle quali gli operatori si potranno approvvigionare di elettricità con costi inferiori a determinate soglie, al fine di garantire il load factor ottimale degli impianti di elettrolisi;

- lo spread tra il costo dell'energia elettrica e quello delle altre fonti combustibili, gas metano in primis;
- l'evoluzione dei costi delle tecnologie alternative per lo stoccaggio di energia elettrica e per la CCS;
- l'evoluzione dei costi della CO₂.

La velocità della transizione è guidata in modo determinante anche dalla normativa di settore. Tra i principali elementi regolatori e legislativi rilevanti possiamo menzionare:

- il disegno del mercato elettrico, ad esempio la possibile introduzione di piattaforme per la flessibilità, affinché gli impianti di produzione dell'idrogeno possano offrire servizi di rete - variabile determinante per la valorizzazione della flessibilità di modulazione del carico sulla rete elettrica offerta da questa tecnologia - e la modalità di determinazione dei prezzi, sia dell'energia elettrica che dei servizi di rete - variabile determinante per la definizione del costo variabile di produzione dell'idrogeno;
- il livello della tassazione sull'energia e degli oneri di sistema sugli impianti di produzione di idrogeno;
- le politiche di supporto alla decarbonizzazione e in particolare il funzionamento e l'impostazione del mercato della CO₂.

La nuova legislazione europea prevede l'estensione del sistema delle garanzie di origine, i titoli che dimostrano la provenienza rinnovabile delle produzioni energetiche, anche ai gas rinnovabili, e dunque anche all'idrogeno verde. Questa previsione risulta particolarmente importante perché potrebbe contribuire a superare i timori di doppia incentivazione che finora hanno limitato l'incentivazione degli impianti di produzione dell'idrogeno: l'energia elettrica rinnovabile utilizzata per la produzione potrebbe infatti essere già stata incentivata e/o esentata dall'acquisto di quote di CO₂. Forme di incentivazione diretta sembrano infatti necessarie per avviare in modo più deciso una filiera di produzione dell'idrogeno rinnovabile. Il riconoscimento europeo dell'idrogeno come combustibile rinnovabile valido per il raggiungimento dell'obiettivo di questo settore, che per l'Italia si è trasformato nell'ammissibilità dell'idrogeno alle agevolazioni previste per l'incentivazione del biometano avanzato dedicato al trasporto, lascia tuttavia presupporre che proprio il settore dei trasporti sia quello che maggiormente può dare una spinta a questa tecnologia.

L'ottimizzazione dei costi per la collettività e la sostenibilità nello sviluppo delle infrastrutture (es. social acceptance delle nuove reti elettriche e gas) richiede sempre di più un approccio alla pianificazione del sistema energetico che consideri in modo integrato le infrastrutture elettriche, gas e relative alla mobilità.

Tale integrazione si espleta su più piani: quello del market design, che deve prevedere la partecipazione di nuove tecnologie alla fornitura di servizi di rete, ma a tendere anche un nuovo disegno per il mercato del gas, quello dei meccanismi di sostegno ed incentivazione e quello della pianificazione delle infrastrutture, in quanto la pianificazione integrata di reti elettriche e gas potrebbe costituire sia una leva di ottimizzazione economica sia di impatto sui territori.

Conclusioni

La produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi potrà ricoprire un ruolo rilevante nella transizione energetica, sia supportando in modo diretto la decarbonizzazione di trasporti e processi oggi basati sull'utilizzo di idrocarburi, sia facilitando l'integrazione delle rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

La velocità di sviluppo dell'economia "dell'idrogeno verde" dipenderà dalla curva di raggiungimento delle economie di scala necessarie alla riduzione delle Capex, e potrà inoltre vedere significative differenziazioni: tra ambiti di utilizzo, in quanto la competitività dell'idrogeno come combustibile alternativo non è omogenea tra i possibili casi d'uso; tra Paesi, in quanto il livello di penetrazione delle FERNP e quindi il rischio di curtailment saranno driver chiave per consentire agli impianti di elettrolisi di raggiungere i load factor ottimali.

Il framework normativo ricoprirà evidentemente un ruolo chiave in questa traiettoria, in quanto scelte regolatorie volte a favorire lo sviluppo delle rinnovabili e, al contempo, a supportare il sector coupling, potrebbero sostenere gli investimenti nella fase transitoria ed accelerare pertanto il conseguimento delle economie di scala.

