

APPROFONDIMENTI

GREEN DEAL EUROPEO: LA DECARBONIZZAZIONE DALLE PAROLE AI FATTI?

Di Mattia Santori (RIE)

11 dicembre 2019 – 11 marzo 2020. Sono bastati tre mesi esatti perché il Green Deal di matrice europea trovasse sulla propria strada un pessimo compagno: il coronavirus. L'11 marzo 2020 l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) annuncia ciò che era già evidente alla maggior parte dei cittadini italiani: "visti i livelli allarmanti di diffusione e gravità, il COVID-19 può essere considerato come una situazione pandemica". Nelle parole dell'OMS ancora non risuonava un'altra evidenza, ossia che il nuovo focolaio mondiale, dopo quello iniziale della Cina, sarebbe stato proprio nell'Unione europea. La stessa UE che l'11 dicembre 2019 attraverso le parole della nuova Presidente della Commissione Ursula von der Leyen annunciava di voler mostrare al resto del mondo che si può essere competitivi e sostenibili facendo dell'Unione the world's first climate neutral continent by 2050¹. La Commissione si diede 100 giorni per arrivare alla pubblicazione della prima European Climate Law. Non poteva sapere che dopo soli 90 giorni la neutralità carbonica – o addirittura il decoupling tra crescita e utilizzo delle risorse - non sarebbero più potute essere le priorità dell'agenda politica e che gli oltre mille miliardi messi sul piatto sarebbero sembrati inopportuni di fronte alla più grave e drammatica crisi sanitaria ed economica mai affrontata dall'eurozona dal Dopoguerra. Né si può ritenere che l'appello ai governi di Fatih Birol², direttore esecutivo dell'Agenzia di Parigi, di non essere "distracted" dal coronavirus sia valso di per sé a far

cambiare loro idea. L'attuale crisi degli investimenti e il rischio di una nuova grande recessione costituiscono un ulteriore ostacolo ad una transizione che richiederebbe comunque stimoli e incentivi. Oltre al fatto che le minori emissioni di oggi non costituiscono di per sé una buona notizia. Il paragone con la crisi del 2008 infatti non lascia ben sperare: nel 2019 il calo delle emissioni di CO₂ da fonti fossili (-1,4%) fu più che compensato dal loro aumento registrato nel 2010 (+5,9%)³. Ma se a un primo sguardo la presenza del COVID-19 potesse sembrare in contrasto con il piano di transizione europeo, vi sono tre chiavi di lettura che portano a riflettere su quella che in molti si sono affrettati a etichettare come una convivenza impossibile. In primo luogo vi è il fattore tempo. Poiché la Commissione europea il 4 marzo, anticipando a sua insaputa l'arrivo della pandemia, ha presentato la proposta della prima legge europea sul clima, l'European Climate Law, al Parlamento e al Consiglio europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni. La proposta traccia il percorso in grado a suo dire di soddisfare gli obiettivi del Green Deal nel rispetto degli interessi di ciascuna categoria sociale ed economica. In secondo luogo vi sono i primi dati sulla qualità dell'aria, ed in particolare sul biossido di azoto (NO₂) che tra gli inquinanti dell'aria, è quello che più rapidamente risponde alle variazioni delle emissioni e viene prodotto da tutti i processi di combustione, compresi quelli derivanti dal traffico veicolare⁴.

continua a pagina 26

NEWS DAL GME

AVVIO DELLA CONTRATTAZIONE DEI CIC SUL MERCATO DEL GME – PRIMA SESSIONE: 14 MAGGIO 2020

pagina 32

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ MARZO 2020**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

■ **APPROFONDIMENTI**

Green Deal europeo: la decarbonizzazione dalle parole ai fatti?

Di Mattia Santori (RIE)

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel contesto di contingente emergenza sanitaria che ha caratterizzato il mese di marzo, il Pun eguaglia il minimo storico registrato ad aprile 2016, pari a 31,99 €/MWh, (-18,6% su febbraio e -39,5% sul 2019), in corrispondenza di volumi complessivamente contrattati nel MGP ai minimi da quasi tre anni (22,1 TWh, -10,1% sul 2019). Tiene, invece, la liquidità del mercato, ancora attorno al 77%. Sui livelli

minimi o prossimi ad essi tutti i prezzi di vendita, attestatisi a 31/34 €/MWh.

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica registra una ulteriore riduzione delle quotazioni nei prossimi mesi, con il baseload relativo ad Aprile 2020 che chiude a 25,39 €/MWh (-31,9%). In calo da inizio anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il Pun si riporta sul valore più basso mai registrato dall'avvio della borsa elettrica, pari a 31,99 €/MWh, segnando una riduzione di 7,31 €/MWh su febbraio (-18,6%) e di 20,89 €/MWh sul 2019 (-39,5%, mai così intensa nell'ultimo decennio). La dinamica si osserva in corrispondenza della progressiva riduzione, nel corso del mese, degli acquisti di energia elettrica sul MGP (scesi nell'ultima settimana ai minimi storici), conseguente alle misure restrittive, sempre più stringenti, imposte a gran parte delle attività produttive. Nel peculiare contesto internazionale che ha caratterizzato il mese, anche le quotazioni dei combustibili e i costi dei diritti di emissione subiscono drastiche contrazioni (con il PSV

sul livello più basso di sempre), dando un ulteriore impulso ribassista al Pun, così come ai prezzi dell'elettricità nelle principali borse limitrofe, anch'essi generalmente ai minimi dall'estate 2016.

L'analisi per gruppi di ore rileva simili riduzioni annuali dei prezzi nelle diverse fasi della giornata, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,13 (+0,05) (Grafico 1 e Tabella 1). Si segnala il nuovo minimo storico del Pun nelle ore a basso carico, toccato in particolare nei giorni lavorativi. Tra questi ultimi in evidenza lunedì 23 marzo quando il Pun si posiziona a 16,97 €/MWh, livello più basso di sempre per i giorni feriali.

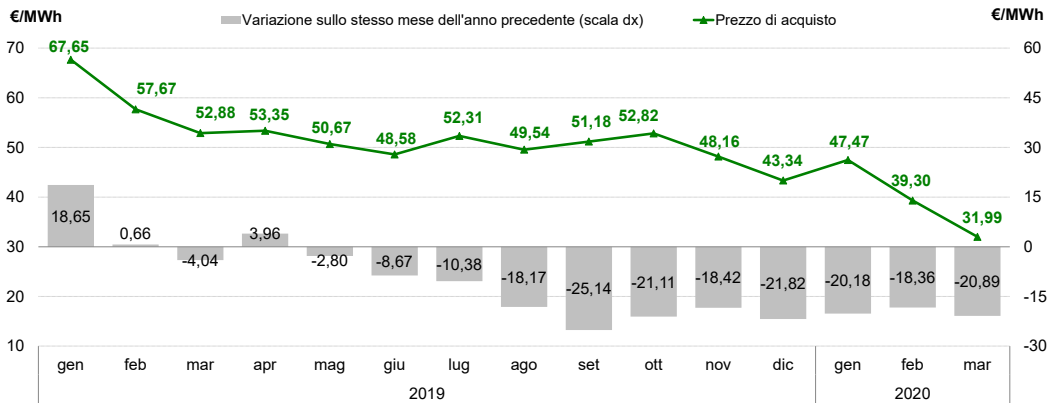
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	31,99	52,88	-20,89	-39,5%	22.878	-10,5%	29.735	-10,1%	76,9%	77,3%
<i>Picco</i>	36,27	57,26	-20,99	-36,7%	27.312	-11,3%	35.534	-11,6%	76,9%	76,6%
<i>Fuori picco</i>	29,63	50,63	-21,00	-41,5%	20.435	-10,7%	26.539	-9,7%	77,0%	77,8%
<i>Minimo orario</i>	9,11	23,20			12.520		17.789		67,9%	67,7%
<i>Massimo orario</i>	67,02	94,20			32.760		43.707		85,1%	86,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

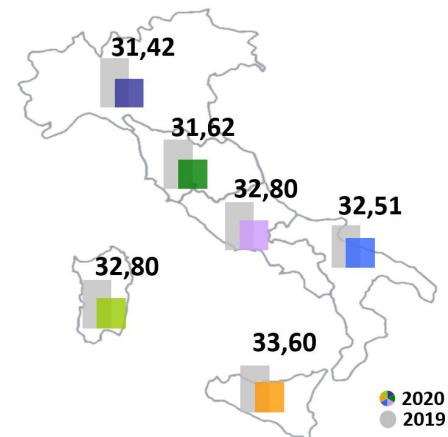
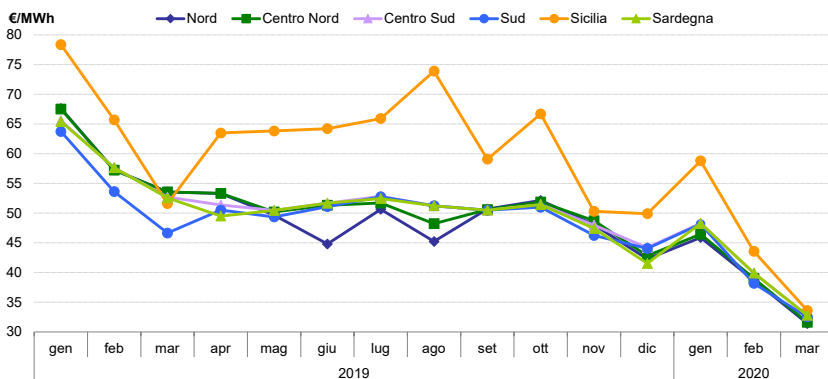


In questo scenario, a livello zonale, i prezzi di vendita si attestano a 31/34 €/MWh (-6/-10 €/MWh su febbraio e -14/-22 €/MWh sul 2019), mai così in basso da maggio 2016 e ai minimi storici al

Centro Nord ed in Sicilia, con l'isola che, come mai avvenuto in passato, risulta unita al Continente in oltre il 94% delle ore (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 22,1 TWh, si attesta sul livello più basso di sempre per il mese di marzo, oltre che minimo da maggio 2017, registrando anche la più brusca frenata su base annuale da oltre un decennio (-10,1% sul 2019). In calo sia i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,0 TWh (-10,5%), che le

movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, ai minimi da giugno 2013 a 5,0 TWh (-8,6%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, il valore della liquidità del mercato, pari a 76,9%, resta inferiore solo al massimo dello scorso marzo da luglio 2013 (+0,1 p.p. su febbraio e -0,4 p.p. sul 2019) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.998.555	-10,5%	76,9%
Operatori	10.067.740	-19,0%	45,6%
GSE	2.459.148	+0,9%	11,1%
Zone estere	4.471.667	+8,3%	20,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.094.606	-8,6%	23,1%
Zone estere	102.691	-29,8%	0,5%
Zone nazionali	4.991.915	-8,0%	22,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.093.161	-10,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	21.519.543	+11,4%	
OFFERTA TOTALE	43.612.705	-0,6%	

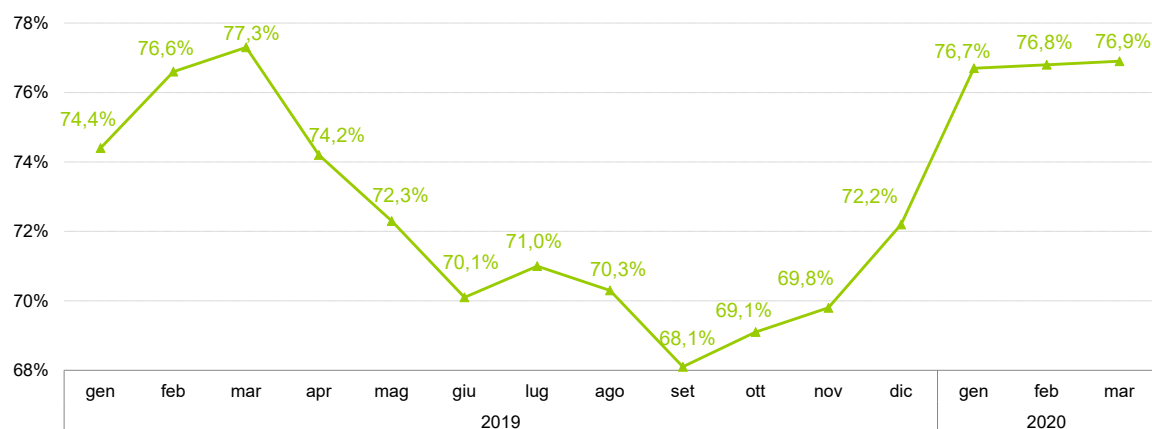
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.998.555	-10,5%	76,9%
Acquirente Unico	3.798.290	-1,1%	17,2%
Altri operatori	8.305.063	-13,3%	37,6%
Pompaggi	11.725	+460,9%	0,1%
Zone estere	566.583	+14,9%	2,6%
Saldo programmi PCE	4.316.894	-15,0%	19,5%
PCE (incluso MTE)	5.094.606	-8,6%	23,1%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.411.501	-11,6%	42,6%
Saldo programmi PCE	-4.316.894	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.093.161	-10,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	647.953	+0,5%	
DOMANDA TOTALE	22.741.115	-9,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ininterrottamente in calo da agosto, gli acquisti nazionali, pari a 21,5 TWh registrano la più forte battuta d'arresto di sempre (-10,6%). La contrazione sfiora il 14% al Nord, attestandosi tra il 3% e il 9% nelle altre zone. Si attenua anche la crescita, osservata nell'ultimo anno, degli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,6 TWh (+14,9%), in riferimento ai quali si segnala la ripresa a metà mese dei flussi verso Malta, interrotti da fine dicembre (Tabella 4). Lato offerta, la fortemente ridotta domanda nazionale e le maggiori importazioni di energia dall'estero, pari a 4,6 TWh (+7,0%), spingono ai minimi storici le vendite nazionali, pari a 17,5 TWh (-13,7%), con riduzioni

più modeste solo in Sicilia (-1,4%) e comprese tra -8% del Centro Nord e -29% della Sardegna nelle altre zone. Quanto alle importazioni, l'aumento si concentra sulla frontiera svizzera, in corrispondenza di un innalzamento della NTC rispetto al 2019. A tal proposito, va detto che tale aumento ha interessato tutta la frontiera settentrionale nella prima parte del mese, a fronte di una drastica riduzione registrata invece nell'ultima decade. Si osserva, infine, l'incremento delle vendite della zona Montenegro da cui il Centro Sud importa nell'80% delle ore del mese (era il 20-30% nei due mesi precedenti) (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	20.313.929	27.340	+2,9%	8.643.937	11.634	-13,9%	11.832.880	15.926	-13,6%
Centro Nord	2.257.977	3.039	-7,8%	1.550.641	2.087	-8,2%	2.330.526	3.137	-8,8%
Centro Sud	4.156.461	5.594	-10,2%	1.640.055	2.207	-19,8%	3.503.210	4.715	-7,2%
Sud	8.003.699	10.772	-0,8%	3.920.590	5.277	-11,4%	1.844.691	2.483	-4,6%
Sicilia	2.672.692	3.597	-10,5%	1.006.388	1.354	-1,4%	1.323.090	1.781	-5,3%
Sardegna	1.526.005	2.054	-9,9%	757.193	1.019	-29,3%	692.181	932	-3,3%
Totale nazionale	38.930.763	52.397	-1,6%	17.518.803	23.578	-13,7%	21.526.578	28.973	-10,6%
Esteri	4.681.942	6.301	+8,4%	4.574.358	6.157	+7,0%	566.583	763	+14,9%
Sistema Italia	43.612.705	58.698	-0,6%	22.093.161	29.735	-10,1%	22.093.161	29.735	-10,1%

