



APPROFONDIMENTI

# VOLATILITA' DEI PREZZI SUI MERCATI DEL GAS: DAI MINIMI DEL 2020 AGLI ATTUALI RIALZI

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - (RIE)

I mercati del gas naturale stanno attraversando una congiuntura caratterizzata da un'ampia volatilità dei prezzi. A marzo 2020, la diffusione della pandemia in Europa e in Italia si era abbattuta su una situazione di mercato già segnata da un forte disequilibrio tra domanda debole e offerta abbondante, soprattutto grazie ad una larga disponibilità internazionale di GNL. Il crollo dei consumi determinato dal lockdown, le temperature miti e la relativa bassa richiesta per riscaldamento costituirono una combinazione di fattori tale da determinare verso metà 2020 il crollo dei prezzi su minimi storici. Al PSV, hub italiano di scambio del gas all'ingrosso, dopo un ribasso del 34% già nel 2019, con quotazioni medie scese da 24,2 a 16,0 €/MWh, i prezzi spot continuarono a cadere fino a 5,9 €/MWh nel giugno 2020. All' hub olandese TTF, benchmark per

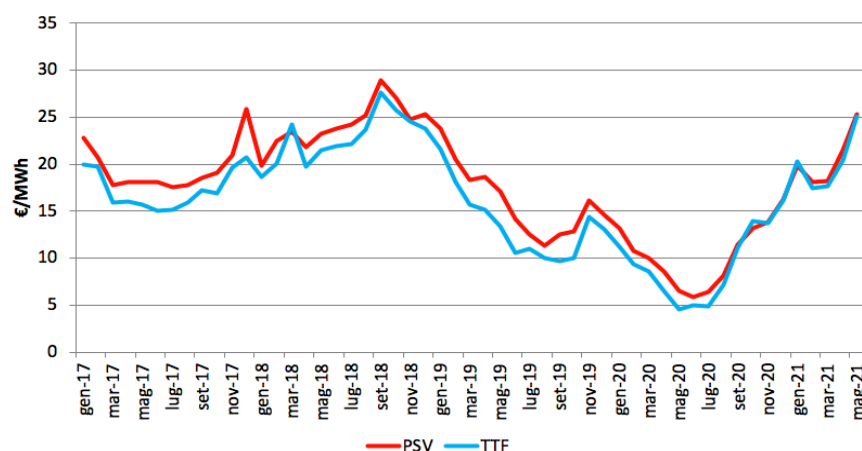
l'Europa continentale, il prezzo diminuì a maggio fino a 4,5 €/MWh.

Procedendo verso l'autunno un rimbalzo dai livelli minimi estivi poteva ritenersi scontato. Ma a partire da settembre è iniziato un importante rialzo delle quotazioni che nel corso dei mesi successivi e poi durante la prima metà del 2021 è diventato sempre più significativo e assolutamente inatteso nelle sue dimensioni.

Se ne sintetizzano di seguito l'andamento e le diverse cause che si sono succedute e sovrapposte nel corso degli ultimi 6-7 mesi. Nell'analisi del trend di rialzo è possibile individuare due fasi: la prima durata fino a gennaio 2021; la seconda, dopo un lieve ripiegamento in febbraio e una sostanziale stasi in marzo, in corrispondenza dei mesi di aprile e maggio.

Fig. 1 - Andamento prezzi al PSV e al TTF in media mensile 2017-2021

Fonte: Elaborazione Rie su dati Platts



continua a pagina 25

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ MAGGIO 2021**

- Mercato elettrico Italia pag 2
- Mercato gas Italia pag 12
- Mercati energetici Europa pag 17
- Mercati per l'ambiente pag 21

**APPROFONDIMENTI**

- Volatilità dei prezzi sui mercati del gas: dai minimi del 2020 agli attuali rialzi
- Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - (RIE)

**NOVITA' NORMATIVE**

- pagina 28

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Amaggio il Pun, pari a 69,91 €/MWh, resta ai massimi da fine 2018 (+220,9% sull'anno e +1,3% su aprile), in un contesto di costi di generazione ancora crescenti e decisamente elevati. Si confermano in deciso aumento annuale anche tutti i prezzi di vendita, attestatisi tra 67 €/MWh della Sardegna e 70/71 €/MWh delle altre zone. I volumi scambiati sul MGP salgono

a 22,3 TWh (+4,8% sul 2020), con la liquidità del mercato al 76,4%, uno dei valori più alti dallo scorso agosto. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Giugno 2020 chiude il periodo di contrattazione a 77,23 €/MWh (+9,5%). Ancora in calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Ininterrottamente in crescita da novembre, il Pun si attesta a 69,91 €/MWh (+48,12 €/MWh, +220,9% sul 2020 e +0,89 €/MWh, +1,3% su aprile), livello più elevato dal 2013 per il mese di maggio e massimo da novembre 2018. Tale andamento, sostenuto dall'aumento dei volumi scambiati (+1.400 MWh in media oraria sul 2020), riflette soprattutto la progressione dei costi di generazione, alimentata da quotazioni del gas, posizionate in Italia a 25,95 €/MWh, e da costi di emissione che aggiornano ancora il loro record storico, attestandosi a 51,99 €/ton. La dinamica mensile di crescita del Pun risulta

invece parzialmente mitigata dalla riduzione degli acquisti e dall'incremento dell'offerta rinnovabile e dell'import. Il seppur lieve rialzo mensile, appare in controtendenza rispetto alle dinamiche registrate dalle quotazioni registrate sulle limitrofe borse elettriche settentrionali (55/60 €/MWh, -5/-8 €/MWh), il cui differenziale con il riferimento del Nord sale ai massimi almeno da fine 2018.

L'analisi per gruppi di ore mostra una crescita analoga nei gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,08 (Grafico 1 e Tabella 1).

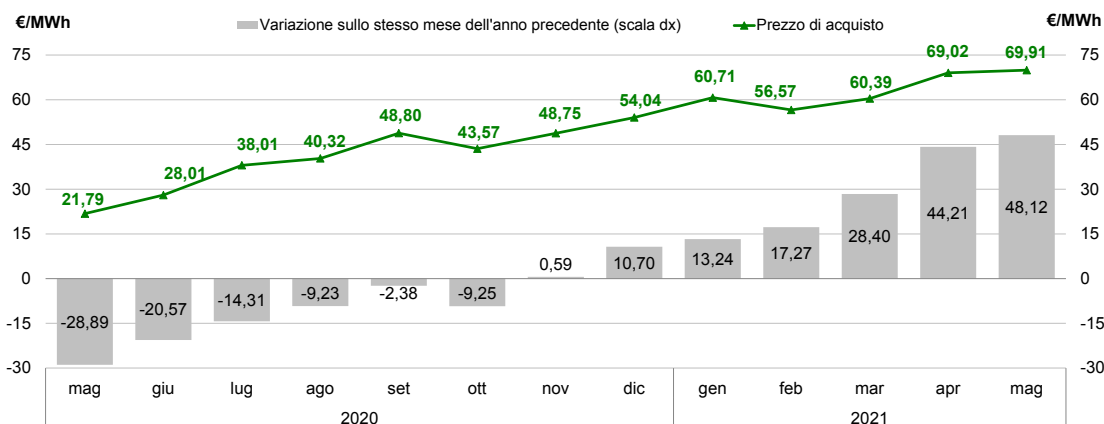
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>69,91</b>	21,79	+48,12	+220,9%	<b>22.880</b>	+7,9%	<b>29.942</b>	+4,8%	<b>76,4%</b>	74,2%
<i>Picco</i>	75,27	23,58	+51,69	+219,2%	27.913	+5,9%	36.109	+4,3%	77,3%	76,1%
<i>Fuori picco</i>	67,16	20,93	+46,23	+220,8%	20.302	+8,3%	26.784	+4,3%	75,8%	73,0%
<i>Minimo orario</i>	3,00	0,98			14.170		19.781		69,1%	62,2%
<i>Massimo orario</i>	99,50	45,64			30.755		39.111		82,2%	80,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



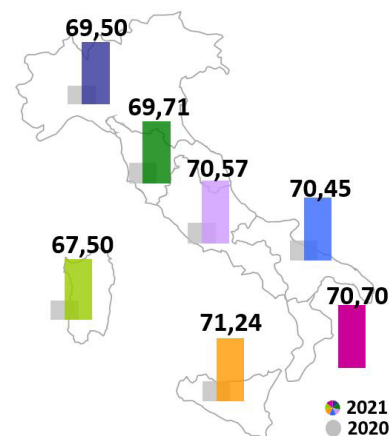
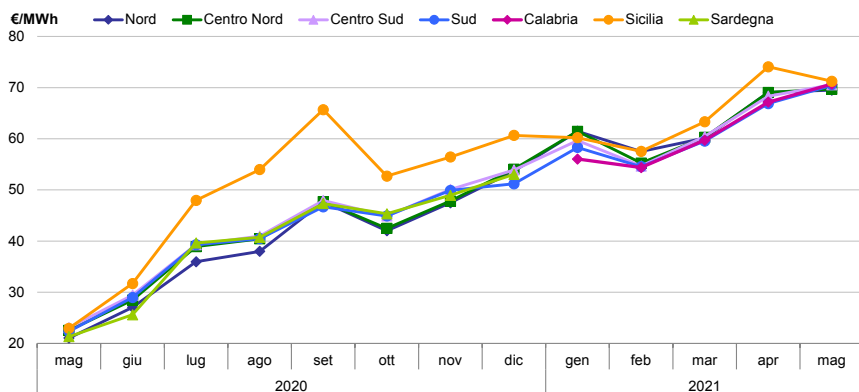
## I PREZZI ZONALI

Restano ai massimi da fine 2018 anche i prezzi di vendita sulla penisola, saliti a 70/71 €/MWh (+43/+45 €/MWh sul 2020), stabili su base mensile al Nord - in un contesto caratterizzato da acquisti in calo, maggiore offerta idrica (ai massimi da agosto), import netto in aumento e limitazioni al transito con il Centro Nord nell'ultima parte del mese - e in crescita di 1/4 €/MWh nelle altre zone. Torna a convergere verso le quotazioni

peninsulari anche la Sicilia (71,24 €/MWh), in riduzione di 2,84 €/MWh su aprile, per effetto soprattutto dei minori restringimenti del transito in import dalla Calabria. Più basso il prezzo in Sardegna (67,50 €/MWh), che segna minimi a 0 €/MWh in diverse ore del mese, in presenza di un'ampia disponibilità eolica e del restringimento del transito con il Centro Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Ancora un segno positivo, il terzo consecutivo, per l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 22,3 TWh (+4,8% sul 2020). Si confermano in crescita i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,0 TWh (+7,9%), sostenuti dagli acquisti degli operatori nazionali e dall'import. Tornano in

riduzione, invece, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,3 TWh (minimo da maggio 2020, -4,2%) (Tabelle 2 e 3). Sale pertanto su uno dei valori più elevati da agosto, la liquidità del mercato, al 76,4%, (+2,2 punti percentuali sul 2020 e +1,1 p.p. su aprile) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.022.358</b>	<b>+7,9%</b>	<b>76,4%</b>
Operatori	10.674.804	+0,5%	47,9%
GSE	2.714.868	-6,0%	12,2%
Zone estere	3.632.686	+60,4%	16,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.254.685</b>	<b>-4,2%</b>	<b>23,6%</b>
Zone estere	34.524	-42,0%	0,2%
Zone nazionali	5.220.161	-3,7%	23,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>22.277.043</b>	<b>+4,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>20.035.764</b>	<b>-8,1%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>42.312.808</b>	<b>-1,7%</b>	