E' infine opportuno considerare che questa transizione richiede lo sviluppo di tecnologie innovative, sia per la produzione efficiente di "idrogeno verde" sia per la sua integrazione nei processi di destinazione.

L' "economia dell'idrogeno" potrebbe pertanto costituire l'occasione di sviluppare nuove filiere industriali e tecnologiche a livello italiano ed europeo, con benefici in termini di occupazione, sviluppo di know-how distintivo a livello universitario ed industriale, creazione di valore sia per grandi aziende sia per le catene di fornitura.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 19 marzo 2019 103/2019/R/EEL | “Ulteriori disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 21 marzo 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/103-19.pdf>

Con la delibera 103/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il completamento del processo di revisione delle zone di mercato, precedentemente avviato con la deliberazione 22/2018/R/EEL¹, definendo la nuova configurazione zonale che entrerà in vigore a far data dal 1° gennaio 2021.

Al riguardo, giova ricordare che una prima modifica della configurazione zonale del mercato elettrico (con impatti minimi sul funzionamento del mercato stesso) è già stata introdotta a partire dal 1° gennaio 2019, a seguito di quanto disposto dall'Autorità con la delibera 386/2018/R/EEL².

Con la delibera 103/2019/R/EEL, infine, sulla base della proposta presentata da Terna S.p.A. ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM), l'Autorità ha completato il predetto processo di revisione zonale prevedendo lo spostamento dell'Umbria dalla zona “Centro Nord” alla zona “Centro Sud” e l'introduzione della zona “Calabria” con contestuale eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano.

In particolare, in considerazione degli impatti delle modifiche zonali di cui sopra, l'Autorità ha incaricato il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. - in qualità di NEMO³ designato per l'Italia - di avviare le procedure necessarie per sottoporre la richiesta di incremento della funzionalità relativa al c.d. “PUN Order” dell'Algoritmo Euphemia alla valutazione di tutti i NEMO europei, al fine di consentirne l'implementazione in tempo utile per l'entrata in vigore della nuova configurazione zonale.

Con la medesima deliberazione, l'ARERA ha altresì approvato ulteriori disposizioni funzionali all'attuazione delle sopracitate modifiche.

Deliberazione 19 marzo 2019 n. 104/2019/R/EEL | “Approvazione delle proposte per il calcolo degli scambi programmati, in esito al processo di coupling del mercato del giorno prima e al processo di coupling del mercato intraday, presentata ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 25 marzo 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/104-19.pdf>

Con la delibera 104/2019/R/EEL, l'Autorità di regolazione

per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - in coordinamento con le NRA⁴ europee - le proposte congiunte dei TSO⁵, aventi ad oggetto le metodologie per il calcolo degli scambi programmati, in esito al processo di market coupling rispettivamente nell'orizzonte temporale day-ahead e nell'orizzonte temporale intraday, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM).

Al riguardo, giova ricordare che, le due proposte di metodologie sopra indicate - in precedenza trasmesse dai TSO europei alle rispettive NRA - erano state oggetto di una richiesta congiunta di emendamenti da parte delle medesime Autorità⁶, in seguito alla quale i TSO hanno apportato le necessarie revisioni.

Con la delibera in oggetto, pertanto, l'ARERA ha positivamente verificato e approvato - in coordinamento con le altre NRA - le due proposte di metodologie emendate, dando altresì indicazione a Terna di procedere con le relative procedure implementative ivi previste.

GAS

Delibera 5 marzo 2019 81/2019/R/GAS | “Modifica del parametro p1 dell'incentivazione di cui all'articolo 9 del TIB (Testo Integrato del Bilanciamento)” | pubblicata il 6 marzo 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/081-19.htm>

Con la delibera 81/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato una modifica relativa al metodo di calcolo del parametro di incentivazione “p1” di cui all'articolo 9, comma 9.2, lettera a), dell'allegato A alla deliberazione 312/2016/R/GAS (c.d. “TIB”).