In termini di fonti, la riduzione annuale delle vendite nazionali impatta con maggiore forza i volumi tradizionali (-19,2%), complessivamente in calo in tutte le sue componenti, con il gas che scende del 15,3% e il carbone che aggiorna ancora il minimo storico (-72,5%). A livello zonale la complessiva riduzione delle vendite termiche interessa tutte le zone eccetto il Sud e la Sicilia, dove tiene o si rafforza significativamente soprattutto il ciclo combinato, in aumento anche in Sardegna. Più debole la riduzione delle vendite

rinnovabili (-4,5%), tra le quali la consistente riduzione dell'eolico (-29,5%) al centro meridione e sulle isole, risulta mitigata dall'incremento dell'idrico (+9,5%) e del solare (+3,5%) al centro settentrione. Pertanto la quota sul totale delle vendite a gas, pur restando superiore al 50%, perde un punto percentuale, e quella del carbone crolla all'1,5% (-3,3 p.p.); in risalita, invece le fonti rinnovabili (40,9%, +3,9 p.p.), con l'idrico che si porta al 17,3% (+3,7%) e il solare al 11,5% (+1,9 p.p.) (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	7.409	-25,1%	711	-31,6%	965	-30,5%	3.290	+3,6%	815	+30,6%	631	-36,0%	13.820	-19,2%
Gas	6.486	-22,8%	629	-34,8%	552	-35,0%	2.872	+3,6%	787	+41,1%	543	+14,2%	11.868	-15,3%
Carbone	24	-95,2%	-	-	156	-48,0%	145	+24,1%	-	-	37	-90,8%	362	-72,5%
Altre	900	-9,9%	82	+9,4%	257	+7,6%	272	-4,6%	28	-57,8%	50	-52,2%	1.590	-10,2%
Fonti rinnovabili	4.123	+16,5%	1.376	+11,5%	1.240	-8,5%	1.987	-28,5%	540	-28,0%	389	-14,6%	9.654	-4,5%
Idraulica	2.549	+23,1%	401	+34,3%	508	-4,1%	431	-23,8%	117	-37,8%	69	-2,1%	4.075	+9,5%
Geotermica	-	-	671	+3,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	671	+3,1%
Eolica	12	+28,4%	32	-10,0%	430	-16,9%	1.171	-35,7%	317	-28,6%	241	-19,6%	2.202	-29,5%
Solare e altre	1.562	+7,0%	271	+9,0%	302	-2,0%	386	-2,0%	105	-10,3%	79	-7,3%	2.705	+3,5%
Pompaggio	102	+15,6%	-	-	3	-72,4%	-	-	0,33	-	-	-	105	+7,2%
Totale	11.634	-13,9%	2.087	-8,2%	2.207	-19,8%	5.277	-11,4%	1.354	-1,4%	1.019	-29,3%	23.578	-13,7%

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

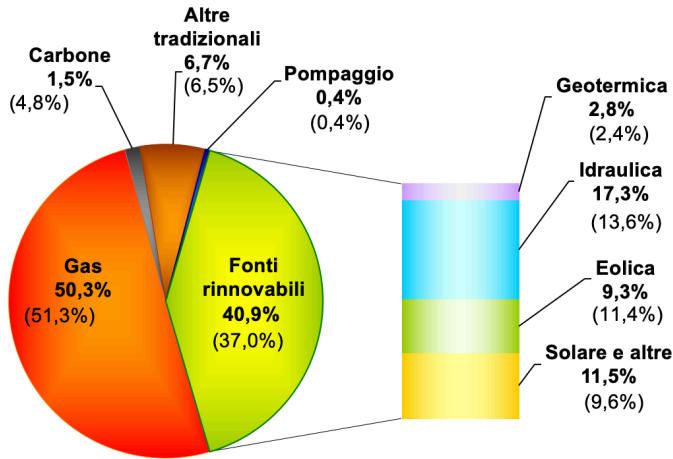
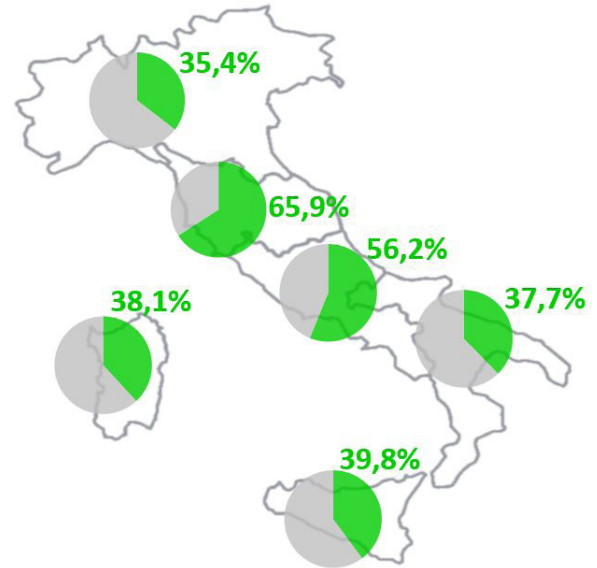


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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 3.037 MWh, in lieve riduzione rispetto allo stesso mese del 2019 (-59 MWh), in corrispondenza di un calo sulla frontiera slovena (-108 MWh). Su quest'ultima, come nei mesi precedenti, si osserva un incremento dei flussi e della frequenza di ore

di utilizzo in export, fenomeno che, sebbene più sporadico, si registra anche sulle altre due frontiere in coupling, in particolare nell'ultima decade del mese in presenza dei bassi livelli di prezzo toccati al Nord. Di conseguenza, si osserva ovunque un aumento della quota di NTC non utilizzata in import rispetto a marzo 2019 (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	2.489 (2.382)	2.377 (2.374)	97,7% (100,0%)	82,0% (98,9%)	1.164 (1.174)	620 (-)	2,0% (-)	0,7% (-)
Italia - Austria	249 (199)	244 (199)	86,3% (99,5%)	83,4% (99,2%)	120 (90)	105 (-)	5,0% (-)	4,3% (-)
Italia - Slovenia	573 (557)	416 (523)	72,3% (97,4%)	31,4% (80,5%)	669 (669)	305 (175)	19,7% (2,2%)	3,8% (-)

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

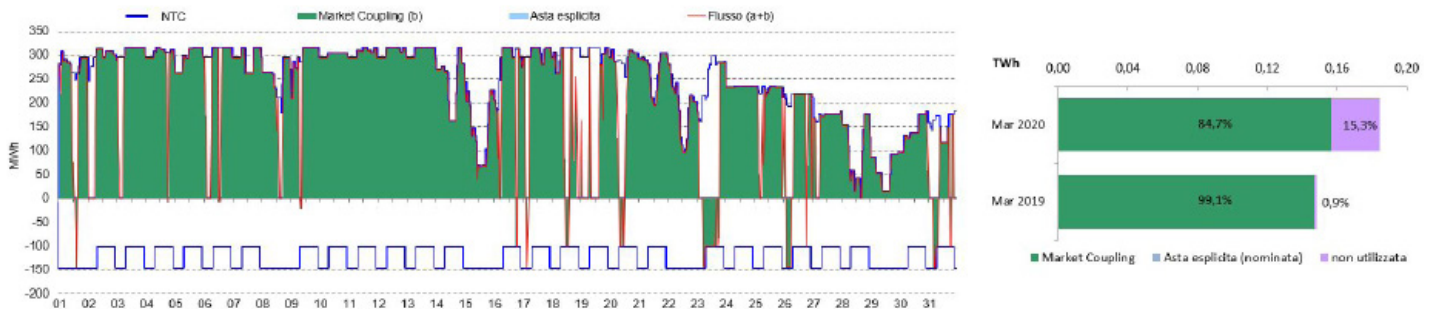
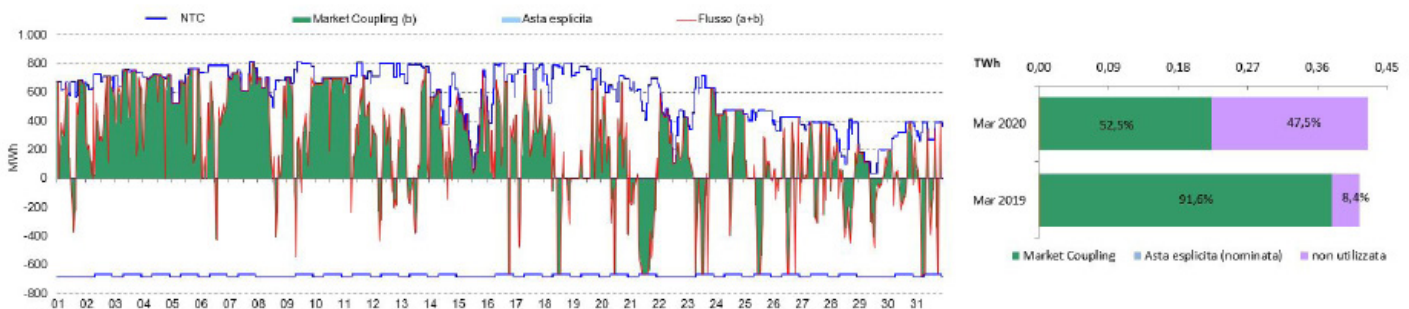


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ai minimi storici anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 32,03 €/MWh (-18,2% su febbraio e -38,0% su marzo 2019), mai così vicino al Pun (+0,04 €/MWh) (Grafico 9). A livello di singole sessioni i prezzi, sui livelli più bassi di sempre o a ridosso di essi, risultano compresi tra circa 32 €/MWh di MI1 e MI2 e poco più di 38 €/MWh di MI6, e pressoché in linea con il Pun calcolato nelle stesse ore fino a MI3, leggermente superiori nelle due sessioni successive

e inferiori con l'avvicinarsi del tempo reale (-2% circa) (Figura 1 e Grafico 10).

Ancora in riduzione annuale i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,0 TWh (-8,9%). La flessione interessa solo le prime tre sessioni, con MI, ai minimi da dicembre 2010 e in riduzione del 22,1% sul 2019, che porta la sua quota sul totale degli scambi sotto il 44%, inferiore di quasi 8 punti percentuali rispetto ad un anno fa.

In aumento e su livelli elevati, invece, i volumi sulle quattro sessioni successive che riflette, tanto più nel contingente contesto che ha caratterizzato il mese, la necessità degli operatori di procrastinare l'aggiustamento dei programmi quanto più in prossimità del tempo reale (Figura 1 e Grafico 10). Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera svizzera, attraverso il meccanismo del market coupling ammontano

complessivamente in export a 18,0 GWh su MI2 e 6,8 GWh su MI6 e rappresentano l'85% di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (+5 p.p. su febbraio). Per la seconda volta superiori a quelle in export, le allocazioni in asta implicita in import, pari a 22,6 GWh su MI2 e a 9,1 GWh su MI6, stabili a circa due terzi di quanto transitato in vendita su tale confine.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

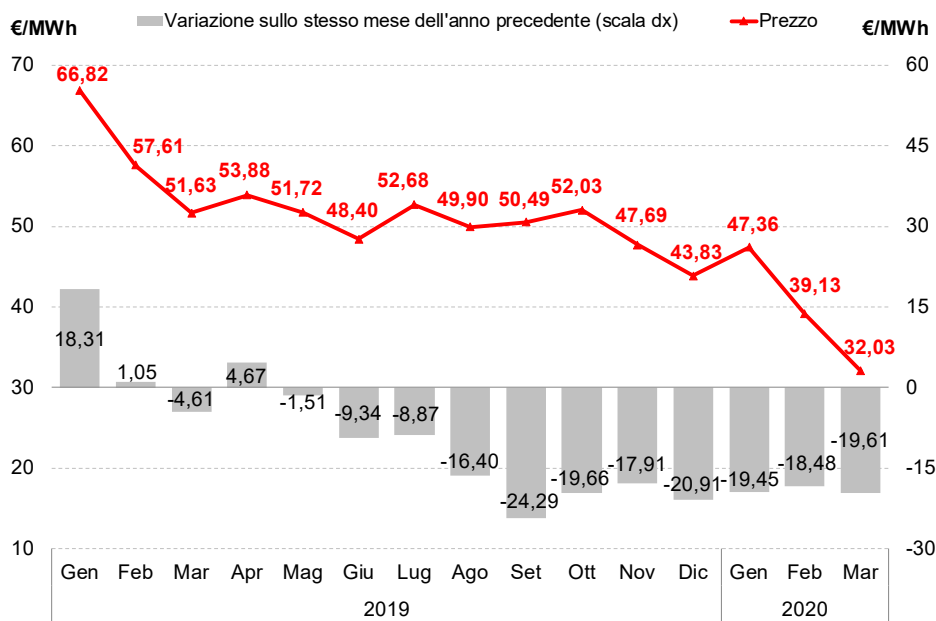
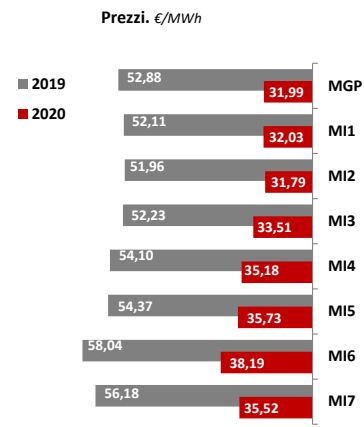


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

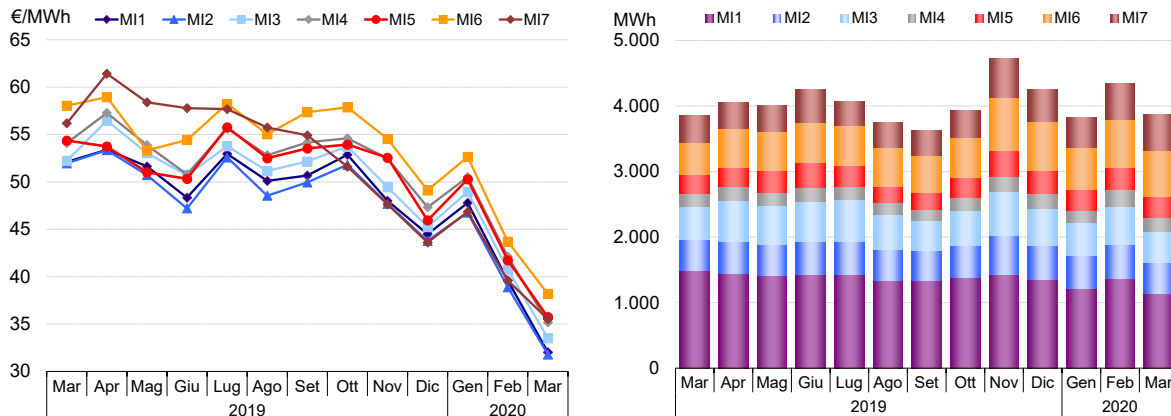
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	31,99	52,88	-39,5%	22.093.161	29.735	-10,1%
MI1 (1-24 h)	32,03 (+0,1%)	52,11	-38,5%	852.270	1.147	-22,8%
MI2 (1-24 h)	31,79 (-0,6%)	51,96	-38,8%	343.989	463	-2,1%
MI3 (5-24 h)	33,51 (+0,4%)	52,23	-35,8%	289.999	468	-7,7%
MI4 (9-24 h)	35,18 (+1,7%)	54,10	-35,0%	107.025	216	+5,9%
MI5 (13-24 h)	35,73 (+0,9%)	54,37	-34,3%	122.577	330	+18,2%
MI6 (17-24 h)	38,19 (-2,2%)	58,04	-34,2%	172.136	697	+41,6%
MI7 (21-24 h)	35,52 (-1,8%)	56,18	-36,8%	66.761	543	+33,3%