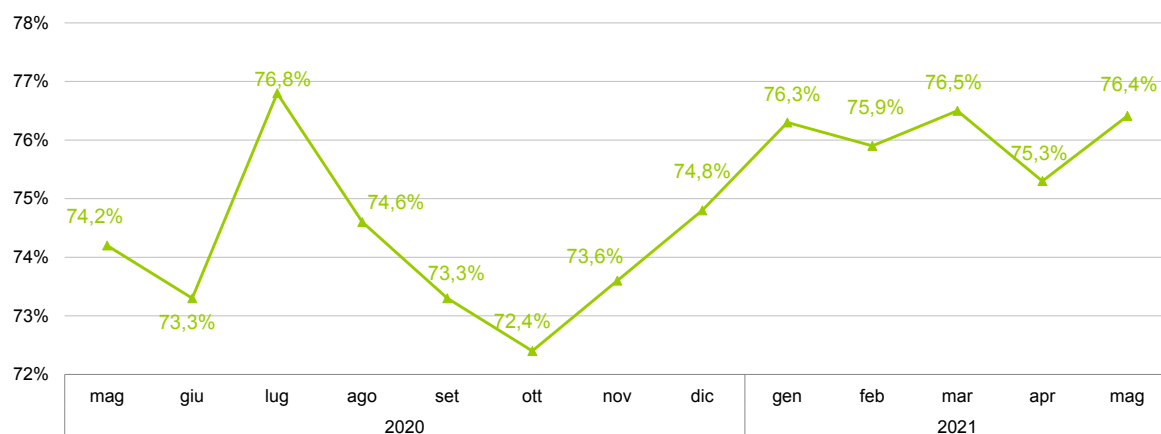
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.022.358</b>	<b>+7,9%</b>	<b>76,4%</b>
Acquirente Unico	3.503.767	+7,2%	15,7%
Altri operatori	9.851.563	+22,5%	44,2%
Pompaggi	2.151	-57,6%	0,0%
Zone estere	149.065	-83,1%	0,7%
Saldo programmi PCE	3.515.812	-1,8%	15,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.254.685</b>	<b>-4,2%</b>	<b>23,6%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.770.498	-3,2%	39,4%
Saldo programmi PCE	-3.515.812	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>22.277.043</b>	<b>+4,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>499.612</b>	<b>+28,6%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>22.776.655</b>	<b>+5,2%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 22,1 TWh, crescono dell'8,6% sul 2020. A livello zonale, segni positivi al Nord (+9,8%) e sulle isole. Ai minimi da ottobre 2018, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,1 TWh (-83,1%), in riduzione soprattutto sulla frontiera greca, anche per

l'azzeramento della NTC nell'ultima decade del mese, e su quella montenegrina (Tabella 4). Lato offerta, a fronte di un netto aumento delle importazioni, pari a 3,7 TWh (+57,8%), diffuso su tutte le frontiere, si osserva una riduzione delle vendite nazionali, scese a 18,6 TWh (-1,7%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.424.318	28.796	-2,0%	10.169.350	13.668	-4,1%	12.650.500	17.003	+9,8%
Centro Nord	1.676.573	2.253	-23,9%	1.317.107	1.770	-10,3%	1.905.423	2.561	-12,2%
Centro Sud	5.127.788	6.892	+16,0%	2.039.703	2.742	+51,4%	3.839.283	5.160	+20,3%
Sud	4.435.140	5.961	-45,4%	2.495.922	3.355	-33,8%	1.369.009	1.840	-16,7%
Calabria	2.029.334	2.728	-	721.612	970	-	437.721	588	-
Sicilia	2.206.335	2.966	-12,8%	774.494	1.041	-14,4%	1.257.447	1.690	+2,3%
Sardegna	1.700.162	2.285	+19,1%	1.091.645	1.467	+29,1%	668.596	899	+7,6%
<b>Totale nazionale</b>	<b>38.599.652</b>	<b>51.881</b>	<b>-4,9%</b>	<b>18.609.834</b>	<b>25.013</b>	<b>-1,7%</b>	<b>22.127.979</b>	<b>29.742</b>	<b>+8,6%</b>
Estero	3.713.156	4.991	+49,3%	3.667.210	4.929	+57,8%	149.065	200	-83,1%
<b>Sistema Italia</b>	<b>42.312.808</b>	<b>56.872</b>	<b>-1,7%</b>	<b>22.277.043</b>	<b>29.942</b>	<b>+4,8%</b>	<b>22.277.043</b>	<b>29.942</b>	<b>+4,8%</b>

## LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali riguarda sia le fonti tradizionali (-0,6%) che quelle rinnovabili (-3,9%). Quanto alle prime, i rialzi registrati al Nord (+7,2%) e quelli in doppia cifra al Centro Sud e Sardegna, risultano annullati da vendite termoelettriche più che dimezzate al Sud (-52,2%). Il calo FER, invece, si concentra sull'idrico (6,6 GWh, -8,8%), in particolare al Nord, e

risulta attenuato dalla crescita dell'eolico e del solare. In termini di struttura delle vendite, come spesso accade nel mese di maggio, tornano a prevalere le vendite rinnovabili, la cui quota sale al 53,5%, livello inferiore solo al massimo dello scorso anno (-0,4 p.p.), mentre resta invariata al 36% quella del gas (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>6.454</b>	<b>+7,2%</b>	<b>554</b>	<b>-16,4%</b>	<b>976</b>	<b>+75,5%</b>	<b>1.339</b>	<b>-52,2%</b>	<b>462</b>	<b>-</b>	<b>476</b>	<b>-17,4%</b>	<b>1.051</b>	<b>+37,7%</b>	<b>11.311</b>	<b>-0,6%</b>
Gas	5.578	+10,4%	506	-13,6%	573	+110,1%	1.177	-50,1%	344	-	398	-25,1%	439	+24,4%	9.016	-1,5%
Carbone	0	-100,0%	-	-	161	+144,4%	28	-83,8%	0	-	-	-	542	+52,5%	731	-8,7%
Altre	876	+15,0%	47	-38,1%	242	+11,2%	134	-49,7%	118	-	78	+72,0%	69	+27,3%	1.565	+10,0%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>6.921</b>	<b>-12,2%</b>	<b>1.217</b>	<b>-7,2%</b>	<b>1.742</b>	<b>+38,7%</b>	<b>2.016</b>	<b>-11,0%</b>	<b>508</b>	<b>-</b>	<b>565</b>	<b>-11,6%</b>	<b>417</b>	<b>+11,5%</b>	<b>13.384</b>	<b>-2,5%</b>
Idraulica	4.736	-17,8%	276	-14,5%	745	+69,1%	493	-0,9%	141	-	147	+1,7%	78	-8,6%	6.617	-8,8%
Geotermica	-	-	630	-3,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	630	-3,0%
Eolica	13	+13,5%	36	+32,4%	534	+21,6%	1.116	-14,5%	288	-	275	-22,6%	206	+16,4%	2.467	+6,6%
Solare e altre	2.172	+3,0%	275	-11,7%	462	+23,1%	407	-12,2%	79	-	143	+2,8%	132	+19,2%	3.670	+4,6%
Pompaggio	294	-15,8%	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	318	-8,9%
<b>Totale</b>	<b>13.668</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1.770</b>	<b>-10,3%</b>	<b>2.742</b>	<b>+51,4%</b>	<b>3.355</b>	<b>-33,8%</b>	<b>970</b>	<b>-</b>	<b>1.041</b>	<b>-14,4%</b>	<b>1.467</b>	<b>+29,1%</b>	<b>25.013</b>	<b>-1,7%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

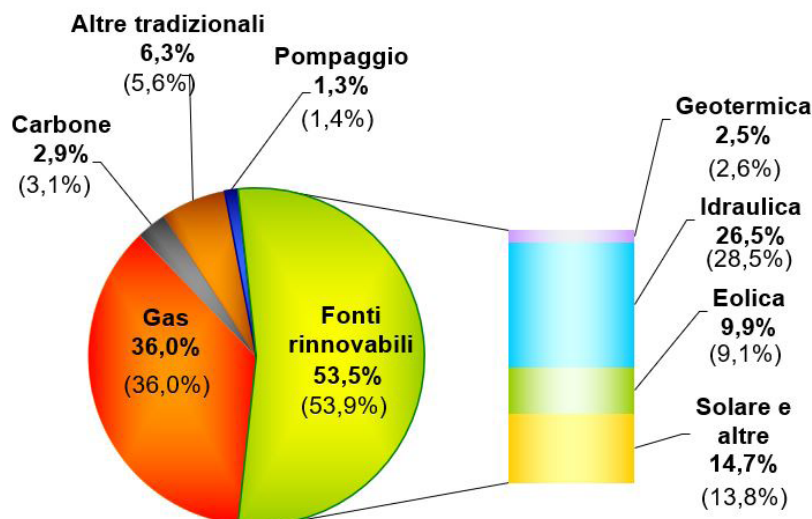
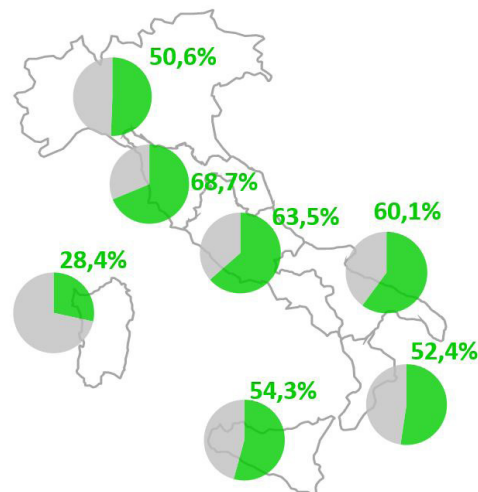