A tal proposito, giova ricordare che l'articolo 9 del TIB prevede un sistema di incentivazione basato su tre indicatori di performance del Responsabile del bilanciamento (RdB): i) il primo misura l'errore percentuale della previsione dei quantitativi giornalieri di gas prelevato ai punti di riconsegna, effettuata nel giorno precedente a quello di flusso (indicatore di performance “p1”); ii) il secondo misura il rapporto - espresso in percentuale - fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto e vendita e il prezzo medio ponderato di mercato in ciascun giorno gas (indicatore di performance “p2”); iii) il terzo indicatore misura l'utilizzo, per il bilanciamento, della rete di risorse nella disponibilità del RdB (indicatore di performance “p3”). I predetti indicatori consentono pertanto di valutare

Novità normative di settore

l'efficienza del RdB, con particolare riferimento a: i) la trasparenza del grado di informazione reso agli utenti circa le azioni di bilanciamento da intraprendere; ii) il ricorso ad azioni diverse dalle azioni di bilanciamento sul mercato per il mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto al termine del giorno gas. Con la deliberazione 81/2019/R/

GAS, l'Autorità ha approvato alcune modifiche al metodo di calcolo dell'indicatore di performance "p1" apportando talune integrazioni al TIB funzionali al recepimento delle stesse, nonché aggiornato i parametri numerici relativi ai predetti indicatori, di cui alla deliberazione 480/2018/R/GAS.

¹ Cfr. Newsletter 112 febbraio 2018.

² Cfr. Newsletter 118 agosto 2018.

³ Nominated Electricity Market Operator

⁴ National Regulatory Authority.

⁵ Transmission System Operator.

⁶ Cfr. Newsletter 119 ottobre 2018.

Gli appuntamenti

16-17 aprile

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Washington DC, Usa

Organizzatore: The Catholic University of America

<http://on-climate.com/2019-conference>

18 aprile

Per una strategia nazionale dei rifiuti

Roma, Italia

Organizzatore: Fise - Assoambiente

<http://www.fise.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/>

24-25 aprile

Conference on Advanced Engineering Technology, Science Management, Applied Sciences & ICT

Roma, Italia

Organizzatore: Association of Engineering Technology & Applied Sciences (AETA)

<http://association-eta.com/esai-apr-19/>

24-25 aprile

International Science and Engineering Community Conference

Barcellona, Spagna

Organizzatore: International Science and Engineering Community

<https://iseconferences.com/>

27-30 aprile

International Conference on Power and Energy Applications

Singapore

Organizzatore: ICPEA

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

27-30 aprile

International Conference on Smart Grid and Energy

Singapore

Organizzatore: ICSGE

<http://www.icsge.org>

29-30 aprile

Smart Water Systems

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Conferences

<http://go.evnt.com/320624-0?pid=80>

7-9 maggio

The Battery Show Europe

Stuttgart, Germania

Organizzatore: Smarter Shows

Website: <http://go.evnt.com/267913-2?pid=80>

8-10 maggio

Fare i conti con l'ambiente

Ravenna

Organizzatore: LABELAB

<https://www.labelab.it/ravenna2019/>

11-13 maggio

International Conference on Energy Materials and Applications

Beijing, Cina

Organizzatore: ICEMA

<http://www.icema.org>

11-13 maggio

International Conference on Sustainable and Renewable Energy Engineering

Beijing, Cina

Organizzatore: ICSREE

<http://www.icsree.com>

14-16 maggio

Grid Asset Management

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Smart Grid Forums

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

16-17 maggio

International Conference on Energy and Environment

Guimaraes, Portogallo

Organizzatore: Universidade do Minho

<http://icee.dps.uminho.pt>

16-18 maggio

DER-SmartGrid Integration

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Smart Grid Forums

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

Contact person: Nadia Almeida

18-19 maggio

International Conference on Energy, Engineering and Environmental Sciences

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Forum For Engineering Applied Science & Technology (FEAST)

<http://forum-east.com/eees-may-2019-event/>

20-22 maggio

LEAP HR: Oil and Gas Conference

Houston, Tx, Usa

Organizzatore: Hanson Wade

<http://go.evnt.com/365919-0?pid=80>

20-22 maggio

The Asian Conference on Sustainability, Energy and the Environment

Tokyo, Giappone

Organizzatore: The International Academic Forum (IAFOR)

<https://acsee.iafor.org/>

23-25 maggio

Multinational Energy and Value Conference

Ankara, Turchia

Organizzatore: OSTIM Technical University, Ankara, Turkey e altri

<http://www.centerforenergyandvalue.org/conferences.html>

24-26 maggio

International Conference on Sustainable Energy Engineering

Shanghai, Cina

Organizzatore: ICSEE

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



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
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.