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



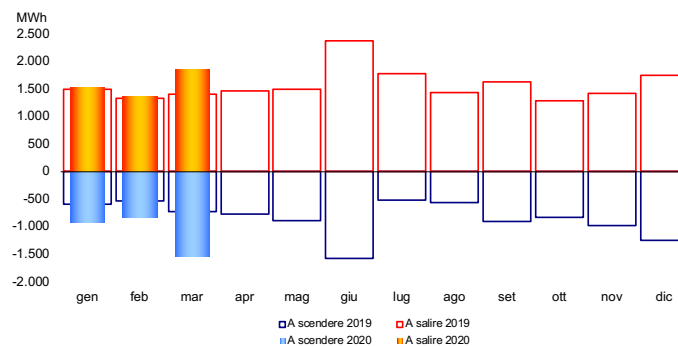
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

L'incertezza sull'evoluzione in tempo reale delle immissioni e i prelievi sulla rete ha comportato nel mese anche un maggior ricorso di Terna, ai fini della sicurezza del sistema, al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con i volumi su entrambi

i lati saliti su livelli tra i più alti dell'ultimo decennio. Nel dettaglio, gli acquisti di Terna sul mercato a salire sono stati pari a 1,4 TWh (+31,2% su marzo 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere si sono attestate a 1,1 TWh (+112,9%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

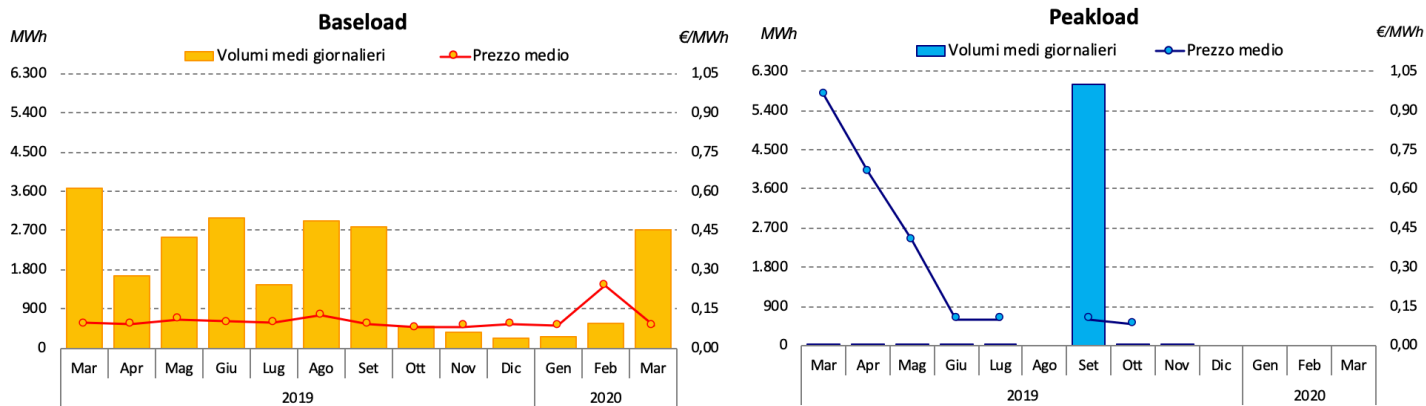
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 87 negoziazioni (-32 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 84,6 GWh (massimo dell'ultimo semestre, -25% sul 2019). Come nel

precedente trimestre, le negoziazioni hanno interessato esclusivamente prodotti giornalieri baseload, scambiati ad un prezzo medio di 0,09 €/MWh, stabile rispetto ad un anno fa (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	87	31/31	0,09	0,08	0,09	84.618	2.730
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
Totale	87					84.618	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 7 negoziazioni, per complessivi 62 GWh, relative ai prodotti Giugno 2020, entrambi i profili, Anno 2020 baseload e III Trimestre 2020 peakload. Prezzi di controllo in diffuso calo, generalmente più intenso per i mensili e il trimestre prossimi. La posizione aperta complessiva si attesta 0,98 TWh, in

calo del 3,4% su febbraio. Il prodotto Aprile 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 25,39 €/MWh sul baseload (53,35 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 28,40 €/MWh sul peakload (59,90 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 97 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Marzo

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Aprile 2020	25,39	-31,6%	-	-	-	-	-	132	95.040
Maggio 2020	27,17	-31,0%	-	-	-	-	-	132	98.208
Giugno 2020	34,15	-17,8%	2	8	-	8	-	140	100.800
Luglio 2020	38,44	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	28,88	-26,6%	-	-	-	-	-	132	288.288
III Trimestre 2020	38,44	-19,2%	-	-	-	-	-	132	291.456
IV Trimestre 2020	45,53	-10,0%	-	-	-	-	-	116	256.244
I Trimestre 2021	46,30	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	45,70	-10,6%	3	6	-	6	-14,3%	25	219.000
Totale			5	14	-	14			965.708

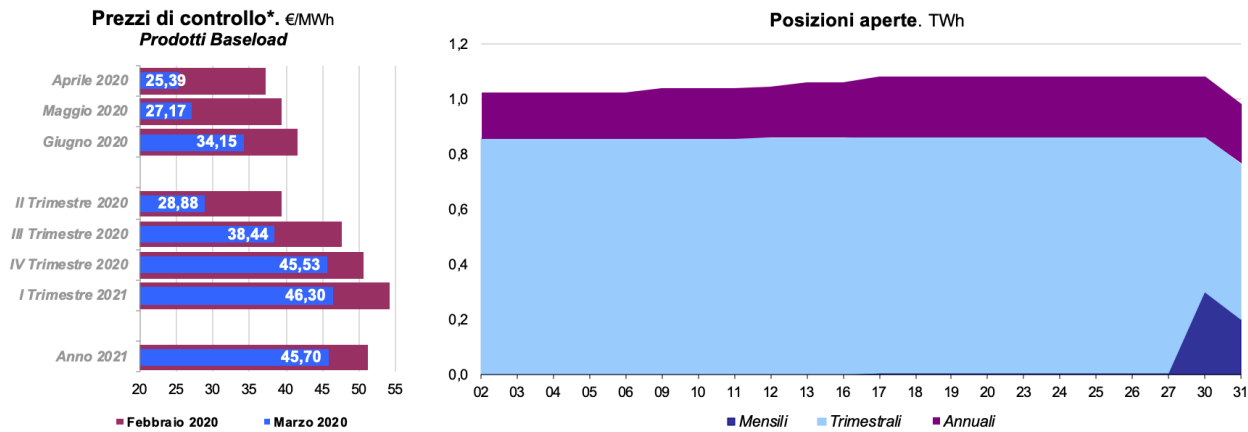
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Aprile 2020	28,40	-31,6%	-	-	-	-	-	8	2.112
Maggio 2020	29,65	-31,0%	-	-	-	-	-	8	2.016
Giugno 2020	39,87	-17,8%	1	5	-	5	-	13	3.432
Luglio 2020	44,34	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	32,68	-26,3%	-	-	-	-	-	8	6.240
III Trimestre 2020	43,83	-19,2%	1	3	-	3	-	11	8.712
IV Trimestre 2020	55,60	-10,0%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	53,41	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	51,18	-10,6%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			2	8	-	8			20.496
TOTALE			7	22	-	22			986.204

* 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 2020, pari a 23,0 TWh, registrano la terza flessione annuale consecutiva (-3,2%), mentre si conferma in riduzione da inizio anno anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,9 TWh (-4,8%) (Tabella 8).

Ancora debole variazione per il Turnover, ovvero il rapporto

tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,78 (+0,3 sul 2019) (Grafico 13). Sempre in flessione sia i programmi registrati nei conti in immissione (5,0 TWh, -8,6%) che i relativi sbilanciamenti a programma (7,8 TWh, -2,1%). In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo (9,4 TWh, -11,6%), mentre restano in crescita i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,5 TWh (+20,1%).

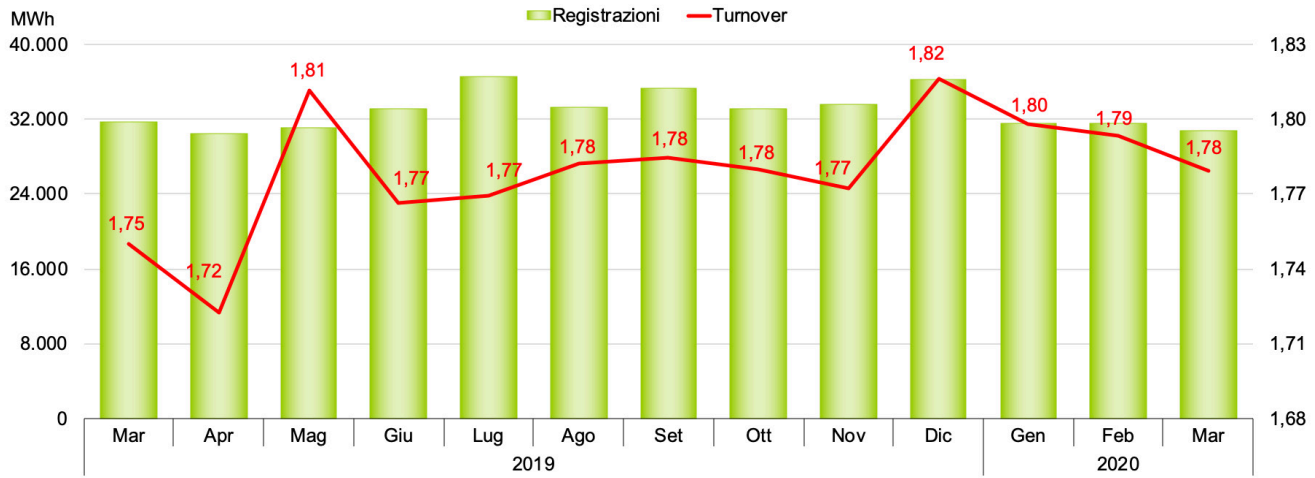
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Marzo e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGISTRATE			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.690.503	-3,9%	29,1%	Richiesti	8.661.080	-9,0%	100,0%	9.424.795	-11,6%	100,0%
Off Peak	304.741	+307,9%	1,3%	di cui con indicazione di prezzo	4.467.199	-20,2%	51,6%	12.865	+4427,3%	0,1%
Peak	129.756	-16,4%	0,6%	Rifiutati	3.566.474	-9,6%	41,2%	13.295	+4,0%	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.563.479	-9,5%	41,1%	38	100%	0,0%
Totale Standard	7.125.000	-0,9%	31,0%							
Totale Non standard	15.688.505	-4,2%	68,2%	Registrati	5.094.606	-8,6%	58,8%	9.411.501	-11,6%	99,9%
PCE bilaterali	22.813.505	-3,2%	99,2%	di cui con indicazione di prezzo	903.719	-45,6%	10,4%	12.827	+4414,0%	0,1%
MTE	110.111	+20,8%	0,5%	Sbilanciamenti a programma	7.836.401	-2,1%		3.519.507	+20,1%	
MPEG	84.618	-25,4%	0,4%	Saldo programmi	-	-		4.316.894	-15,0%	
TOTALE PCE	23.008.234	-3,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.931.007	-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 continuano il trend ribassista degli ultimi cinque mesi e scendono del 4% su base annua, in un contesto caratterizzato dall'emergenza sanitaria derivante dal Covid 19. Flessioni in doppia cifra (-16/-18%), su livelli tra i più bassi da oltre dieci anni per il mese in analisi, per i consumi del settore termoelettrico e industriale, mentre risultano in ripresa controtendenziale i consumi del comparto civile (+13%) favoriti dal calo delle temperature nella seconda parte del mese. Sul lato dell'offerta, la riduzione della domanda è assorbita da minori importazioni tramite rigassificatori GNL (-27%), a fronte di flussi via gasdotto stabili (+0,2%), e da una ridotta produzione nazionale (-17%). In aumento sia le iniezioni che le erogazioni dai siti di stoccaggio, per una giacenza a fine mese in aumento

del 51% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono al massimo storico di 12,3 TWh, più che raddoppiati rispetto allo scorso anno e in continua crescita da dicembre, con una quota sulla domanda totale che supera il 17%, la più alta di sempre. La crescita appare concentrata nel comparto MGP-Gas, sia a contrattazione continua che ad asta, con scambi pari complessivamente al 56% del totale contrattato. Le quotazioni a pronti aggiornano per il secondo mese consecutivo i minimi storici, collocandosi attorno a 10 €/MWh e poco sotto il riferimento al PSV (10,11 €/MWh). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si portano a 125 mila MWh, con prezzi di controllo in generale ribasso.

IL CONTESTO

A marzo i consumi di gas naturale in Italia segnano per il quinto mese consecutivo un calo su base annua e scendono a 6.657 milioni di mc (-4,3%). Nel contesto caratterizzato dall'emergenza sanitaria derivante dal Covid 19, la flessione è concentrata nel settore termoelettrico e industriale, dove i consumi si portano sui livelli minimi, per il mese in analisi, rispettivamente dal 2016 (1.738 milioni di mc, -18%) e dal 2010 (1.117 milioni di mc, -16%). In aumento del 13%, invece, i consumi del settore civile (3.763 milioni di mc), a fronte di un calo delle temperature, in particolare nella seconda metà del mese. In diminuzione ed ai minimi dal 2007 le esportazioni (38 milioni di mc, -81%).

Lato offerta, la contrazione della domanda di gas è stata compensata da una riduzione delle importazioni (5.617 milioni di mc, -6%), principalmente tramite i terminali di rigassificazione (-27% dal massimo storico di marzo 2019), e da una minore produzione nazionale (336 milioni di mc, -17%). In controtendenza, invece, le erogazioni dai siti di stoccaggio (859 milioni di mc, +26%), con una quota sul totale immesso pari al 13% (+3 p.p. rispetto ad un anno), mentre ripartono le

iniezioni, anch'esse in aumento del 41% su base annua (155 milioni di mc).

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra una sostanziale stabilità delle importazioni tramite gasdotto (+0,2%), in virtù del ridotto import dal Nord Africa (619 milioni di mc, -36%), soprattutto da Mazara (229 milioni di mc e minimo da novembre 2014), e dei maggiori flussi dalla Russia a Tarvisio (3.054 milioni di mc, +12%) e dal Nord Europa a Passo Gries (937 milioni di mc, +3%), ambedue ai massimi dell'ultimo decennio per il mese di marzo.