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

## LE FRONTIERE ESTERE

A maggio l'import netto dell'Italia sale a 3,6 TWh, ancora in decisa crescita sul 2020 (+141,2%) quando il Sistema risultava esportatore netto in alcuni giorni (festivi). L'analisi dei flussi per frontiera mostra un calo solo sulla frontiera svizzera, connesso ad una riduzione dell'NTC, che invece

risulta in forte aumento sulla frontiera francese. Sulle altre frontiere, la crescita dell'import netto riflette la significativa riduzione delle frequenze di export e la complessiva inversione dei flussi rispetto allo scorso anno con Slovenia, Montenegro e Grecia (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

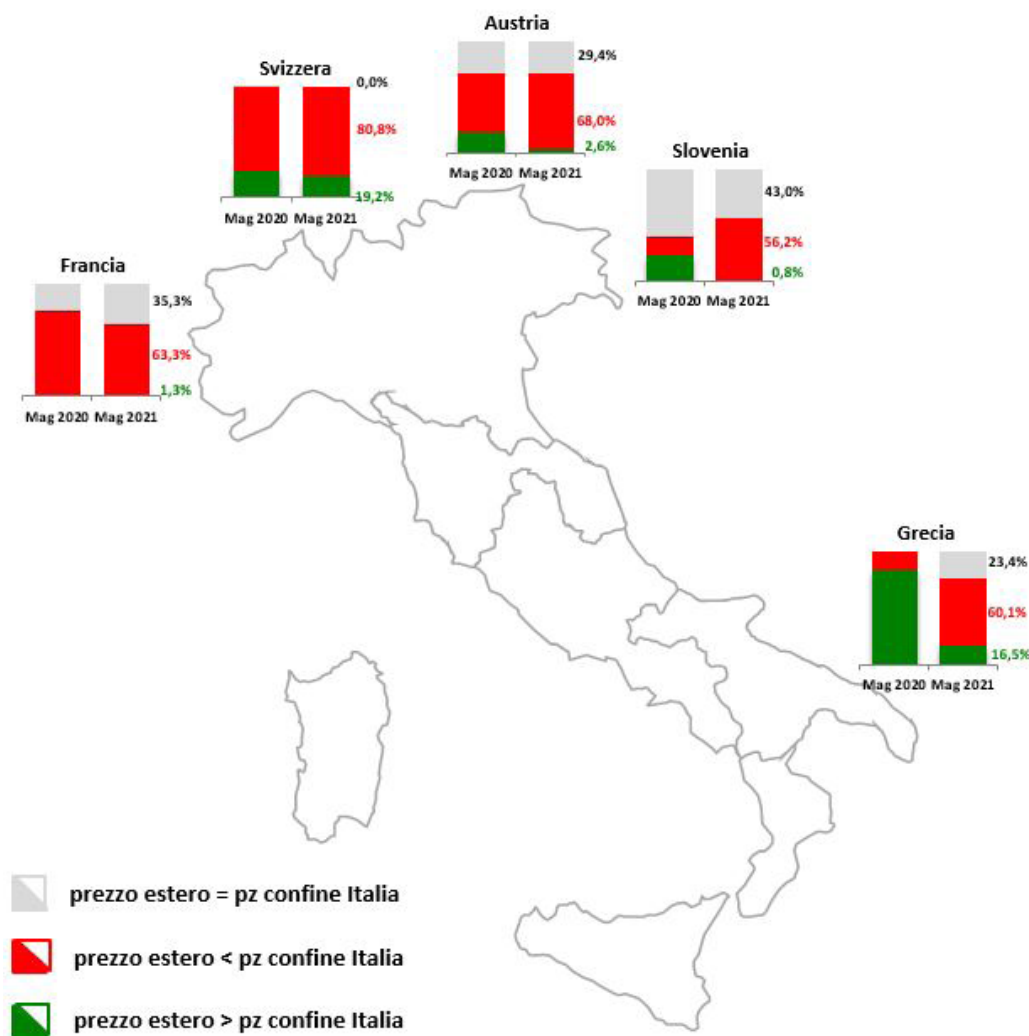
Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzato	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia	1.678.649 (972.179)	93,3% (77,3%)	4,4% (4,3%)	2,3% (18,4%)	64,2% (77,2%)	- (0,9%)	2.646 (1.460)	1.703.140 (987.630)	1.670.464 (931.106)	999 (1.032)	24.491 (15.451)	24.491 (15.451)
Italia - Svizzera	947.411 (1.121.355)	100,0% (96,6%)	- (3,4%)	- (-)	- (-)	- (-)	1.679 (2.261)	958.915 (1.168.552)	n/a (n/a)	1.902 (2.337)	11.504 (47.196)	n/a (n/a)
Italia - Austria	125.806 (44.691)	89,8% (46,2%)	4,4% (23,4%)	5,8% (30,4%)	88,0% (49,0%)	4,3% (27,0%)	190 (167)	127.665 (59.495)	127.665 (59.495)	71 (88)	1.859 (14.804)	1.859 (14.804)
Italia - Slovenia	311.888 (-178.834)	88,8% (18,4%)	5,9% (66,3%)	5,2% (15,3%)	61,1% (10,5%)	0,8% (32,6%)	554 (324)	324.382 (23.149)	324.382 (23.149)	630 (632)	12.494 (201.983)	12.494 (201.983)
Italia - Montenegro	376.793 (-143.398)	95,6% (27,2%)	3,2% (72,8%)	1,2% (-)	43,4% (-)	- (8,7%)	600 (500)	396.344 (81.540)	n/a (n/a)	581 (614)	19.551 (224.938)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	126.107 (-333.781)	47,3% (-)	12,8% (100,0%)	39,9% (-)	- (-)	- (-)	325 (545)	151.541 (3.523)	151.541 (-)	328 (525)	25.435 (337.304)	25.435 (-)
Italia - Malta	-1.148 (-3.875)	18,3% (-)	24,9% (7,4%)	56,9% (92,6%)	- (-)	- (-)	225 (225)	5.222 (-)	n/a (n/a)	225 (225)	6.370 (3.875)	n/a (n/a)
<b>TOTALE*</b>	<b>3.565.507</b> (1.478.338)							<b>3.667.210</b> (2.323.889)	<b>2.274.053</b> (1.013.751)		<b>101.703</b> (845.551)	<b>64.278</b> (232.238)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente  
\* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe\*

Fonte: GME, Refinitiv



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Quasi triplicato sul 2020 e ai massimi da ottobre 2018, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 69,76 €/MWh (+48,04 €/MWh, +221,2% sul 2020 e +1,43 €/MWh, +2,1% su aprile) (Grafico 9). Resta negativo il differenziale con il Pun (-0,15 €/MWh). Sul livello più elevato almeno da inizio 2019 anche i prezzi nelle singole sessioni (+176/+228% sul 2020), compresi tra poco più di 70 €/MWh di MI1, MI2 e MI5 e 80,68 €/MWh di MI7 (massimo storico). Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra prezzi allineati nelle prime tre

sessioni, inferiori nelle successive tre (-1% circa) e superiori nell'ultima (+1,3%) (Figura 2 e Grafico 6 e 7).

Terzo rialzo annuale consecutivo per i volumi di energia complessivamente scambiati sul mercato infragiornaliero, pari a 2,1 TWh (+6,4% sul 2020, sebbene ai minimi dell'ultimo anno in media oraria). Anche a maggio, variazioni rilevanti soprattutto sul MI1 che vede crescere le sue quantità del 20% e la sua quota sul totale al 46,2% (+5,3 p.p. sul 2020), mentre resta invariata al 24% quella delle ultime 4 sessioni (Figura 1 e Grafico 7).

Grafico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

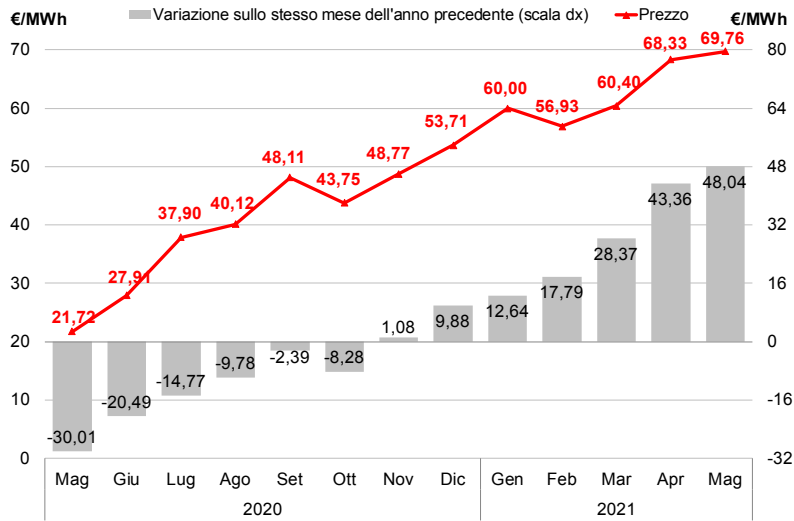
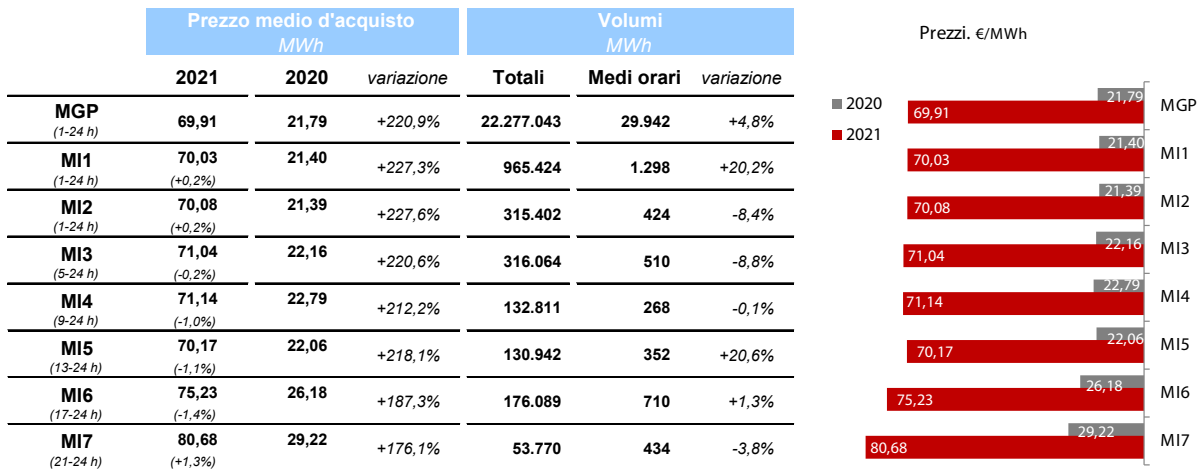


Figura 2: MI, dati di sintesi

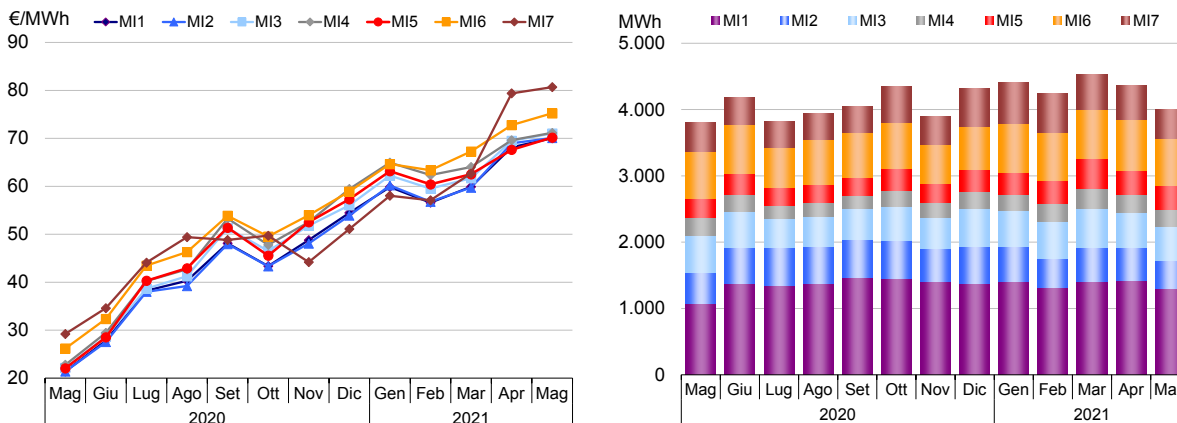
Fonte: GME



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

Grafico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME





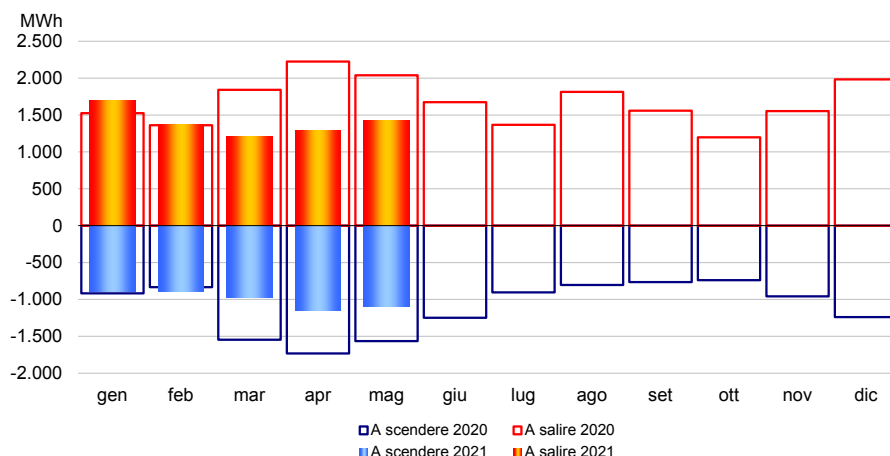
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Come nei due mesi precedenti, resta in netta contrazione il ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante rispetto all'eccezionale contesto di un anno fa,

con gli acquisti di Terna sul mercato a salire scesi a 1,1 TWh (-42,1% sul 2020) e le vendite di Terna sul mercato a scendere a 0,8 TWh (-30,2%) (Grafico 8).

Grafico 8: 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 69 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 42,1 GWh, entrambi più che dimezzati su

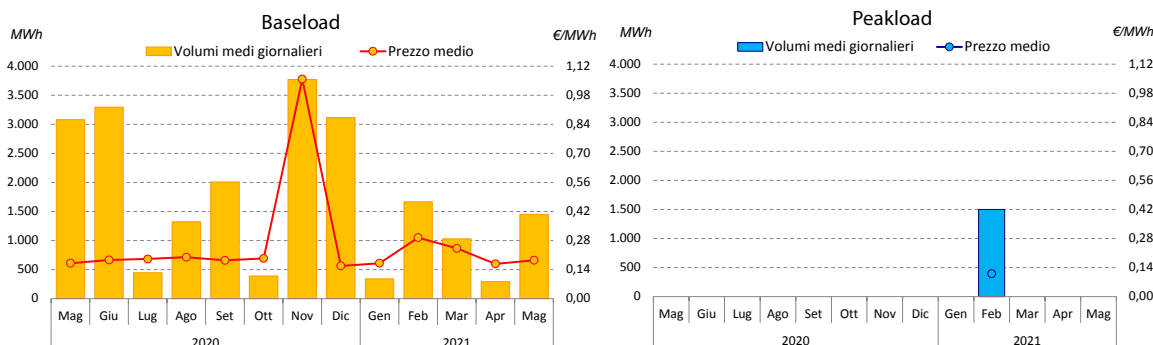
maggio 2020 (rispettivamente -86 GWh e -53,4 GWh), relativi ai soli prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,18 €/MWh (+0,01 €/MWh) (Figura 3).

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	69 (155)	29/31 (31/31)	0,18 (0,17)	0,10 (0,15)	1,00 (0,20)	42.072 (95.472)	1.451 (3.080)
Peakload	- (-)	0/21 (0/21)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
<b>Totale</b>	<b>69</b> (155)					<b>42.072</b> (95.472)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nessuna negoziazione nel corso degli ultimi tre mesi sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), che vede il prodotto Giugno 2021 chiudere il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo sul baseload pari a 77,23 €/MWh

(28,01 €/MWh il corrispondente valore spot del 2020) e sul peakload pari a 88,90 €/MWh (31,08 €/MWh) e una posizione aperta complessiva di 50 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a maggio

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
Giugno 2021	77,23	+9,3%	-	-	-	-	-	66	47.520
Luglio 2021	84,02	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2021	82,23	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2021	84,03	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	83,42	+10,0%	-	-	-	-	-	66	145.728
IV Trimestre 2021	84,34	+15,5%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	82,62	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	63,39	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	75,12	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-	-		<b>291.522</b>

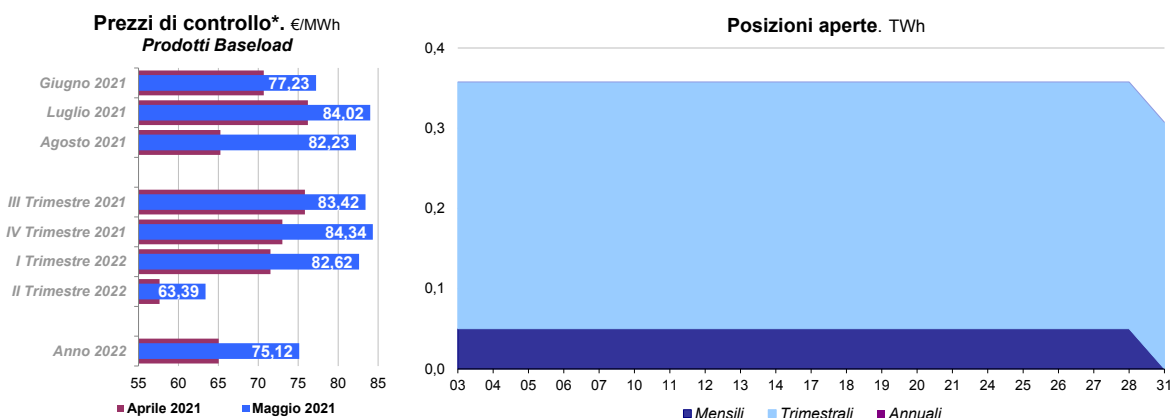
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2021	88,90	+15,0%	-	-	-	-	-	10	2.640
Luglio 2021	96,88	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2021	91,48	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2021	99,19	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	95,85	+9,7%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2021	101,82	+15,5%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	95,15	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	68,54	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	86,15	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-	-		<b>15.840</b>
<b>TOTALE</b>			-	-	-	-	-		<b>307.362</b>

\* 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 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a maggio 2021 si attestano a 18,8 TWh (minimo in media oraria da settembre 2010), confermandosi in riduzione annuale da inizio 2019 (-13,8% sul 2020). Sempre in calo annuale dallo stesso periodo anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 10,7 TWh (-13,1%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, risulta pari a 1,77 (-0,04 su aprile e -0,02 sul 2020) (Grafico 10). Tornano in flessione annuale anche i programmi registrati nei conti in immissione (5,3 TWh, -4,2%) e in quelli in prelievo (8,8 TWh, -3,2%), e restano in riduzione i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,4 TWh, -20,3% e 1,9 TWh, -40,6%).