La significativa flessione registrata dalle importazioni tramite terminali di rigassificazione risulta concentrata a Cavarzere e Panigaglia (rispettivamente 473 e 204 milioni di mc), mentre si confermano in lieve aumento le movimentazioni a Livorno (330 milioni di mc, +2%).

In virtù delle suddette dinamiche, nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.216 milioni di mc, in aumento del 51% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito al 24%, anch'esso in crescita su base annua (+7,8 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend
Importazioni	5.617	59,4	-6,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	229	2,4	-53,3%
Tarvisio	3.054	32,3	+12,0%
Passo Gries	937	9,9	+3,4%
Gela	390	4,1	-18,5%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	204	2,2	-38,3%
Cavarzere (GNL)	473	5,0	-34,6%
Livorno (GNL)	330	3,5	+1,8%
Produzione Nazionale	336	3,6	-17,1%
Erogazioni da stoccaggi	859	9,1	+26,1%
TOTALE IMMESSO	6.811	72,1	-3,6%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.117	11,8	-15,7%
Termoelettrico	1.738	18,4	-17,6%
Reti di distribuzione	3.763	39,8	+13,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	38	0,4	-80,5%
TOTALE CONSUMATO	6.657	70,4	-4,3%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	155	2	+41,4%
TOTALE PRELEVATO	6.811	72,1	-3,6%

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

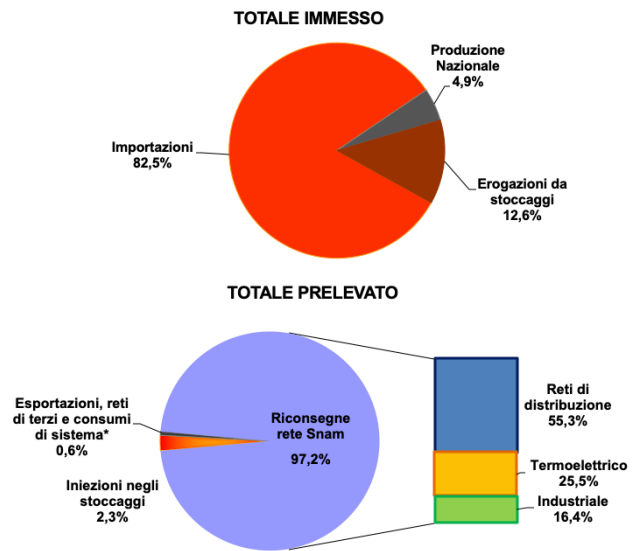
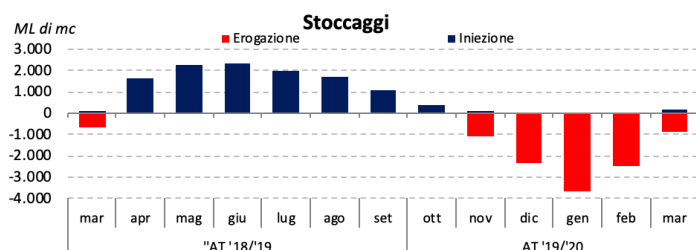
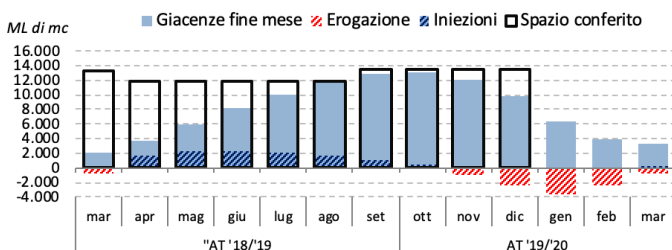


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2020)	3.216	+50,5%
Erogazione (flusso out)	859	+26,1%
Iniezione (flusso in)	155	+41,4%
Flusso netto	704	+23,1%
Spazio conferito	13.396	+1,5%
Giacenza/Spazio conferito	24,0%	+7,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV), aggiorna per il secondo mese consecutivo il minimo storico a 10,11 €/MWh, arretrando di 0,69 €/MWh (-6%) rispetto al mese precedente e di oltre 8 €/MWh (-45%) su base annua. Prezzi in ribasso su entrambi gli orizzonti

temporali anche per i principali hub europei, ovunque sui valori più bassi di sempre, con il TTF a 8,72 €/MWh (-7% su febbraio, -45% su marzo 2019). Pertanto, il differenziale tra il riferimento olandese e quello italiano si conferma nell'intorno di 1,4 €/MWh (stabile su febbraio, -1,22 €/MWh su base annua).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), ininterrottamente in crescita dallo scorso dicembre, aggiornano il massimo storico, pari a 12,3 TWh, più che raddoppiati sull'anno precedente (+107%) ed in aumento del 25% su febbraio. L'intensa dinamica rialzista delle negoziazioni a pronti sui mercati del GME, in un contesto di ridotta domanda di gas naturale, spinge la quota degli scambi sul totale consumato oltre il 17%, valore più alto di sempre (+9,4 p.p.). La crescita dei volumi, diffusa su tutti i mercati a pronti e alimentata dall'avvio a gennaio dei due nuovi comparti AGS, appare più evidente su MGP-Gas, sia nel segmento a negoziazione continua (3,1 TWh, +90%) che ad asta (3,8 TWh). In virtù di tali sviluppi, la quota dei volumi negoziati complessivamente nel mercato day-ahead sale al 56%, superando per la prima volta quella del mercato infragiornaliero (35,5%); consistente, ma meno intensa, risulta infatti l'incremento degli scambi nel MI-Gas, salito a

3,7 TWh nella negoziazione continua (+8%) e a 0,6 TWh nel comparto AGS. Nel dettaglio, nel segmento a negoziazione continua del MI-Gas la crescita è riconducibile sia agli scambi registrati tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento (2,4 TWh, +9%), rappresentativi del 65% del totale, sia alle movimentazioni del RdB (1,3 TWh, +7%), trainate soprattutto dagli acquisti più che raddoppiati rispetto allo scorso anno (0,6 TWh, +132%).

Le quantità scambiate sul MGS invertono la tendenza ribassista degli ultimi tre mesi e salgono a 1,1 TWh, risultando più che raddoppiati rispetto al minimo storico di febbraio e in aumento del 24% su base annua.

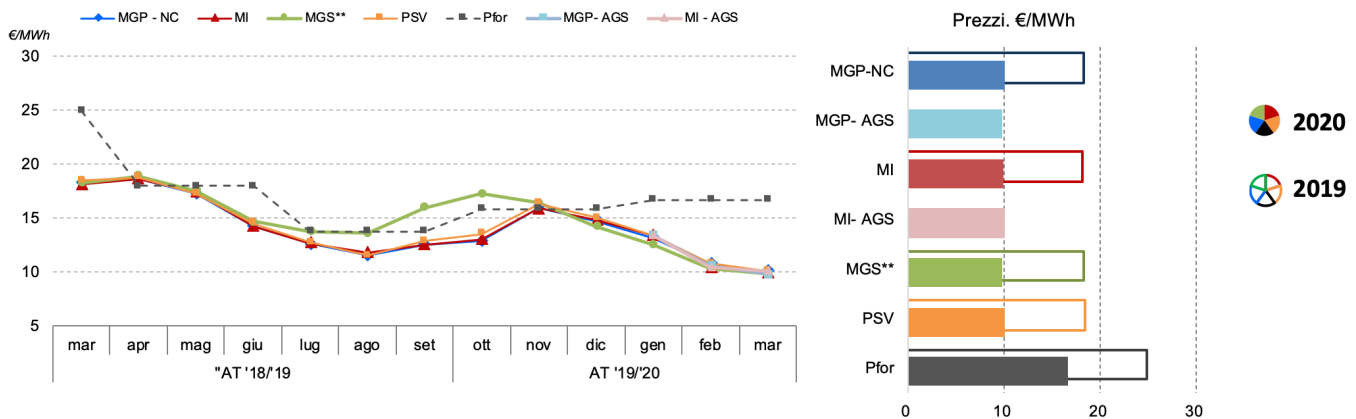
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti si confermano tutte in calo sia su base annua (-44/-45%) che sul mese precedente (-4/-7%), in linea con le dinamiche al PSV, attestandosi sia nei comparti a negoziazione continua che ad asta nell'intorno di 10 €/MWh.

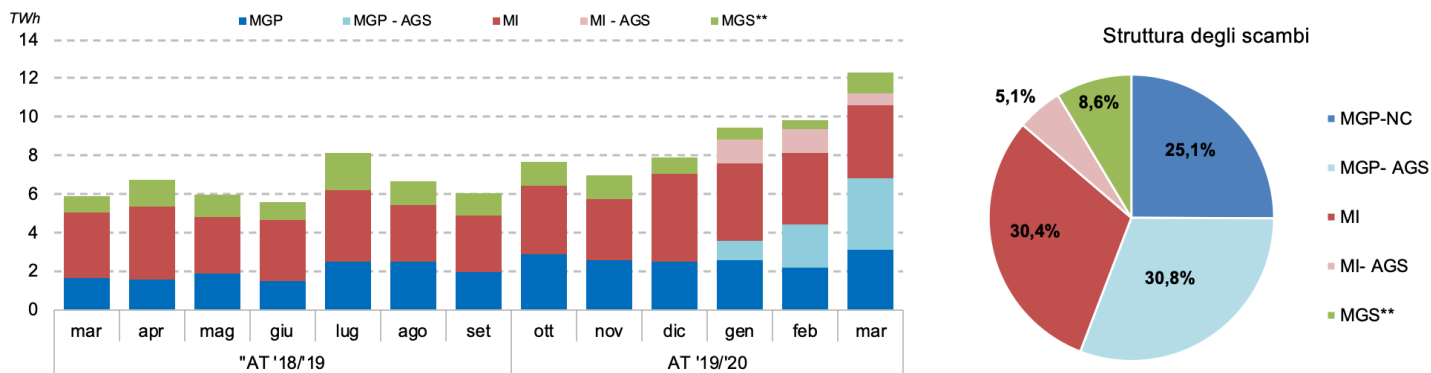
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MGP						
Negoziazione continua	10,06	(18,33)	8,50	12,55	3.076.584	(1.615.080)
Comparto AGS	9,82	(-)	8,60	12,46	3.776.544	(-)
MI						
Negoziazione continua	9,98	(18,13)	8,00	14,35	3.731.544	(3.449.736)
Comparto AGS	10,04	(-)	8,31	13,00	630.840	(-)
MGS**						
Stogit	9,87	(18,23)	8,80	10,70	1.059.372	(852.640)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





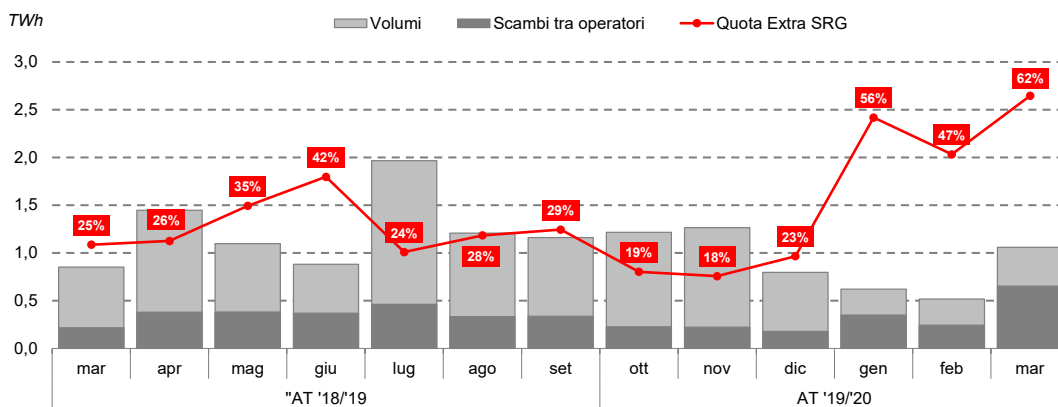
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

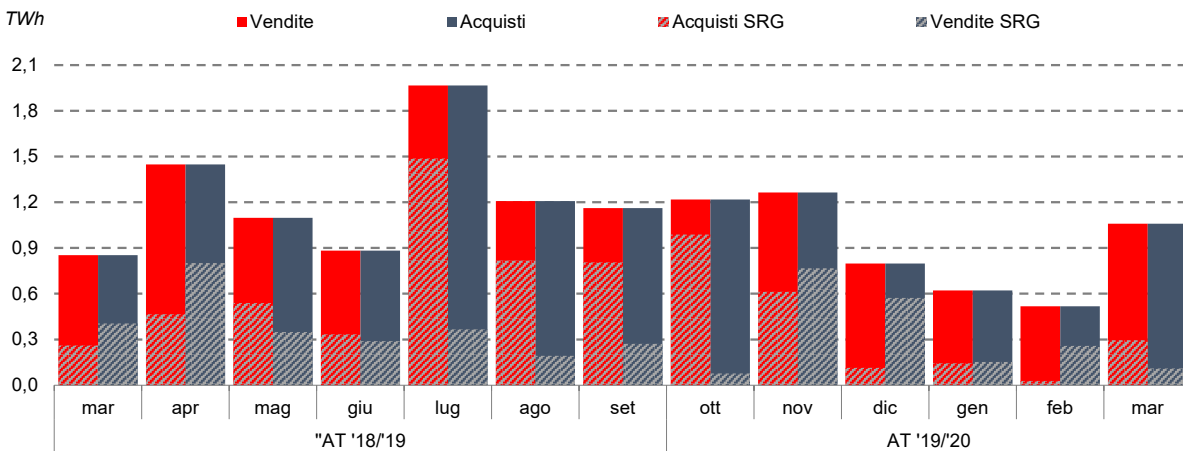
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.059.372	(852.640)	1.059.372	(852.640)	-	(-)	-	(-)
SRG	295.065	(235.492)	110.301	(279.064)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	295.065	(226.692)	110.301	(279.064)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(8.800)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	764.307	(617.149)	949.071	(573.576)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), a marzo gli scambi salgono a 125 GWh, in aumento di 1 GWh rispetto al mese precedente. Le transazioni sono concentrate principalmente sui prodotti mensili (50% del totale) e trimestrali (42%); in particolare, il mensile M-2020-04 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari

a 9,31 €/MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di febbraio (-15%), ed una posizione aperta pari a 153 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 291 GWh (erano 256 GWh il mese precedente), mentre anche i prezzi di controllo degli altri prodotti risultano principalmente in ribasso (-1/-28%).