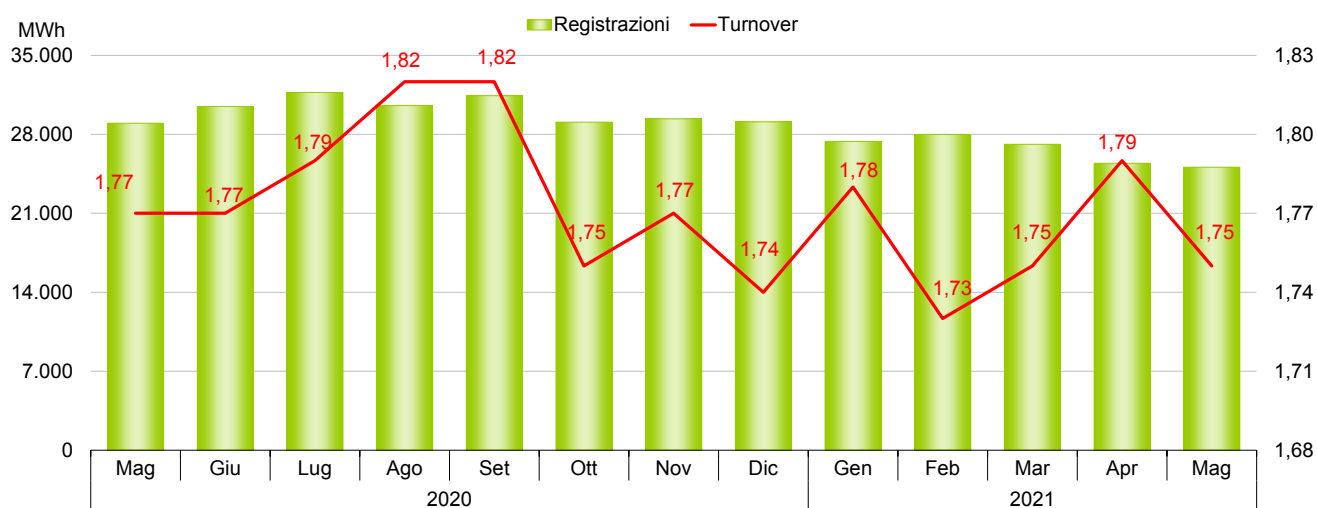
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	5.333.291	- 18,4%	28,4%	Richiesti	7.068.605	-15,5%	100,0%	8.782.147	-3,2%	100,0%
Off Peak	72.168	- 82,9%	0,4%	di cui con indicazione di prezzo	2.780.289	-19,1%	39,3%	13.072	+37,0%	0,1%
Peak	118.356	- 11,2%	0,6%	Rifiutati	1.813.919	-37,0%	25,7%	11.649	-22,0%	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.813.678	-37,0%	25,7%	140	+236566,1%	0,0%
Totale Standard	5.523.815	- 22,1%	29,5%	<b>Registrati</b>	<b>5.254.685</b>	<b>-4,2%</b>	<b>74,3%</b>	<b>8.770.498</b>	<b>-3,2%</b>	<b>99,9%</b>
Totale Non standard	13.138.951	- 9,2%	70,1%	di cui con indicazione di prezzo	966.611	+73,2%	13,7%	12.932	+35,6%	0,1%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>18.662.766</b>	<b>- 13,5%</b>	<b>99,5%</b>	<b>Sbilanciamenti a programma</b>	<b>5.449.926</b>	<b>-20,3%</b>		<b>1.934.113</b>	<b>-40,6%</b>	
<b>MTE</b>	<b>51.624</b>	<b>- 48,5%</b>	<b>0,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>3.515.812</b>	<b>-1,8%</b>	
<b>MPEG</b>	<b>42.072</b>	<b>- 55,8%</b>	<b>0,2%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>18.756.462</b>	<b>- 13,8%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>10.704.611</b>	<b>- 13,1%</b>								

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di gas naturale in Italia aumentano del 15% rispetto al basso livello registrato a maggio del 2020, ultimo mese di lockdown. In doppia cifra la crescita dei consumi dei settori civile e industriale, più moderata quella del comparto termoelettrico (+5%); salgono su base annua le importazioni (+16%), solo tramite gasdotto a Mazara e Tarvisio, a fronte anche di iniezioni in significativa ripresa

(+9%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 10,2 TWh (+44% su maggio 2020), con la quota sul totale consumato ancora su livelli elevati (23%, +5 p.p.). Crescita concentrata nei mercati day-ahead e su MGS, in corrispondenza di diffusi rialzi dei prezzi, in linea con le dinamiche al PSV (26 €/MWh e massimo da novembre 2018).

## IL CONTESTO

A maggio i consumi di gas naturale in Italia salgono a 4.249 milioni di mc (44,9 TWh), in aumento del 15% rispetto al livello molto basso di maggio 2020, ancora caratterizzato dalle misure di contenimento conseguenti all'emergenza sanitaria Covid-19. Più intensa la crescita dei consumi del settore civile, a 1.407 milioni di mc (14,9 TWh, +28%), e industriale, a 1.202 milioni di mc (12,7 TWh, +17%), mentre più moderata risulta quella dei consumi del comparto termoelettrico, attestatisi a 1.497 milioni di mc (15,8 TWh, +5%), in corrispondenza anche di un incremento delle importazioni di energia elettrica e di costi del gas crescenti. In consistente ripresa anche le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 2.679 milioni di mc (28,0 TWh, +9%), ai massimi storici per il mese in analisi e rappresentativi del 39% del totale prelevato, mentre tornano in aumento su base annua le esportazioni, a 142 milioni di mc (1,5 TWh, +7%).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale si portano sui livelli più elevati per il mese di maggio, pari 6.727 milioni di mc (71,1 TWh), segnando il sesto aumento consecutivo su base annua (+15%), sostenute esclusivamente dai

flussi tramite gasdotto (60,6 TWh, +23%). Sempre in calo la produzione nazionale, pari a 201 milioni di mc (2,1 TWh, -39%). L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita concentrata a Tarvisio (30,4 TWh, +21%) e a Mazara, con flussi anche questo mese più che triplicati rispetto ai livelli minimi del 2020, pari a 19,8 TWh (+256%), e una quota sul totale importato al 28% (+19 p.p. sul 2020). Si confermano in flessione su base annua, invece, i flussi a Passo Gries (1,1 TWh, -92%) e a Gela (3,4 TWh, -19%), entrambi superati dalle importazioni registrate a Melendugno (5,9 TWh, 8% del totale). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, risultati tutti in flessione, l'import scende a 5,7 TWh a Cavarzere (-11%), a 2,5 TWh a Livorno (-7%) e a 2,3 TWh a Panigaglia (-20%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 5.650 milioni di mc (59,7 TWh), in calo del 26% dal livello molto elevato raggiunto a fine maggio 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito scende al 42% (-15 p.p.), a fronte di un incremento dello 0,6% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>6.727</b>	<b>71,1</b>	<b>+15,7%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.876	19,8	+256,5%
Tarvisio	2.876	30,4	+20,8%
Passo Gries	104	1,1	-92,4%
Gela	323	3,4	-18,7%
Gorizia	0	0	-82,7%
Melendugno	555	5,9	-
Panigaglia (GNL)	221	2,3	-20,4%
Cavarzere (GNL)	541	5,7	-10,9%
Livorno (GNL)	232	2,5	-7,2%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>201</b>	<b>2,1</b>	<b>-39,0%</b>
Erogazioni da stoccaggi	-	0,0	-
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.928</b>	<b>73,2</b>	<b>+12,8%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	4.107	43,4	+15,3%
Termoelettrico	1.202	12,7	+16,8%
Reti di distribuzione	1.497	15,8	+4,6%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	1.407	14,9	+27,7%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.249</b>	<b>44,9</b>	<b>+15,0%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	2.679	28	+9,5%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.928</b>	<b>73,3</b>	<b>+12,8%</b>

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

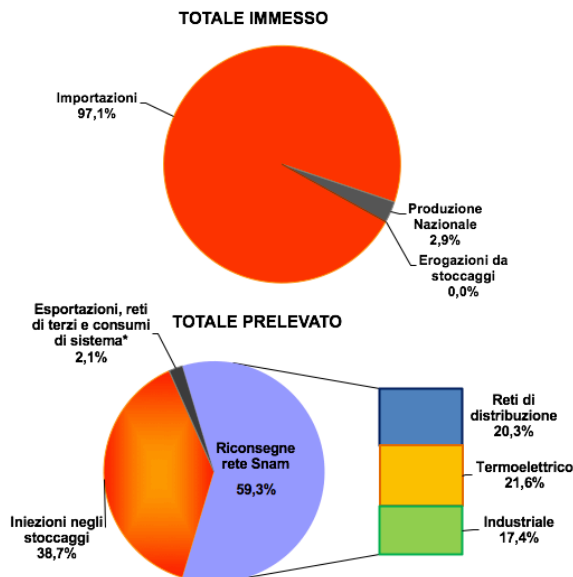
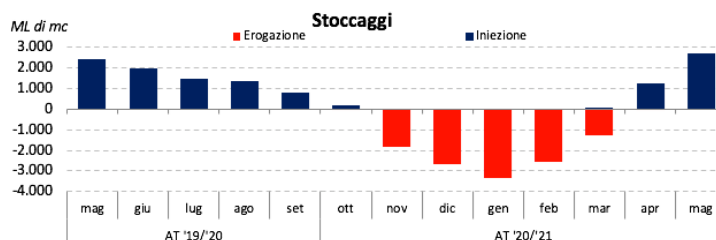
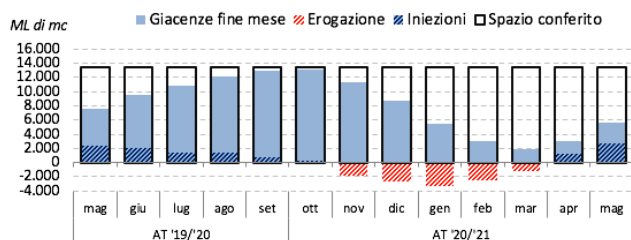


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/05/2021)</b>	<b>5.650</b>	<b>59,7</b>	<b>-26,1%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	2.679	28,3	+9,5%
Flusso netto	2.679	28,3	+9,5%
Spazio conferito	13.482	142,5	+0,6%
Giacenza/Spazio conferito	41,9%		-15,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, si intensifica la crescita della quotazione al PSV che si porta a 25,9 €/MWh (massimo da novembre 2018), guadagnando 19,3 €/MWh su base annua (+292%) e 3,6 €/MWh su base mensile (+16%). Analoghe, ma più intense, le dinamiche dei prezzi ai principali hub europei,

tra i quali il riferimento al TTF sale a 25,2 €/MWh (+21 €/MWh, +5 €/MWh), anch'esso ai massimi da oltre due anni e mezzo. Lo spread mensile tra il riferimento italiano e quello olandese scende, pertanto, a 0,67 €/MWh (era 1,59 €/MWh il mese precedente e 1,96 €/MWh lo scorso anno).

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 10,2 TWh, in calo dal massimo storico del mese precedente (-40%), ma ancora in significativo aumento su base annua (+44%), confermando una quota sul totale consumato su livelli tra i più elevati di sempre (23%), anch'essa in ripresa sullo scorso anno (+5 p.p.).

La crescita tendenziale è riconducibile principalmente all'incremento degli scambi sui mercati day-ahead, complessivamente quasi raddoppiati rispetto allo scorso anno (7,0 TWh, +92%) e rappresentativi del 68% del totale contrattato a pronti. I volumi scambiati sul segmento a negoziazione continua del MGP-Gas si attestano a 3,2 TWh (+62% sul 2020) e superano, per la seconda volta dall'avvio dell'attuale sistema di bilanciamento, gli scambi del MI-Gas (2,4 TWh, -15%). Su quest'ultimo, la flessione appare riconducibile alla contrazione delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,3 TWh, -67%), sia lato acquisto che lato vendita, mentre gli scambi tra operatori diversi dal RdB continuano a mostrare un'apprezzabile crescita su base annua (2,1 TWh, +19%). Le quote di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas in contrattazione continua

si attestano, pertanto, rispettivamente al 24% e al 31%. Con riferimento al comparto AGS, in evidenza le quantità negoziate sul segmento day-ahead, pari a 3,8 TWh (+127%), relativi esclusivamente ad acquisti da parte del TSO (37% del totale scambiato su MP-GAS), mentre risultano pari a 43 GWh gli scambi sul segmento intraday, concentrati solo in due sessioni nel mese e relativi per la quasi totalità a vendite del TSO.