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 %		
BoM-2020-03	-	-	10,79	-2,8%	-	-	-	-	-	-	1.176	2.352
BoM-2020-04	9,00	9,03	9,83	-	3	9.720	-	-	9.720	-	6.432	173.664
M-2020-04	9,32	11,40	9,32	-15,1%	16	59.040	-	-	59.040	-40,1%	5.088	152.640
M-2020-05	9,55	9,55	9,55	-12,4%	1	3.720	-	-	3.720	-	1.272	39.432
M-2020-06	-	-	8,45	-25,8%	-	-	-	-	-	-	1.272	38.160
M-2020-07	-	-	9,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-02	11,00	11,00	11,00	-1,3%	1	4.368	-	-	4.368	-33,3%	1.272	115.752
Q-2020-03	10,15	10,35	9,35	-6,8%	5	48.576	-	-	48.576	-	432	39.744
Q-2020-04	-	-	10,95	-28,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-01	-	-	13,93	-18,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-02	-	-	13,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	18,04	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	17,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	-9,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					26	125.424			125.424		10.680	291.000

*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

■ Anche a marzo, nel contesto di perdurante emergenza sanitaria legata al Covid 19, si registrano ulteriori e decisi ribassi sulle quotazioni delle principali commodities. Il greggio raggiunge il minimo dal 2002 (33,77 €/bbl); in discesa anche i suoi derivati, mentre il carbone torna ai minimi da metà 2016. Scendono ulteriormente anche le quotazioni ai principali hub

europei del gas, con nuovi minimi storici raggiunti sia dal PSV (10,11 €/MWh) che dal TTF (8,72 €/MWh). In tale contesto, anche i prezzi delle principali borse europee segnano decisi ribassi: l'Italia è ai minimi da aprile 2016 (31,99 €/MWh), mentre l'area Scandinava tocca il suo livello minimo storico (9,01 €/MWh).

Nel mese di marzo, con il perpetuarsi dell'emergenza sanitaria mondiale legata al Covid 19, si segnano ribassi su tutte le quotazioni dei principali mercati energetici. Tra le commodities più impattate il greggio (33,77 €/bbl, -40%) che scende ai minimi dal 2002 e risulta dimezzato su base annuale (-49%). Perdite significative, ma lievemente più contenute, per i derivati del petrolio: l'olio combustibile si attesta a 262,27 \$/MT e il gasolio a 344,26 \$/MT, mostrando riduzioni, rispettivamente, del 39% e 29% su base mensile e del 35% e 43% rispetto al 2019. Le quotazioni a termine

confermano i forti ribassi, con il greggio dato stabilmente sui 34/35 €/bbl per i mesi a venire; in diminuzione anche la sua quotazione per il 2021 (43,26 €/bbl, -22%). Variazioni decisamente meno intense, invece, per il carbone (47,09 \$/MT, -4%), risultato al sesto calo consecutivo, ai minimi da maggio 2016 e circa il 35% inferiore al livello di marzo 2019. L'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro (1,11 €/€, +1%), infine, comporta una accentuazione delle dinamiche ribassiste su base mensile, attenuando, invece, quelle su base tendenziale.

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

Fonte: Refinitiv

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	33,77	-40%	-49%	49,67	34,75	-37%	33,73	-39%	35,36	-36%	43,26	-22%
Olio Combustibile	USD/MT	262,27	-39%										
Gasolio	USD/MT	344,26	-29%	-43%	441,00	343,43	-30%	346,01	-30%	350,94	-29%	404,33	-21%
Carbone	USD/MT	47,09	-4%	-35%	47,25	49,32	-1%	49,97	-2%	50,50	-2%	56,16	-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	30,44	-41%	-48%		31,37	-	30,41	-	31,85	-	38,63	-
Olio Combustibile	EUR/MT	236,53	-40%										
Gasolio	EUR/MT	310,82	-30%	-41%		309,98	-	311,93	-	316,04	-	361,01	-
Carbone	EUR/MT	42,59	-5%	-33%		44,49	-	45,03	-	45,46	-	50,12	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,11	1%	-2%	1,10	1,11	-	1,11	-	1,11	-	1,12	-

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

Fonte: Refinitiv

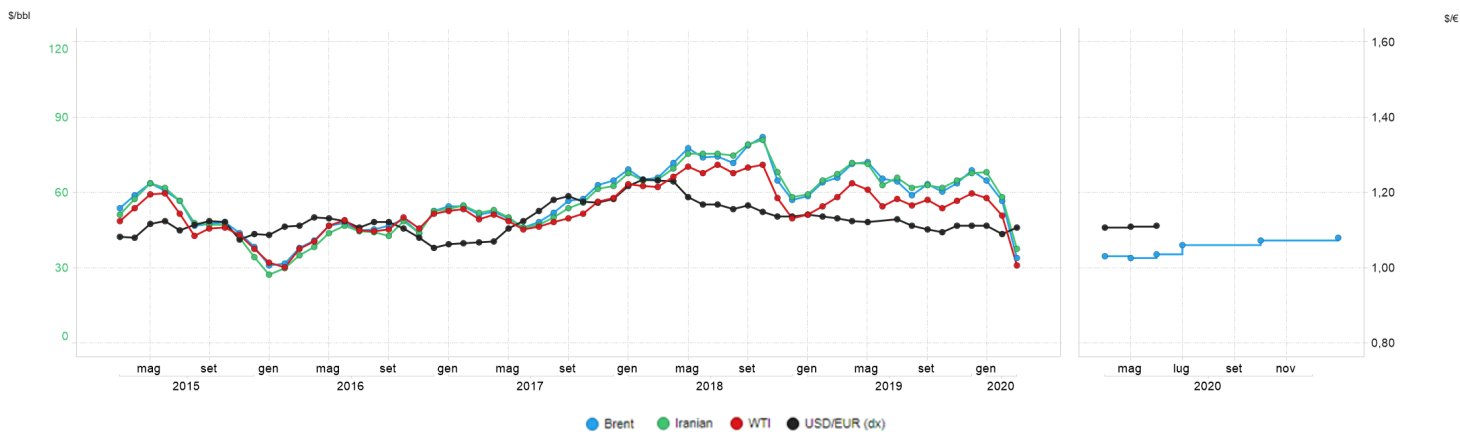


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

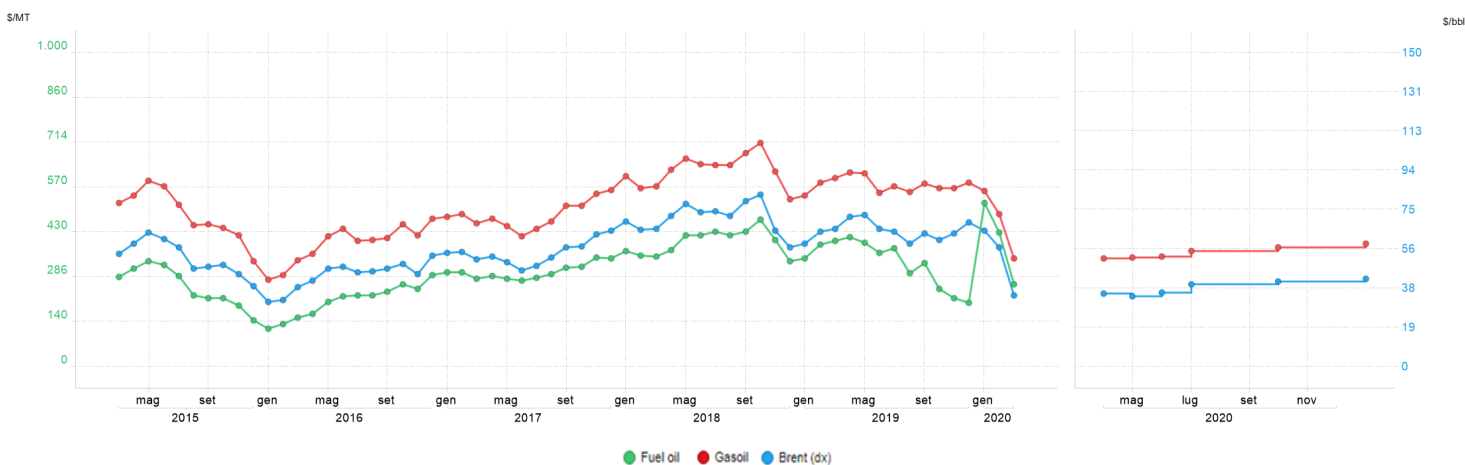
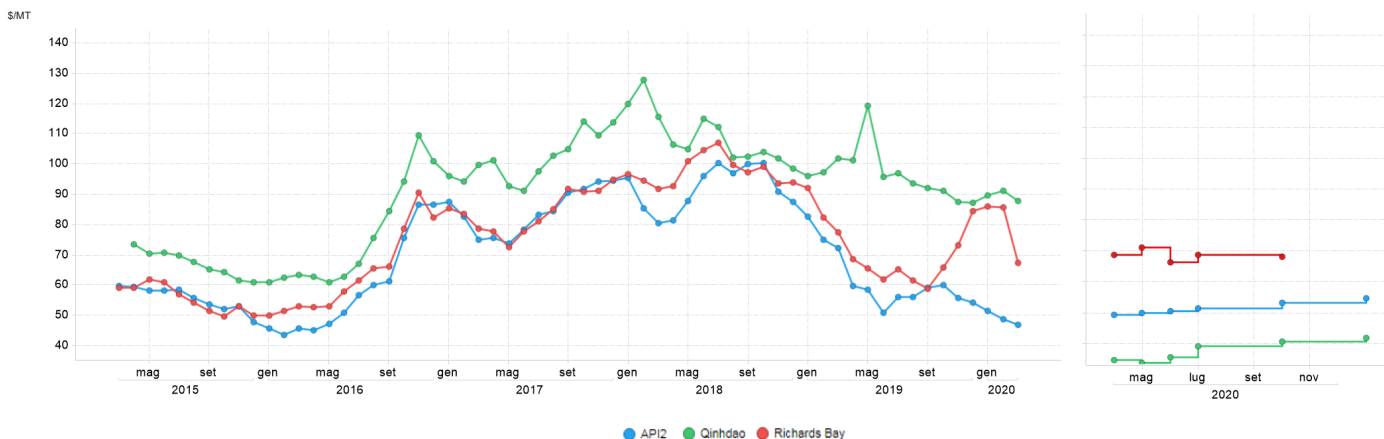


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



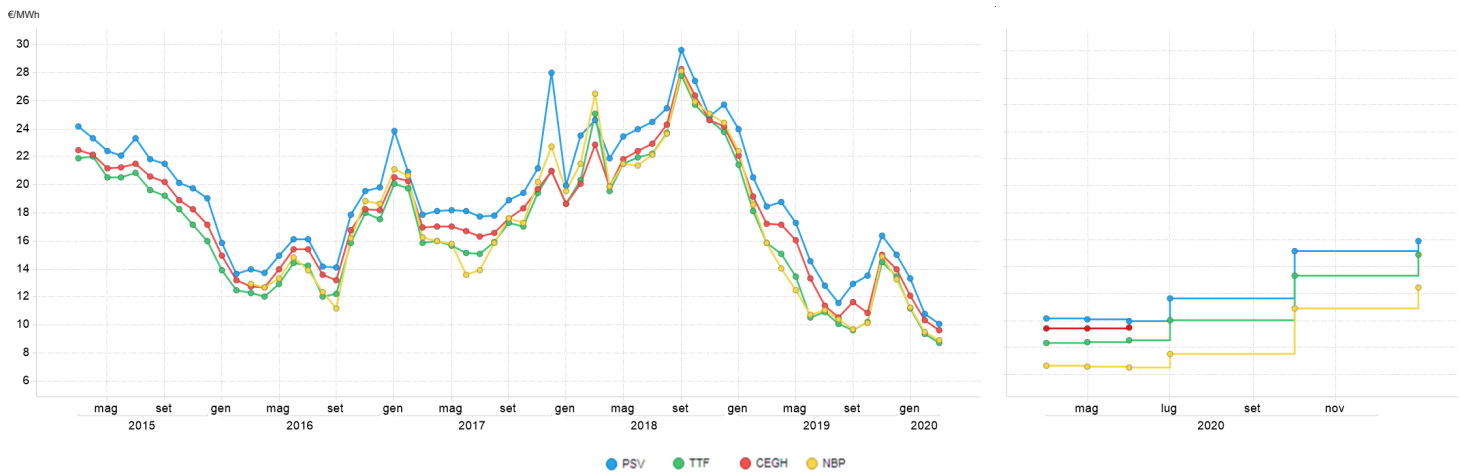
Relativamente all'andamento del gas naturale, proseguono i ribassi per le quotazioni registrate ai principali hub europei, ormai al quarto calo consecutivo: il PSV e il TTF toccano i loro minimi storici attestandosi rispettivamente a 10,11 €/MWh (-6% su base mensile) e 8,72 €/MWh (-7%) e mantenendo il loro spread invariato a 1,39 €/MWh. Su base annuale, i valori

risultano ancora sostanzialmente dimezzati rispetto al 2019 (-44%/-45%). Le aspettative a termine del PSV confermano, per i prossimi mesi, l'attuale quotazione, mentre si prospettano ulteriori riduzioni per il TTF, dato intorno a 8,50 €/MWh, con uno spread PSV-TTF previsto in rialzo per aprile (1,80 €/MWh).

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

Fonte: Refinitiv

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	10,11	-6%	-45%	10,50	10,17	-13%	10,13	-14%	10,01	-14%	14,75	-9%
TTF	NL	8,72	-7%	-45%	8,98	8,37	-10%	8,43	-10%	8,55	-10%	12,85	-12%
CEGH	AT	9,64	-7%	-44%	9,82	9,41	-11%	9,41	-11%	9,50	-11%		
NBP	UK	8,90	-7%	-44%	7,25	6,67	-2%	6,58	-6%	6,56	-6%		



Anche le quotazioni delle principali borse elettriche mostrano significativi ribassi, in linea con l'andamento dei combustibili. L'Italia si attesta ai minimi degli ultimi quattro anni (31,99 €/MWh, -19%) e circa il 40% inferiore a marzo 2019, mentre l'area Scandinava raggiunge il suo minimo di sempre (9 €/MWh, -31% su febbraio e -78% su base tendenziale). Forti diminuzioni anche in Spagna (27,74 €/MWh) e Svizzera (26,14 €/MWh), che perdono circa un quarto del loro valore rispetto a febbraio, mentre cali più

contenuti si registrano in Austria (24,60 €/MWh, -15%) e Francia (23,83 €/MWh, -9%). In leggero rialzo, invece, la Germania (22,49 €/MWh, +3%), che recupera dal minimo storico toccato il mese precedente. Intense anche le variazioni tendenziali, comprese tra -26% dell'Austria a -43% della Spagna. Le quotazioni a termine dei prossimi mesi per il prezzo italiano mostrano valori in lieve ripresa rispetto agli attuali, fino a raggiungere i 38 €/MWh al giugno, mantenendo a circa 10 €/MWh lo spread con la Francia.

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

Fonte: Refinitiv

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	31,99	-19%	-39%	40,95	33,44	-19%	34,29	-18%	38,13	-8%	47,81	-6%
FRANCIA	23,83	-9%	-30%	30,55	23,83	-24%	24,01	-19%	28,01		40,38	-6%
GERMANIA	22,49	3%	-27%	29,80	23,98	-23%	25,27	-19%	28,99		37,28	-10%
AREA SCANDINAVA	9,01	-31%	-78%	13,60	9,97	-31%	10,01	-28%	9,47		23,29	-13%
SPAGNA	27,74	-23%	-43%	30,90	28,13	-20%	31,91	-15%	35,88		41,25	-7%
AUSTRIA	24,60	-15%	-26%									
SVIZZERA	26,14	-23%	-27%									

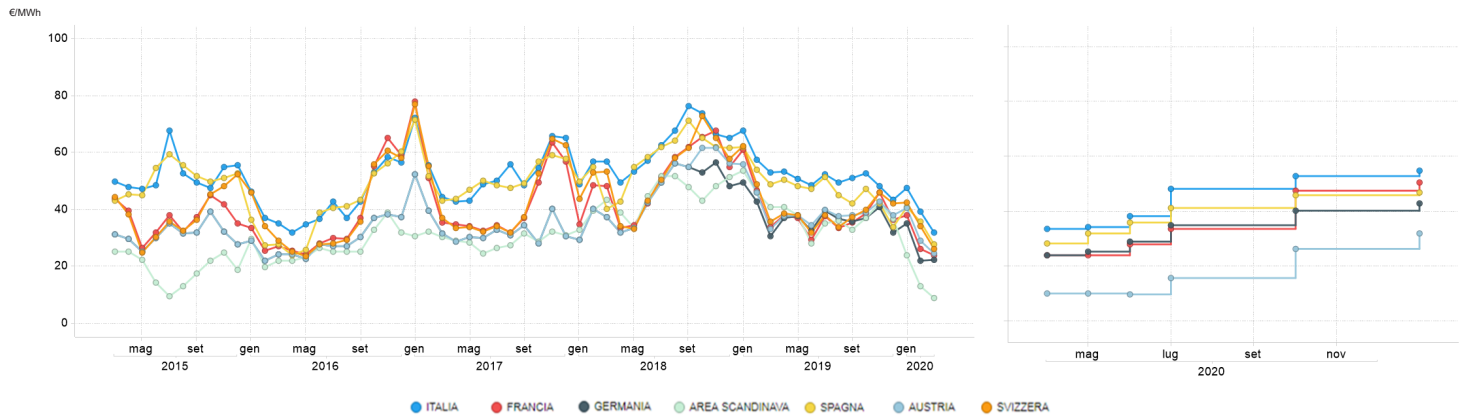
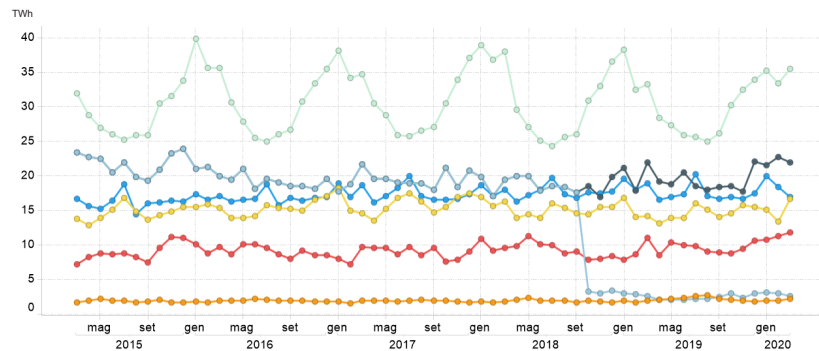


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,0	-14%	-11%
FRANCIA	11,9	-2%	7%
GERMANIA	22,0	-10%	0%
AREA SCANDINAVA	35,5	-1%	7%
SPAGNA	16,8	16%	18%
AUSTRIA	2,6	-19%	-1%
SVIZZERA	2,3	8%	18%



* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR)

Anche in questo mese si conferma l'andamento contrastato su base tendenziale delle principali borse europee: l'Italia (17,0 TWh) perde circa l'11% dei volumi scambiati, mentre la Germania (22,0 TWh) e l'Austria (2,6 TWh)

sono sostanzialmente stabili. Aumentano, invece, i volumi relativi alla Francia (11,9 TWh, +7%), all'area Scandinava (35,5 TWh, +7%) e, soprattutto, alla Spagna (16,8 TWh, +18%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio mostra un nuovo, seppur lieve, aumento rispetto al mese precedente, attestandosi poco sopra i 267 €/tep. Torna in calo, invece, il valore registrato sulla piattaforma bilaterale che cede oltre 18 €/tep, ampliando il differenziale con il riferimento di mercato a 49 €/tep. In ripresa i volumi scambiati su MTEE, più che raddoppiati rispetto al mese precedente, con la liquidità che sale al 59%, in corrispondenza di un meno intenso incremento delle contrattazioni bilaterali (+34%). Sul mercato organizzato

delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si attesta a 0,07 €/MWh, valore tra i più bassi di sempre. Crescono, invece, le quotazioni bilaterali (0,91 €/MWh), allargando lo spread con il riferimento di mercato. Nell'ultimo mese di contrattazione per le garanzie riferite alla produzione 2019, aumentano significativamente sia i volumi negoziati sul mercato che bilateralmente. Nella sessione d'asta del GSE sono stati assegnati 0,8 TWh ad un prezzo medio di 0,53 €/MWh, in calo di 0,23 €/MWh rispetto alla precedente seduta di gennaio.

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

A marzo il prezzo medio registrato sul mercato organizzato sale a 267,12 €/tep, in crescita di 1,3 €/tep rispetto al mese precedente e superiore di 49 €/tep alla quotazione bilaterale (218 €/tep), in calo per contro del 28% sul mese precedente. La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a circa 8 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali scende rispetto a febbraio all'84% (-11 p.p.). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (262,60-268,00 €/tep)

sale al 72%, crescendo di 51 p.p. sul mese precedente. In netta crescita i volumi negoziati su MTEE, pari a 193 mila tep (+144%), più alti anche rispetto ad un anno fa (+39%), con la liquidità al 59% (+15 p.p.), in corrispondenza di un aumento meno intenso, seppure consistente, delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (134 mila tep, +34%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 61.082.434 tep, in aumento di 172.766 tep rispetto a fine febbraio; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.224.896 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	267,12	+0,5%	262,60	268,00	193.418	+144,4%	51,67	+145,6%	5.255	+53,2%	2,7%	-1,6 p.p.	6	+1
Bilaterali	218,07	-11,4%	0,00	267,41	134.469	+34,1%	29,32	+18,7%						
con prezzo >1	259,36	+0,4%	20,00	267,41	113.057	+18,3%	29,32	+18,7%						
Totale	247,00	-3,1%	0,00	268,00	327.887	+82,7%	80,99	+77,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

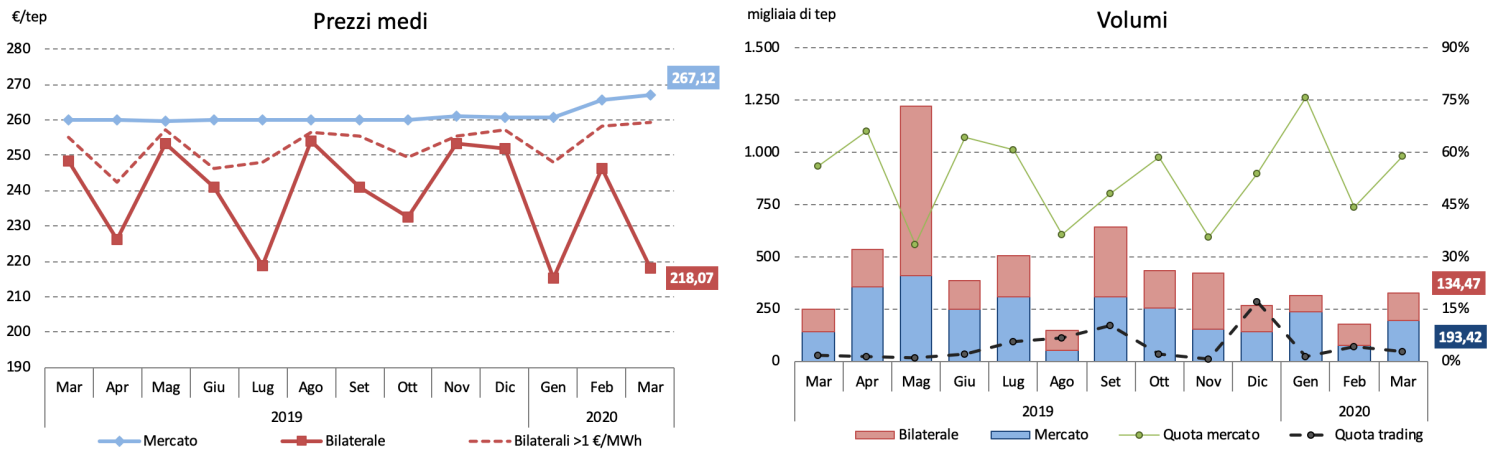


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**		Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250 €/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
40	261,17	1.985.582	225.295	234,39	79.865	250,00	3.224.896	61.082.434	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

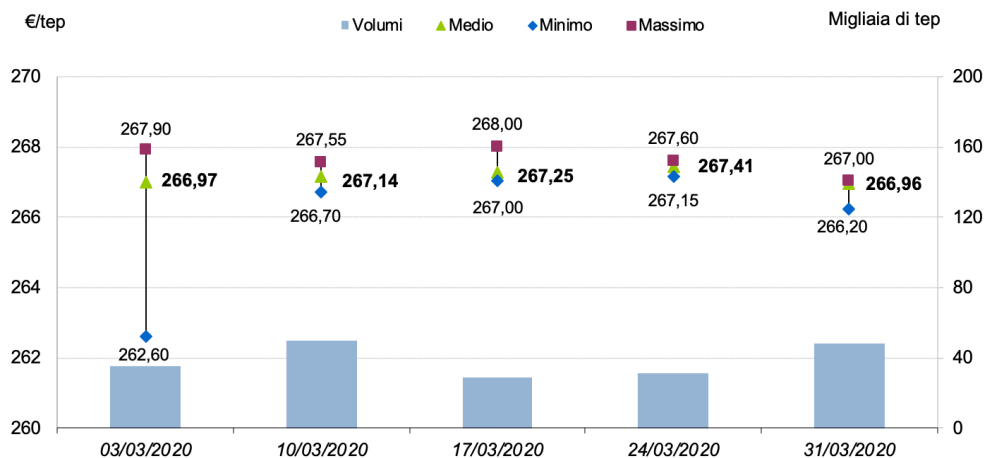
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra quotazioni pressoché stabili intorno ai 267 €/tep ed una ridotta variabilità infra-giornaliera, ad eccezione della sessione del 3 marzo quando lo spread tra il minimo ed il massimo sale a 5,30 €/

tep, il più alto da settembre 2018. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni, più che raddoppiati rispetto al mese precedente, risultano tuttavia inferiori alla media dell'anno d'obbligo in corso (39 mila tep contro 50 mila tep).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A marzo il prezzo medio su MGO, indipendentemente dalla tipologia, scende a 0,07 €/MWh (-18% sul mese precedente), livello prossimo al minimo storico e inferiore di 0,84 €/MWh al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale, in crescita invece a 0,91 €/MWh (+23%). In calo le quotazioni delle diverse tipologie scambiate sul mercato, tutte allineate a 0,07 €/MWh (-13/-30%); intensi gli incrementi dei prezzi registrati sulla PBGO, in particolare della tipologia Altro (0,42 €/MWh contro 0,14 €/MWh di febbraio), mentre risulta in controtendenza la quotazione della categoria Idroelettrico

(-7%). Nell'ultimo mese di contrattazione delle garanzie riferite alla produzione 2019, i volumi su MGO mostrano un netto recupero rispetto ai valori molto bassi del mese precedente (244 mila MWh, +188%). In crescita anche i volumi registrati sulla piattaforma bilaterale che segnano il massimo storico a 30 TWh (+359% rispetto a febbraio, +31% rispetto a marzo 2019).

Nell'ultima asta Gse relativa alle garanzie del 2019 sono stati assegnati 0,8 TWh (-5% su gennaio, -2% rispetto a marzo 2019) ad un prezzo medio di 0,53 €/MWh, in calo rispetto alla sessione precedente (-0,23 €/MWh).

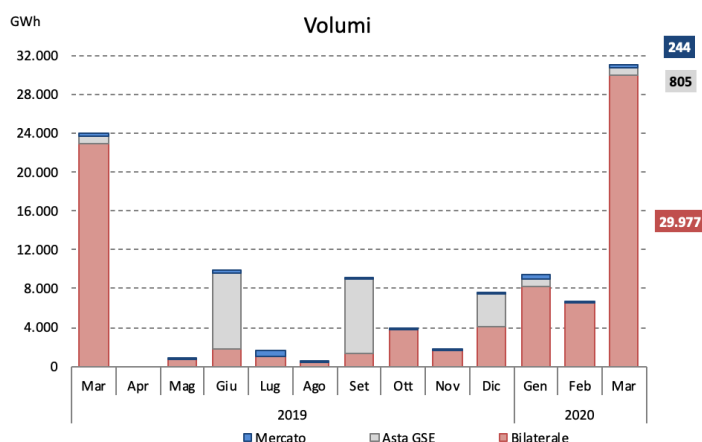
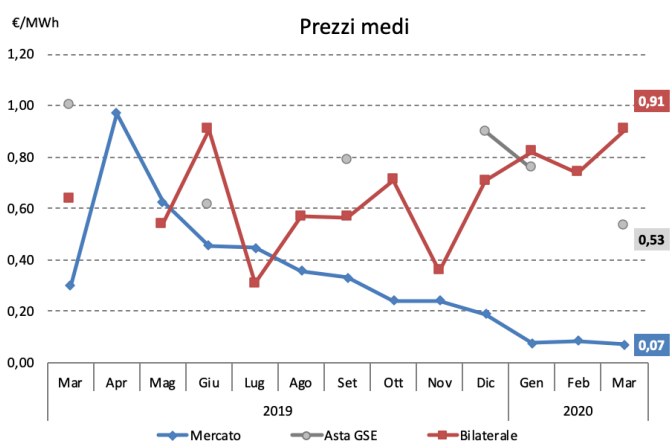
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,07	-18,0%	0,06	0,10	243.677	+188,0%	17.178	+136,1%
Bilaterali	0,91	+22,8%	0,00	3,50	29.977.037	+359,0%	27.187.643	+463,5%
con prezzo >0	0,96	+15,2%	0,01	3,50	28.309.142	+389,1%	27.187.643	+463,5%
Totale	0,90	+23,2%	0,00	3,50	30.220.714	+356,8%	27.204.821	+463,0%
Asta GSE	0,53	-	0,19	1,11	804.762	-	430.382	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



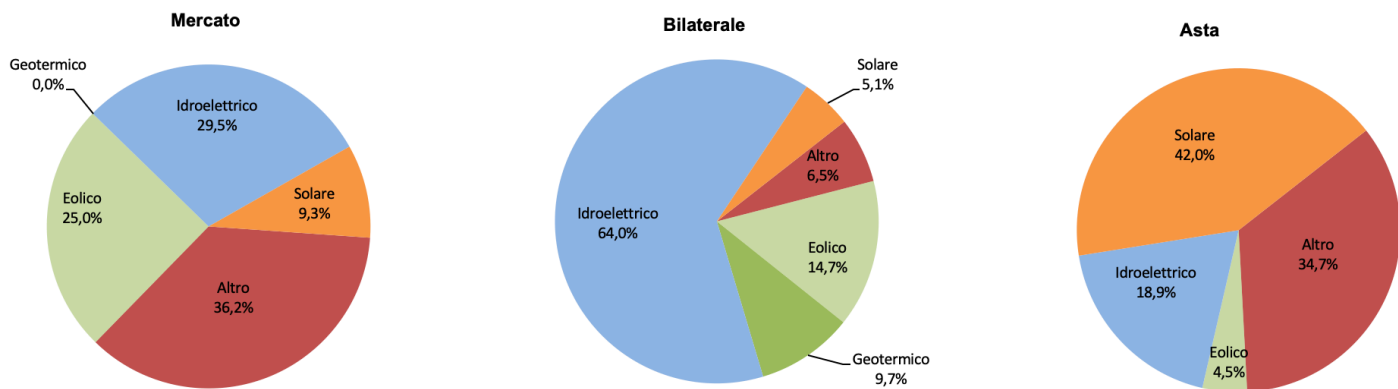
La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. È pressoché confermato, rispetto a febbraio, il livello di concentrazione per le tipologie scambiate sul mercato, dove le tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico e Altro) presentano una quota compresa tra il 25 e il

36% mentre quella Solare cresce lievemente al 9%. Sulla piattaforma bilaterale, invece, la tipologia Idroelettrico sale al 64% e l'Eolico arretra al 15%.