Le quantità scambiate sul MGS tornano in aumento tendenziale e salgono sul livello più alto dallo scorso maggio (0,7 TWh; +49%). La ripresa dei volumi scambiati per l'impresa operativa Stogit appare attribuibile sia alle maggiori movimentazioni da parte di Snam, esclusivamente con finalità di Bilanciamento (0,3 TWh, +36%), che ai crescenti scambi tra operatori terzi (0,4 TWh, +58%).

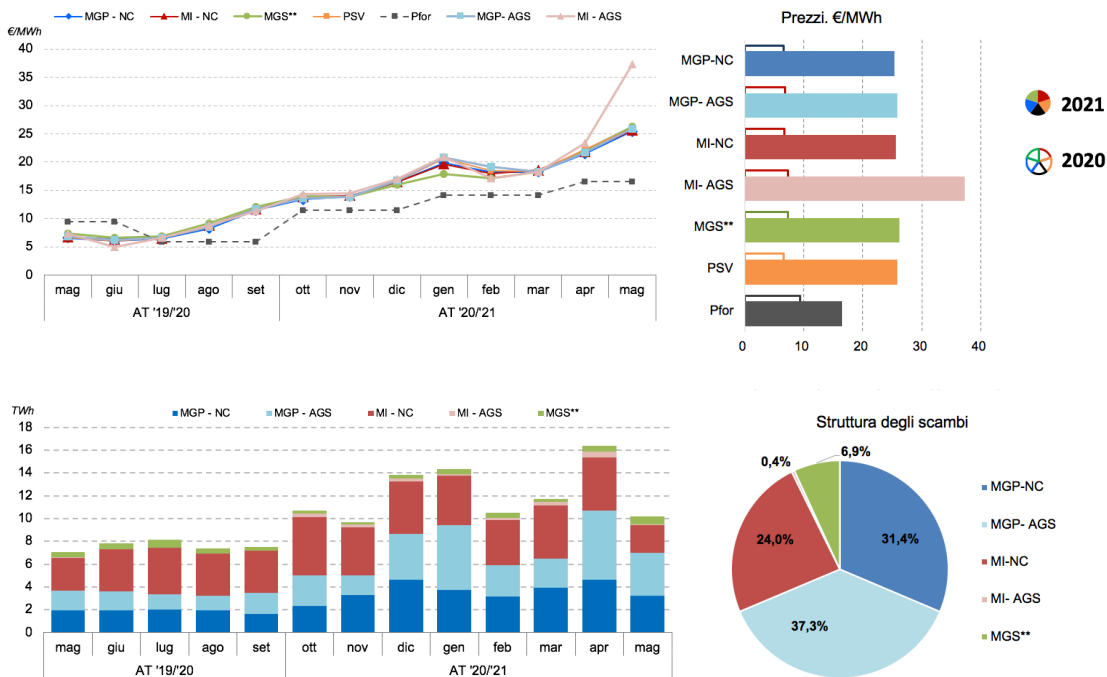
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti presentano ovunque una crescita sia tendenziale che congiunturale, in linea con le dinamiche al PSV, e si portano su livelli massimi da oltre due anni e mezzo, allineati sui 25-26 €/MWh, ad eccezione del comparto intraday AGS che segna il massimo storico a 37 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
<b>MP-GAS</b>						
<i>MGP</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	25,43	(6,57)	10,00	30,00	3.194.328	(1.969.344)
<i>Comparto AGS</i>	25,85	(6,81)	23,79	27,90	3.799.200	(1.676.880)
<i>MI</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	25,60	(6,69)	22,65	28,30	2.446.344	(2.889.672)
<i>Comparto AGS</i>	37,26	(7,40)	24,51	50,00	43.464	(64.968)
<i>MGS**</i>						
<i>Stogit</i>	26,22	(7,32)	24,53	27,65	701.520	(471.718)
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	(-)
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

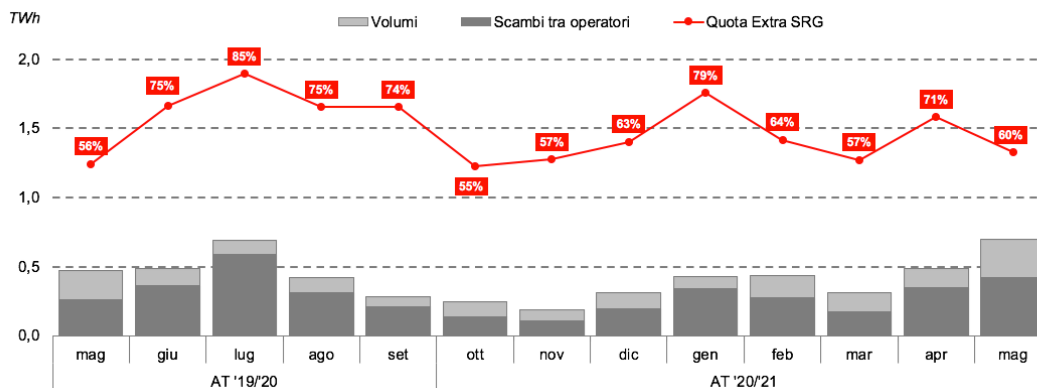
\*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

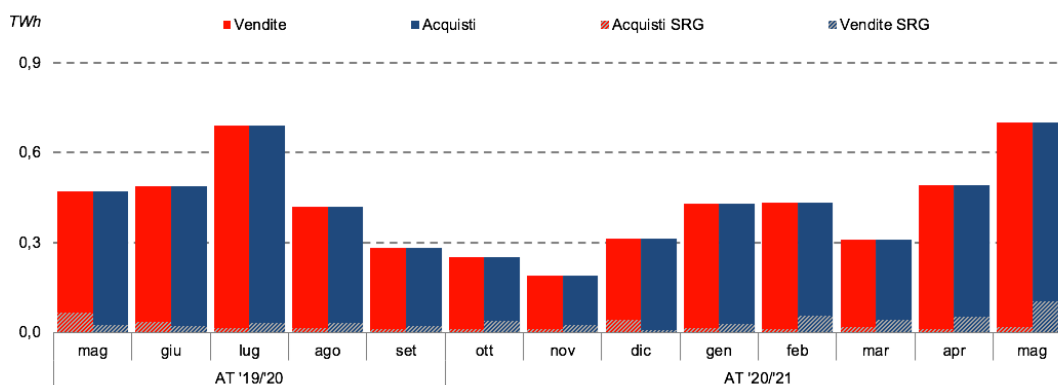
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
<b>Totale</b>	<b>701.520</b>	(471.718)	<b>701.520</b>	(471.718)	-	(-)	-	(-)
SRG	41.178	(148.992)	240.576	(58.449)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	41.178	(148.992)	240.576	(58.449)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	660.342	(322.725)	460.945	(413.269)	-	(-)	-	(-)

*Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente*





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) anche a maggio non si sono registrati scambi; la posizione aperta a

fine mese risulta nulla, mentre i prezzi di controllo dei prodotti negoziabili stabili o in aumento.

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*		Negoziations	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2021-05	-	-	24,04	18,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2021-06	-	-	25,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-06	-	-	20,55	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-07	-	-	26,63	31,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-08	-	-	26,54	34,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-09	-	-	25,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	26,30	28,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	26,56	54,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	26,78	47,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	19,42	8,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	20,10	26,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	19,88	10,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	21,13	24,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A maggio tornano in rialzo mensile tutti i riferimenti di greggio e combustibili, che si portano sui livelli più elevati almeno da inizio 2020. Ai massimi da fine 2018, invece, le quotazioni del gas sui principali hub europei

(con lo spread PSV-TTF che torna inferiore a 1 €/MWh) e il prezzo elettrico italiano, che prosegue il suo trend di crescita, allargando il differenziale con le limitrofe borse estere.

A maggio riprendono la loro crescita mensile le quotazioni del Brent e dei suoi derivati, che si portano ai massimi degli ultimi due anni per il greggio a 69,32 \$/bbl (+8% su aprile e +155% sul 2020), e sui valori più alti da inizio 2020 per i suoi derivati, a 543,86 \$/MT il gasolio (+7% e +120%) e a 472,92 \$/MT l'olio combustibile (+3% e +135%).

Accelera la sua crescita anche il carbone, che torna sopra gli 80 \$/MT, per la prima volta da gennaio 2019, attestandosi

a 82,72 \$/MT (+18% e +110%). I mercati futures rivedono al rialzo le quotazioni nel medio periodo, su livelli lievemente inferiori agli attuali per il petrolio e superiori per il carbone e il gasolio.

Il lieve aumento mensile e quello più intenso annuale del tasso di cambio euro/dollaro, a 1,21 €/€ (+1% su aprile e +11% sul 2020) favoriscono un'attenuazione dei rialzi tendenziali osservati sulle quotazioni delle commodities valutate in euro.

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	69,32	8%	155%	66,71	68,04	4%	68,26	5%	68,06	6%	63,74	5%
Olio Combustibile	USD/MT	472,92	3%	135%									
Gasolio	USD/MT	543,86	7%	120%	533,75	556,43	7%	557,85	7%	558,96	7%	550,38	6%
Carbone	USD/MT	82,72	18%	110%	77,65	85,25	15%	84,18	13%			78,93	7%

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	57,13	6%	129%		55,98	-	56,13	-	55,93	-	52,08	-
Olio Combustibile	EUR/MT	389,62	2%	111%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	448,03	6%	98%		457,83	-	458,72	-	459,37	-	449,69	-
Carbone	EUR/MT	68,13	16%	89%		70,12	-	69,20	-		-	64,47	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,21	1%	11%	1,20	1,22	-	1,22	-	1,22	-	1,22	-