Scendono anche le tipologie Solare (5%) e Altro (6,5%), mentre il Geotermico avanza al 10%. Nelle aste del GSE, invece, le categorie Solare e Altro si confermano le più importanti (42% e 35%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2019

Fonte: dati GME



GREEN DEAL EUROPEO: LA DECARBONIZZAZIONE DALLE PAROLE AI FATTI?

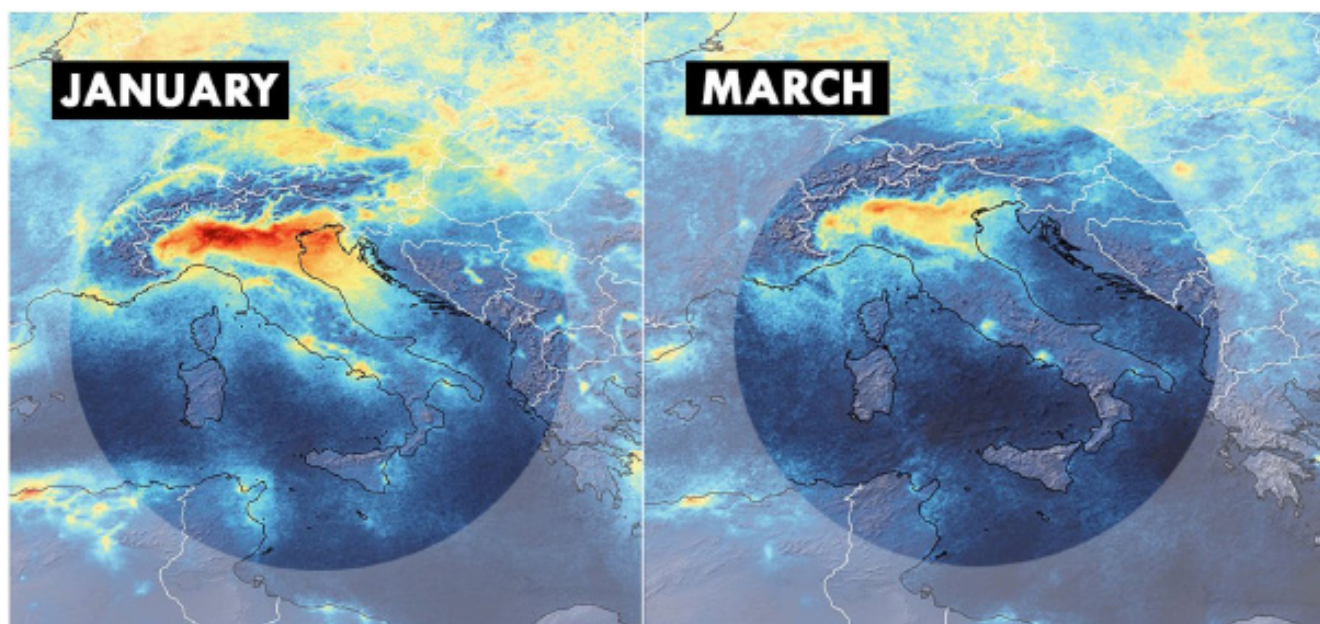
Di Mattia Santori (RIE)

(continua dalla prima)

L'NO₂ è da considerarsi come la cartina tornasole di quel che sta avvenendo a livello atmosferico, e i primi risultati sono confortanti, dal momento che le analisi elaborate da un team di esperti del Sistema Nazionale di Protezione Ambientale (SNPA) mostrano solo per la Pianura Padana una riduzione del 50% tra i valori di marzo e quelli di febbraio 2020. I ricercatori italiani hanno utilizzato i dati forniti dal satellite Copernicus Sentinel P-5 che monitora lo stato dell'atmosfera terrestre. Gli stessi che la European Space Agency ha

studiato per mostrare come una simile riduzione di NO₂ si sia riscontrata nelle capitali europee già interessate da forti misure di distanziamento sociale - Roma, Parigi e Madrid – con valori che sono calati dal 30 al 50% tra marzo 2019 e marzo 2020. Per quanto sia ancora presto per stabilire con certezza il calo delle emissioni totali e delle polveri sottili (PM10), le prime evidenze sul diossido di carbonio (CO₂) anticipano i dati osservati per la Cina con una riduzione delle sue emissioni del 25% rispetto allo stesso periodo del 2019⁵.

Concentrazione di NO₂ in Pianura Padana: confronto tra gennaio e marzo 2020⁶



Fonte: elaborazione dei dati Copernicus Sentinel 2019, processati da ESA, CC BY-SA 3.0 IGO

Infine, la terza chiave di lettura è legata al futuro. Se infatti la situazione attuale ci consegna uno scenario ambientale difficilmente replicabile in una situazione di normalità, con un traffico veicolare e aereo ridotto all'osso e un sostanziale blocco della produzione industriale, dall'altra parte questo preclude l'avvio di una grande fase di ricostruzione, che si potrebbe associare ad un ripensamento dei modelli economici, energetici ed industriali. Magari a partire dalla vera differenza rispetto al 2008, e cioè che ciascuno paese sta sperimentando nuove forme di lavoro, di movimento, di alimentazione e di relazione. Esattamente ciò che viene richiesto nel momento in cui si intraprende una reale lotta ai cambiamenti climatici.

Ma torniamo all'11 dicembre scorso, il giorno in cui fu

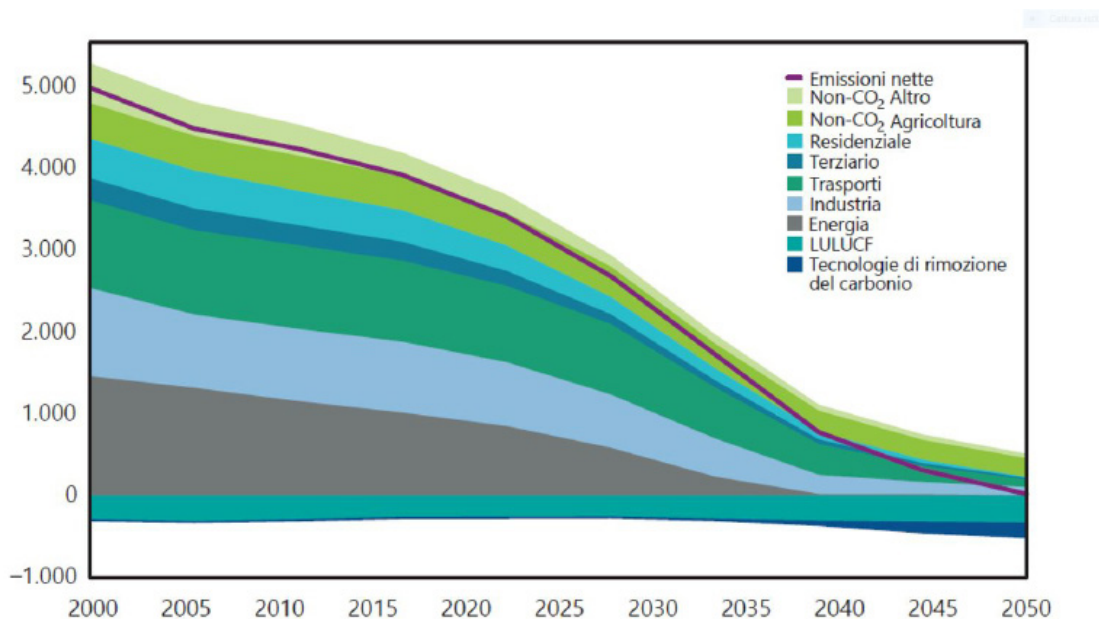
presentato il documento intitolato "The European Green Deal". Va ammesso che una prima lettura delle sue 24 pagine⁷ ha tutto il sapore della sfida avvincente. L'UE infatti parla di crescita, di decoupling, di persone, di leadership. Una crescita coraggiosa poiché, oltre a puntare sull'azzeramento delle emissioni nette al 2050, si prefigge di scollegare il legame che dalla Rivoluzione Industriale ha unito la crescita economica allo sfruttamento delle risorse. Una transizione che è al tempo stesso "giusta e inclusiva" nei confronti delle comunità che più rischiano di pagare in termini di occupazione questa metamorfosi tanto drastica quanto necessaria. E se nel concetto di people first si può scorgere una non troppo celata eleganza diplomatica verso i Paesi che non hanno nessuna intenzione di interrompere

(continua)

il proprio rapporto con il carbone (Polonia in primis), è nel concetto di leadership che la Commissione cerca di mandare un segnale al resto del mondo. L'Unione europea infatti è responsabile di meno del 10% delle emissioni globali di gas a effetto serra (quota prevista dimezzarsi nei prossimi decenni) e per quanto sia apprezzabile lo sforzo di voler essere gli apripista di un sentiero che nessuno ha mai esplorato del tutto, è innegabile che senza un compromesso con l'esterno, si allungherà la lista dei paesi che sostengono direttamente i costi della lotta ai cambiamenti climatici e quelli che verrebbero opportunisticamente a beneficiarne senza oneri (free riding). La storia del Green Deal in realtà non è altro che l'ultimo capitolo di un percorso iniziato nel

1992, con la Conferenza di Rio de Janeiro che portò alla sottoscrizione del Trattato denominato "Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici" (UNFCCC) da parte di 154 Stati (poi saliti a 197) e successivamente ad ufficializzare l'obiettivo di contenimento della temperatura di (almeno) 2°C, con vent'anni di anticipo sul Paris Agreement del 2015, a concludere il Protocollo di Kyoto con l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 15% (fantascienza per l'epoca), a presentare diversi pacchetti climatici - dal famoso 20-20-20 alla roadmap al 2050 che, di fatto già disegnava un percorso di decarbonizzazione dell'Europa -, ed infine al documento Clean Planet for All che per primo concretizzava il raggiungimento delle zero emissioni nette al 2050.

Tendenza delle emissioni di gas serra in uno scenario a 1,5°C (MtCO₂eq)



Fonte: *Going climate-neutral by 2050*, Commissione europea

In un certo senso si tratta di una visione coerente, che ha sempre visto il Vecchio Continente mettere a beneficio del Pianeta la propria influenza, expertise, risorse finanziarie. Una storia virtuosa che si spera possa concludersi positivamente magari grazie all'European Green Deal, o meglio all'European Climate Law.

Nel disegno della Commissione, il recente passato viene portato come esempio di virtuosismo e di speranza. Dal 1990 al 2018, infatti, l'UE è riuscita a ridurre le proprie emissioni di gas serra (GHG) del 23% pur a fronte di un'economica crescita del 61%. Si tratta di una riduzione dello 0,9% medio annuo, superiore rispetto a quanto richiesto dal target del -20% (-0,8%). Per il futuro ci si ripromette un'ulteriore contrazione attraverso un'iniziativa comunitaria, specificando che tuttavia questa garantirà solo il 60% di riduzione rispetto ai livelli attuali, mentre il restante 40% dipenderà dalla capacità di intervento dei settori privati

e dei singoli cittadini. Lo step intermedio è rappresentato dal 2030, con un obiettivo per niente marginale di riduzione dei GHG che dal 40% prima fissato si vorrebbe portare al 50%-55% rispetto ai livelli del 1990. Perché ciò diventi realtà, l'Unione europea si impegna a varare una revisione dell'Emission Trading System e ad estenderlo a settori oggi non compresi, a riformare i settori non-ETS e a modificare la normativa riguardante la destinazione d'uso dei terreni e la silvicoltura. Inoltre, verrà modificata e rivista la direttiva sulla tassazione energetica, con lo scopo di allineare fiscalità e obiettivi climatici. Per evitare o ridurre alla luce dell'attuale esperienza il carbon leakage, ossia il trasferimento delle emissioni dall'eurozona ad altre regioni globali meno rispettose degli Accordi di Parigi, la UE paventa la possibilità di istituire un meccanismo di compensazione alle dogane, perlomeno per alcuni settori e in accordo con la World Trading Organization.

(continua)

In questo quadro il comparto energetico gioca un ruolo determinante, dal momento che la produzione e il consumo di energia contano per oltre il 75% delle emissioni totali dell'Unione⁸. Gli investimenti in efficienza energetica e nelle rinnovabili costituiscono quindi una condizione imprescindibile, così come una maggiore diffusione di forme di generazione distribuita e dei sistemi di gestione delle risorse di flessibilità, dell'interconnessione e integrazione dei mercati energetici nazionali, una transizione dei modelli industriali verso sistemi circolari, delineati nel 'Circular Economy Action Plan' reso pubblico l'11 marzo scorso, e un ripensamento della produzione agroalimentare. Un paragrafo a parte è dedicato alla mobilità che forse rappresenta ad oggi il settore più sfidante. I trasporti infatti contano per circa un quarto delle emissioni totali, e per raggiungere la neutralità climatica dovrebbero essere ridotte del 90%. La sfida più grande in questo caso non riguarda solo l'alimentazione di veicoli ma soprattutto un ripensamento degli stili di vita e un maggior utilizzo del trasporto multimodale. Agli occhi di un italiano forse questa suonerà come la nota più stonata. Se già infatti l'accettabilità delle opere infrastrutturali nel nostro paese non gode di grande salute, la nostra propensione a cambiare stile di vita non è da meglio.