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

Fonte: Refinitiv

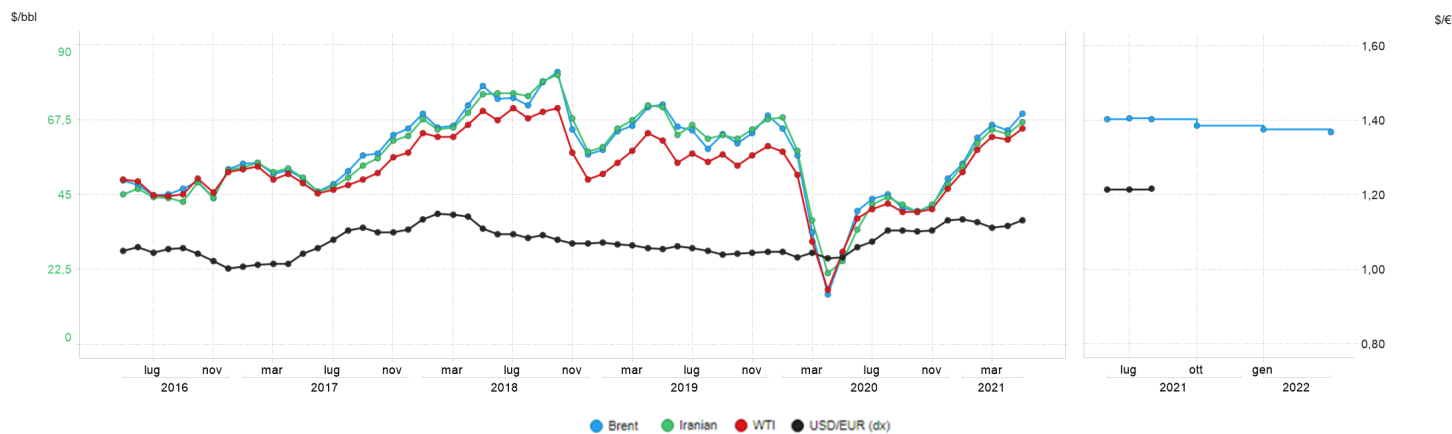


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

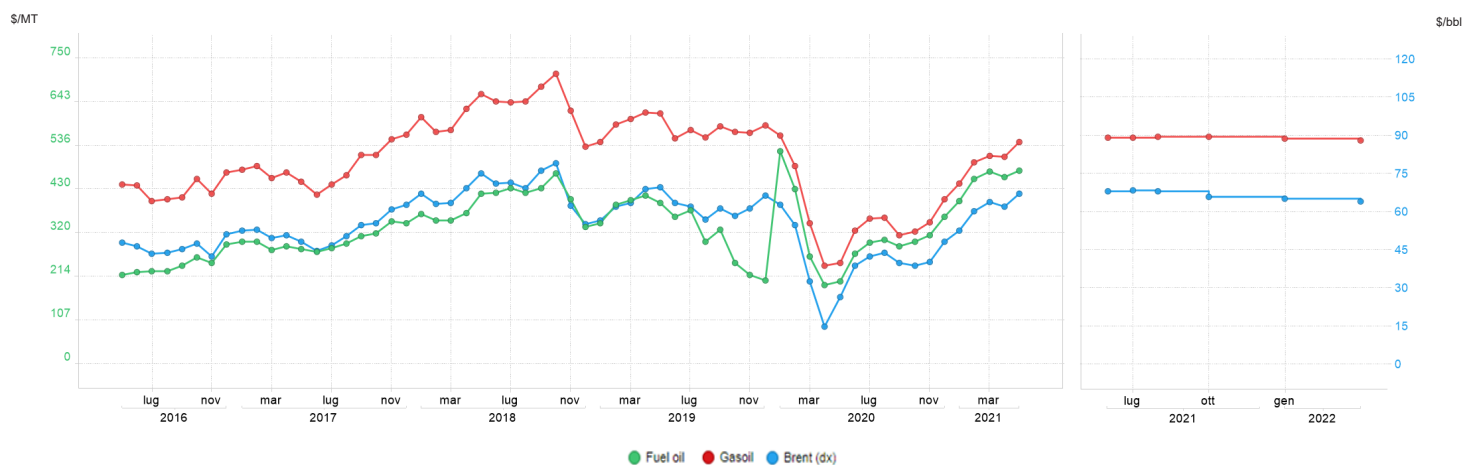
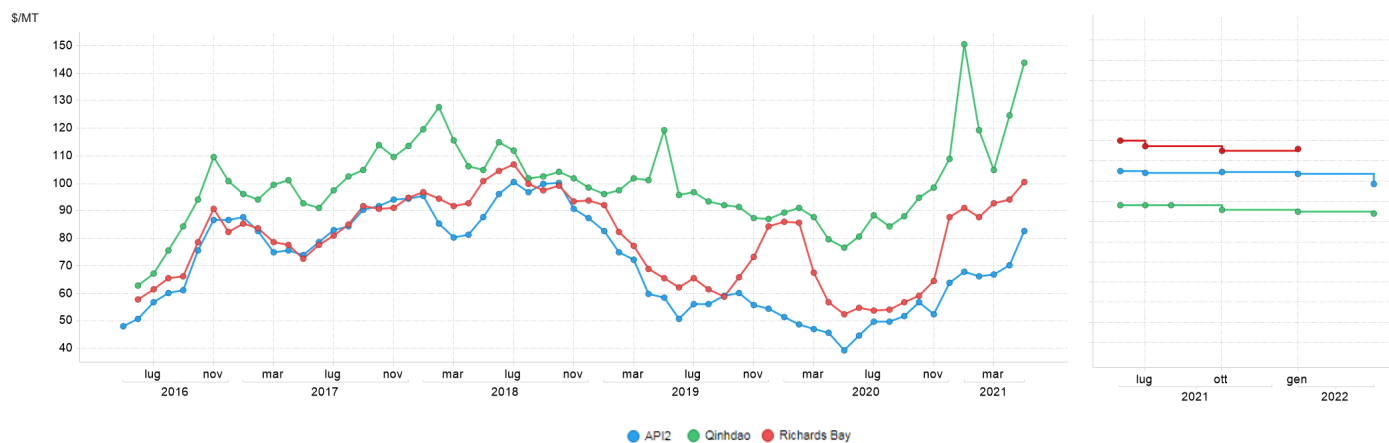


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



Salgono ai massimi da fine 2018 le quotazioni sui principali hub europei del gas, che si allineano a 25/26 €/MWh, registrando tassi di crescita mensile del 16/20% e risultano almeno triplicate rispetto ai minimi del 2020. A livello di valori giornalieri si osservano prezzi massimi fino quasi a 28 €/MWh al PSV e a

27 €/MWh al TTF, con un differenziale tra i due riferimenti che risulta più che dimezzato rispetto ad aprile (0,73 €/MWh, -0,86 €/MWh). I mercati a termine rivedono al rialzo le stime nel breve periodo, su livelli poco inferiori agli attuali, indicando uno spread atteso PSV-TTF ancora inferiore a 1 €/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	25,95	16%	292%	24,13	25,29	20%	25,55	19%	25,20		21,93	14%
TTF	NL	25,22	22%	442%	22,95	24,93	22%	24,88	23%	24,74		21,15	14%
CEGH	AT	25,34	21%	298%	22,99	25,13	20%	25,12	21%	24,90			
NBP	UK	26,06	20%	469%	17,11	17,85	20%	17,29	20%	17,22			



Almeno triplicate rispetto ai minimi del 2020 anche le quotazioni sulle principali borse elettriche europee (+203/+431%), con il Pun italiano che, al terzo rialzo congiunturale consecutivo (+1%), si porta a quasi 70 €/MWh, allargando lo spread con i riferimenti delle borse limitrofe, in riduzione mensile a 55/58 €/MWh (-9/-12%). Stabile la Germania a 53 €/MWh, mentre proseguono in

aumento mensile anche la Spagna (67 €/MWh, +3%) e l'area scandinava (44 €/MWh, +17%). Quotazioni a termine ancora riviste al rialzo, con livelli progressivamente crescenti nei prossimi due mesi (esclusa l'area scandinava), e uno spread atteso nei prossimi mesi ancora elevato tra Italia e Francia e minimo, ma a segni invertiti rispetto all'attuale, tra Germania e 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	69,91	1%	221%	65,23	76,32	19%	81,58	15%	78,06	20%	71,57	12%
FRANCIA	55,28	-12%	272%	56,77	63,06	14%	66,70	17%	61,55		64,61	13%
GERMANIA	53,35	0%	203%	54,63	64,18	15%	67,21	17%	65,23		64,31	11%
AREA SCANDINAVA	44,28	17%	431%	37,60	36,59	22%	33,73	23%	35,33		32,03	16%
SPAGNA	67,12	3%	216%	63,00	76,10	18%	78,66	21%	74,37		63,09	14%
AUSTRIA	54,83	-9%	213%									
SVIZZERA	57,81	-9%	243%									

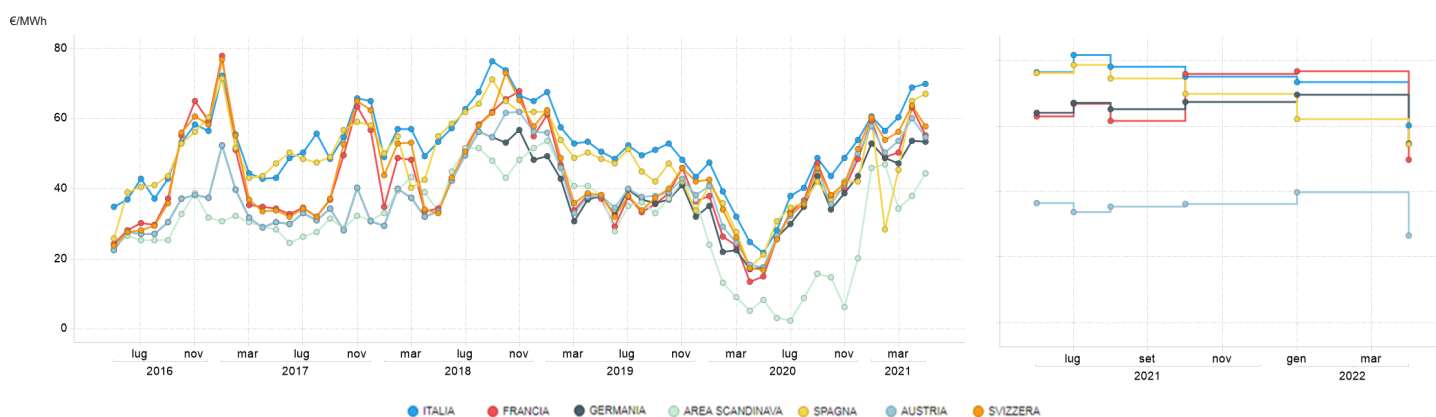
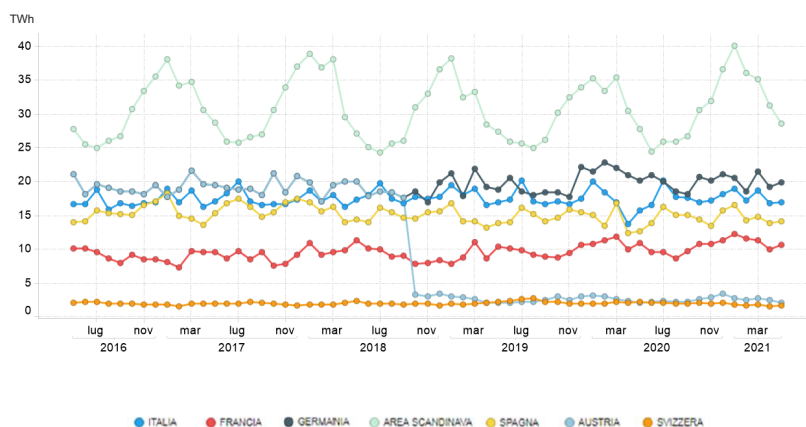


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot\*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,0	-2%	8%
FRANCIA	10,7	4%	-3%
GERMANIA	19,9	0%	-1%
AREA SCANDINAVA	28,6	-11%	3%
SPAGNA	14,2	-1%	12%
AUSTRIA	2,1	-16%	0%
SVIZZERA	1,7	5%	-23%



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

Quanto ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot, in evidenza ancora la significativa crescita annuale in Italia (17,0 TWh, +8%) e in Spagna (14,2 TWh, +12%).