Il tasto dolente riguarda il portafoglio, con una spesa aggiuntiva annuale di 260 miliardi (pari all'1,5% del GDP 2018) solo per raggiungere gli obiettivi al 2030. Cifra che sarebbe necessario aumentare considerando l'intenzione di accrescere la riduzione delle emissioni dal 40% al 50%-55%. Investimenti che verranno ripartiti tra pubblico e privato e che vengono indicati nell'European Green Deal Investment Plan. Un quarto del bilancio europeo sarà destinato alla difesa del clima e all'ambiente. Nel complesso si tratta di mobilitare almeno mille miliardi di euro nei prossimi dieci anni: 503 messi a disposizione dalla UE, 279 finanziati da istituzioni nazionali e sovranazionali e dalla BEI (250 miliardi), 114 da cofinanziamenti nazionali, 143 dal Just Transition Mechanism che opera a favore, soprattutto, degli Stati più svantaggiati dalla transizione. Risulta ancora difficile in questa fase quantificare per ogni settore la spesa prevista e le relative coperture, almeno finché il Sustainable Europe Investment Plan non verrà pubblicato. Quello che è certo, prima che il coronavirus non entrasse in scena, è che la Commissione è disposta ad offrire il pieno supporto finanziario, mettendo a disposizione un quarto del bilancio comunitario e il 30% del fondo InvestEU, rinnovando gli Innovation and Modernisation Funds e promuovendo l'istituzione di un Just Transition Fund. Da ultimo, è previsto un rafforzamento del quadro finanziario di supporto alla transizione, sia attraverso una nuova modalità di classificazione degli investimenti sostenibili (tassonomia) sia favorendo un maggiore riconoscimento da parte degli investitori degli impatti climatici di ciascuno strumento finanziario. Eppure, la presentazione di questo arsenale di strumenti è stata accolta con grande scetticismo da chi sa

che le transizioni sono più facili a dirsi che a farsi, specie in un mondo globalizzato, con poche regole e tanta voglia di approfittare dell'azione altrui. La prima doccia fredda riguarda i costi. Nel 2015 la Agenzia di Parigi aveva stimato⁹ un investimento totale di 38 trilioni di doll. per conseguire i 2°C. Enzo Di Giulio in un recente articolo¹⁰ su RiEnergia si è cimentato in un banale calcolo: considerando che la UE rappresenta poco più del 20% del PIL mondiale (circa 80 trilioni di doll.) e assumendo che lo sforzo sia proporzionale alla ricchezza prodotta, la UE dovrebbe spendere circa 7 trilioni di euro: sette volte i mille miliardi messi sul piatto ad oggi. Se poi si prende per buono lo studio di Knopf¹¹ pubblicato nel 2013 per studiare le traiettorie della decarbonizzazione dell'economia europea, si scopre che tendere alla decarbonizzazione completa implica incrementi dei costi non proporzionali: nella fattispecie sempre Di Giulio sottolinea che passare da un abbattimento del 40% ad uno dell'80% comporta che il prezzo della CO2 invece che raddoppiare si moltiplichi per 8 volte. In parole povere: maggiore è l'obiettivo, più sarà ripido l'ultimo tratto di strada. Sul fronte energetico le notizie rischiano di non essere migliori. Per quanto diminuisca dello 0,6% medio annuo, infatti, il consumo di energia primaria in Europa poggia ancora per il 75% sulle fonti fossili¹², troppo per poter auspicare un azzeramento delle emissioni senza un drastico ricorso a sistemi di cattura e stoccaggio della CO2 o a una rivoluzione della generazione elettrica da rinnovabili che tuttavia non dipende solo dalla buona volontà ma si scontra con dei limiti tecnologici e, non ultimo, autorizzativi.

Gli stessi limiti tecnologici che costituiscono un problema non da poco nella trasformazione dei processi industriali più energy-intensive e per cui è difficile intravedere una soluzione sul breve/medio termine. Il capitolo mobilità infine è forse quello più complesso, poiché si tratta di un comparto che non può vantare una vera evoluzione green, perlomeno non per quanto riguarda i carburanti. In Europa non abbiamo mai smesso di essere dipendenti dai prodotti petroliferi che tutt'oggi rappresentano circa il 94% dell'energia utilizzata nel settore dei trasporti. Viene quindi da chiedersi come faranno biocarburanti, elettricità e metano ad imporsi nella lotta alla mobilità se non sono stati in grado di farlo fino ad ora. Una soluzione potrebbe essere riposta nell'idrogeno verde prodotto a partire dalle energie rinnovabili in eccesso ma è finora più una speranza che una certezza. Risolto il problema energetico, poi, rimarrebbe da affrontare il tema agricoltura e allevamenti (specie di bovini), una questione che va affrontata richiedendo un cambiamento radicale degli stili di vita dei cittadini europei che oggi sono rinchiusi in quarantena e che domani non vedranno l'ora di riempire ristoranti e pizzerie. Insomma, il terreno fertile per chi vuole avanzare delle perplessità non manca. La prima ad essere realista a onore del vero è la stessa Commissione europea che, oltre a non tacere l'audacia degli obiettivi proposti, prepara i propri cittadini a quello che sarà uno sforzo collettivo non

(continua)

distante da quello che gli viene richiesto nella lotta contro il coronavirus. Lo fa nel momento in cui lascia il 40% del lavoro ai privati, alla tecnologia e agli stili di vita. Lo fa quando ammette che servono 25 anni – una generazione intera – per trasformare un settore industriale lungo tutta la sua filiera. Lo fa quando afferma che il tempo è poco e bisogna cominciare il prima possibile. Lo fa quando, nel pieno rispetto delle tempistiche annunciate, il 4 marzo

2020 pubblica la proposta al Parlamento e al Consiglio europeo per la definizione della prima legge europea sul clima. Lo fa lanciando un mastodontico percorso di consultazioni che prende il nome di European Climate Pact e che garantirà l'espressività della prossima legge sul clima. E forse questa è la peggiore notizia di tutte. Poiché una volta finito il lavoro all'interno delle istituzioni comincerà il nostro.

¹ Qui il discorso completo: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_19_6749

² "...the combination of the coronavirus and volatile market conditions will distract the attention of policy makers, business leaders and investors away from clean energy transitions." <https://www.iea.org/commentaries/put-clean-energy-at-the-heart-of-stimulus-plans-to-counter-the-coronavirus-crisis>

³ Global Carbon Project, Rapid growth in CO2 emissions after the 2008–2009 global financial crisis:

https://www.globalcarbonproject.org/global/pdf/pep/Peters_2011_Budget2010.pdf

⁴ <http://www.isprambiente.gov.it/files2020/area-stampa/comunicati-stampa/comunicatoNO2PianuraPadana.pdf>

⁵ <https://www.carbonbrief.org/analysis-coronavirus-has-temporarily-reduced-chinas-co2-emissions-by-a-quarter>

⁶ Il video dell'evoluzione si trova qui: https://www.youtube.com/watch?time_continue=23&v=ARpxtAKsORw&feature=emb_logo

⁷ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

⁸ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

⁹ <https://www.iea.org/reports/energy-and-climate-change>

¹⁰ Green Deal Europeo: Messner sull'Everest. <https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34502/Green+Deal+Europeo:+Messner+sull%E2%80%99Everest/Di+Giulio>

¹¹ Knopf et al., Beyond 2020 - strategies and costs for transforming the european energy system, 2013

¹² BP Statistical Review 2019

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Decisione Documento per la consultazione del GME | “DCO 02/2020 - Integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-Day Coupling (SIDC)” | pubblicato il 31 marzo 2020 | Download https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20200331_DCO_Xbid.pdf

Con il documento per la consultazione n.02/2020, il Gestore dei Mercati Energetici, in attuazione della deliberazione ARERA 350/2019/R/EEL¹ - nell'ambito del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica a livello europeo, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM) - ha illustrato ai soggetti interessati la proposta di modifica della configurazione del mercato elettrico italiano e conseguentemente della Disciplina ME, necessaria ad integrare, in conformità con il quadro regolatorio applicabile, il progetto Cross-border Intraday Coupling (nel seguito: XBID) all'interno del mercato elettrico nazionale.

Nello specifico, il documento in oggetto si focalizza sui seguenti aspetti:

- organizzazione del mercato infragiornaliero secondo un modello ibrido, caratterizzato dall'integrazione tra sessioni in negoziazione continua (attraverso l'utilizzo dei sistemi XBID) e sessioni in asta implicita (corrispondenti alle CRIDA)²;
- revisione delle modalità di negoziazione sul mercato infragiornaliero, con l'introduzione della possibilità di adottare una negoziazione per portafogli zionali (c.d. portfolio bidding), ovvero per singola unità (c.d. unit bidding);
- caratteristiche principali del local trading system – per la raccolta e l'invio delle offerte degli operatori italiani al sistema centrale XBID - e della piattaforma di nomina, funzionale a definire, in coordinamento con la programmazione ai fini del dispacciamento del sistema, i programmi delle singole unità sottese ai portafogli zionali;
- modalità di gestione e regolazione degli sbilanciamenti risultanti dal saldo tra la posizione commerciale di ciascun portafoglio zonale e la somma dei programmi nominati sulle singole unità sottese al medesimo portafoglio;
- introduzione sul mercato infragiornaliero dei bidding limits (ovvero limiti di prezzo che possono essere formulati nelle offerte) previsti ai sensi della ACER decision no.05/2017, e conseguente introduzione, anche sul mercato del giorno prima, di limiti di prezzo negativi per la presentazione delle offerte.

A completamento vengono altresì rappresentate le attività

che - a livello nazionale, regionale ed europeo – richiedono la partecipazione del Gestore in coordinamento con le altre borse, i gestori di rete e le Istituzioni competenti ed il cui completamento risulta necessario al fine dell'avvio operativo del mercato italiano nel progetto XBID.

I soggetti interessati a formulare osservazioni sul documento in oggetto sono invitati a farle pervenire, per iscritto, al GME entro e non oltre il 30 aprile 2020, termine di chiusura della consultazione, al seguente indirizzo di posta elettronica: info@mercatoelettrico.org.

Deliberazione 24 marzo 2020 91/2020/R/EEL | “Verifica di conformità delle versioni aggiornate della convenzione tra le società Gestore dei mercati energetici S.p.A. e Terna S.p.A. e dell'accordo tra il Gestore dei mercati energetici e la società di diritto sloveno BSP regional energy exchange LLC” | pubblicata il 24 marzo 2020 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/20/091-20.pdf>

Con la deliberazione 91/2020/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha positivamente verificato lo schema contrattuale che disciplina le procedure per la regolazione dei pagamenti tra il GME e la borsa elettrica slovena (BSP) nell'ambito del market coupling day-ahead e intraday sul confine tra Italia e Slovenia (“Third Amendment to the GME-BSP CCP Agreement for the Italian Borders Working Table Market Coupling”), opportunamente adeguato al fine di modificare il criterio di arrotondamento in via di applicazione sui flussi interfrontalieri nominati dai gestori di rete su tale frontiera.

Con la medesima deliberazione l'Autorità ha altresì positivamente verificato la proposta di Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Terna S.p.A. di cui all'articolo 7 della deliberazione 111/06, opportunamente adeguata al fine di recepire sia la su descritta modifica che le modifiche funzionali alla partecipazione del sistema italiano alla Piattaforma di Scambio di Energia per il Bilanciamento da Replacement Reserve (Piattaforma RR – progetto T.E.R.R.E).

GAS

Delibera 24 marzo 2020 n. 85/2020/R/GAS | “Misure in materia di accesso al servizio di rigassificazione e approvazione della proposta di modifica del codice di rigassificazione dalla società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.” | pubblicata il 27 marzo 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/085-20.htm>

Con la deliberazione n. 85/2020/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha disposto, in particolare: i. l'avvio di

un procedimento in materia di accesso ed erogazione al servizio di rigassificazione nell'ambito di contratti pluriennali; ii. l'approvazione della proposta della società "OLT Offshore LNG Toscana S.p.A." (nel seguito: OLT) di modifica del proprio codice di rigassificazione relativa alle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione per periodi pluriennali.

In particolare, con riferimento al primo punto, il procedimento avviato dall'Autorità in materia di servizio di rigassificazione - da concludersi entro il 31 dicembre 2020 - è finalizzato a:

- estendere il periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali oltre il quindicesimo anno termico;
- introdurre un prodotto di capacità di rigassificazione con opzione di rilascio o diritto di recesso, e le relative modalità di allocazione;
- modificare le disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'articolo 14 del TIRG, alla luce della possibilità di completa allocazione delle capacità di trasporto per periodi pluriennali;
- aggiornare il prezzo di riserva per l'offerta di capacità per periodi pluriennali.

Per quanto concerne, invece, le modifiche apportate al codice di rigassificazione di OLT, l'Autorità ha previsto, in particolare, che il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., ove necessario, proceda all'adeguamento del Regolamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), in coerenza con la versione approvata del codice di rigassificazione stesso.

Delibera 26 marzo 2020 n. 97/2020/R/GAS | "Approvazione della proposta di modifica del codice di rigassificazione

predisposto dalla società Terminale Gnl Adriatico S.r.l." | pubblicata il 27 marzo 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/097-20.htm>

Con la deliberazione n. 97/2020/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la proposta di modifica del codice di rigassificazione della società "Terminale GNL Adriatico S.r.l." (nel seguito: ALNG) che aggiorna i livelli minimi di rating richiesti per l'accesso al servizio di rigassificazione e introduce la possibilità di approdo e scarica di navi metaniere di maggiori dimensioni rispetto a quelle attualmente previste.

In particolare, con riferimento a quest'ultimo punto, l'Autorità ha previsto che:

- in via transitoria, nelle more dell'eventuale adeguamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), nel caso la capacità di rigassificazione sia conferibile, nell'ambito di una medesima procedura, a navi di maggiori dimensioni rispetto a quelle attualmente previste, ALNG possa gestire direttamente tali procedure di conferimento, previa pubblicazione delle modalità transitorie di gestione;
- in via definitiva, le modalità organizzative delle predette procedure siano definite nel "Regolamento d'Asta" di ALNG e nel Regolamento della PAR, assicurando che la capacità sia offerta e conferita in maniera non discriminatoria e garantendo il massimo confronto concorrenziale tra tutte le offerte d'acquisto di capacità, indipendentemente dalla dimensione delle navi metaniere utilizzate per la scarica, massimizzando i ricavi derivanti dal conferimento.

¹ Cfr. Newsletter 129 agosto 2019.

² Complementary Regional Intraday Auction.

Avvio della contrattazione dei CIC sul mercato del GME – prima sessione: 14 maggio 2020

Con [Decreto](#) 2 aprile 2020 del Direttore Generale della Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica del Ministero dello Sviluppo Economico, sono state approvate e sono entrate in vigore le Regole di funzionamento del mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti disciplinanti le modalità di organizzazione e gestione delle sessioni di contrattazione dei Certificati di Immissione in Consumo sul Mercato del GME.

Il mercato organizzato dal GME garantisce liquidità, trasparenza (i prezzi che si formano sul mercato saranno pubblici e accessibili a tutti), sicurezza (il GME opera sul mercato in qualità di controparte centrale e garantisce il buon fine delle operazioni) e costituisce un ulteriore strumento alle aziende operanti nell'ambito del sistema energetico nazionale per lo scambio dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti rilasciati in favore

di soggetti che hanno immesso in consumo biocarburanti. L'avvio operativo del mercato dei CIC avrà luogo il giorno 14 maggio 2020 con lo svolgimento della prima sessione di negoziazione.

Le successive sessioni di mercato si svolgeranno ordinariamente con cadenza mensile, attraverso negoziazione continua e saranno comunicate dal GME.

I soggetti interessati a partecipare al MCIC, possono presentare al GME la documentazione per l'ammissione al mercato (i.e. Domanda di ammissione, Contratto di adesione) utilizzando i modelli disponibili sul sito istituzionale del GME al seguente [link](#).

Per quanto concerne le restanti disposizioni di dettaglio si rinvia alla sezione [/Mercati/Mercati Ambientali/BIOCARBURANTI - CIC](#)

Per ricevere informazioni sul MCIC è attiva la casella e-mail mcic@mercatoelettrico.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.