Più debole l'aumento dell'Area Scandinava (28,6 TWh, +3%), mentre risultano stabili o in calo gli scambi sulle altre borse.

N.B.: 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.

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), il prezzo medio rimane stabile a 270 €/tep, confermandosi superiore al prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale (239 €/tep, -3 €/tep). In crescita gli scambi sul mercato (+61%), con la liquidità che diminuisce al 56%, in corrispondenza di una più intensa ripresa delle contrattazioni bilaterali (+86%). Sul mercato organizzato

delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio sale a 0,52 €/MWh, massimo da giugno 2019; in aumento anche le quotazioni bilaterali (0,23 €/MWh). Calano ancora gli scambi sul mercato, a fronte di una netta ripresa delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale.

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a maggio non sono stati registrati scambi.

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

Lo scorso 31 maggio è stato pubblicato il decreto del ministero della Transizione ecologica firmato in data 21 maggio 2021 recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che possono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024 (cd. certificati bianchi)". Il nuovo assetto normativo prevede, tra le altre, per l'anno d'obbligo 2020, una riduzione degli obblighi e lo slittamento della scadenza al 16 luglio 2021.

A maggio, la quotazione media sul mercato organizzato si attesta a 270,06 €/tep, in linea con il mese precedente, mentre il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale scende a 238,92 €/tep (-1,2%), allargando lo spread con il corrispondente valore di mercato a 31,14 €/tep (+2,92 €/tep rispetto ad aprile). La differenza tra i due principali riferimenti risulta pari a 9,96 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori

di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi risulta pari al 92%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di abbinamento osservati sul mercato (266,50-270,60 €/tep) si porta al 14% (-23 p.p. sul mese precedente). I volumi negoziati su MTEE crescono a 298,9 mila tep, in aumento sia rispetto ad aprile (+61,5%) che su base annua (+22,7%), con la liquidità che diminuisce al 56% (-4 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale in significativo aumento (234,5 mila tep, +86% rispetto ad aprile).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 65.034.958 tep, in aumento di 597.175 tep rispetto a fine aprile. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.344.727 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	270,06	-0,0%	266,50	270,60	298.931	+61,5%	80,73	+61,4%	9.269	+85,0%	3,1%	+0,4 p.p.	6	+1
Bilaterali	238,92	-1,2%	0,00	274,19	234.540	+86,4%	56,04	+84,0%						
con prezzo >1	260,10	-3,8%	52,00	274,19	215.442	+91,3%	56,04	+84,0%						
<b>Totale</b>	<b>256,37</b>	<b>-0,9%</b>	<b>0,00</b>	<b>274,19</b>	<b>533.471</b>	<b>+71,5%</b>	<b>136,76</b>	<b>+70,0%</b>						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

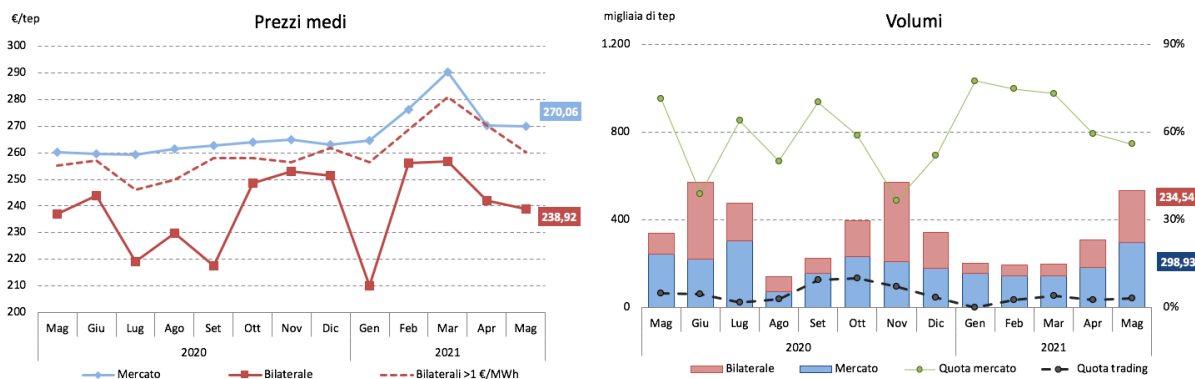


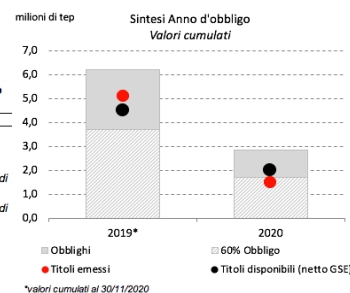
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti top	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** top	Titoli emessi** top	Titoli sul conto GSE** top
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati top	Volumi <=260 €/tep							
24	271,62	1.113.247	134.588		251,83	72.601	250,00	3.344.727	65.034.958	1.352.693

\*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. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.

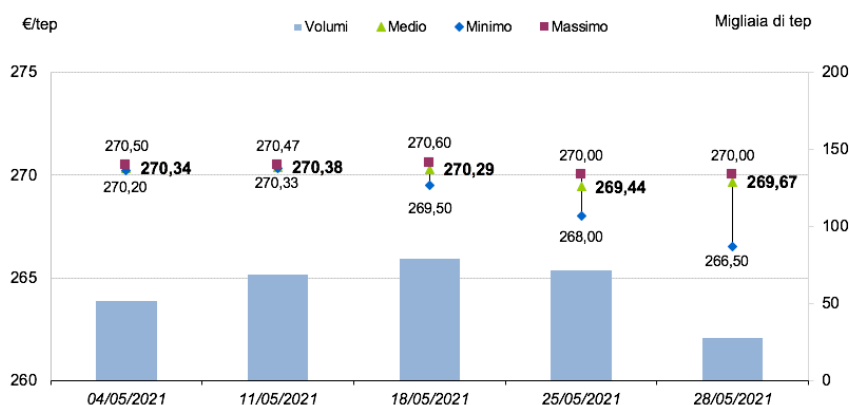


L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni medie pressoché stabili nell'intorno dei 270 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di sessione, sostanzialmente nullo ad inizio mese, che si porta a 3,50 €/

tep nella sessione del 28 maggio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un ulteriore incremento a 59,8 mila tep, con un valore massimo pari a 78,8 mila tep rilevato nella sessione del 18 maggio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di maggio, il secondo di contrattazione delle garanzie di origine riferite alla produzione del 2021, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, cresce a 0,52 €/MWh (+22 c€/MWh), ai massimi da giugno 2019. Cresce anche il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,23 €/MWh, +172%), portando il differenziale con il riferimento di mercato a 0,29 €/MWh. L'analisi per tipologia su MGO mostra una diffusa e omogenea crescita delle

quotazioni, comprese tra 0,51 €/MWh e 0,53 €/MWh, mentre sulla PBGO risultano in forte crescita la tipologia Altro (0,25 €/MWh; +136%) e l'Idroelettrico (0,14 €/MWh; +265%), ed una quotazione massima a 0,44 €/MWh per la categoria Solare. I volumi scambiati sul mercato si attestano a 38,6 mila MWh (-6% rispetto al mese precedente), esigui rispetto ai volumi registrati sulla piattaforma bilaterale che, invece, risultano in significativo aumento rispetto ad aprile (2,69 TWh).

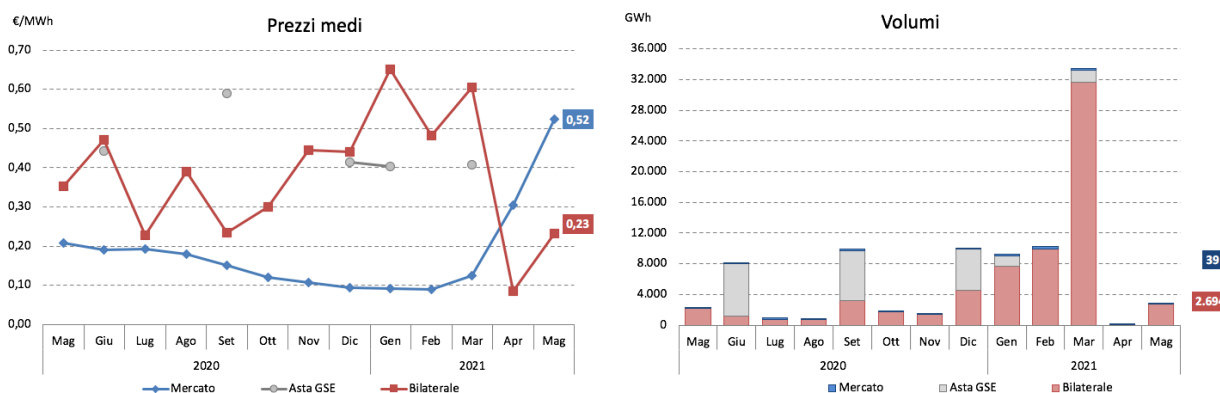
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio	Var. cong.	Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh		€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,52	+72,4%	0,50	0,55	38.616	-6,1%	20.216	+62,0%
Bilaterali	0,23	+171,7%	0,00	1,25	2.693.910	+5836,2%	624.811	+16029,6%
con prezzo >0	0,23	+109,2%	0,04	1,25	2.691.932	+7610,8%	624.811	+16029,6%
<b>Totale</b>	<b>0,24</b>	<b>+24,8%</b>	<b>0,00</b>	<b>1,25</b>	<b>2.732.526</b>	<b>+3059,6%</b>	<b>645.027</b>	<b>+3844,3%</b>

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

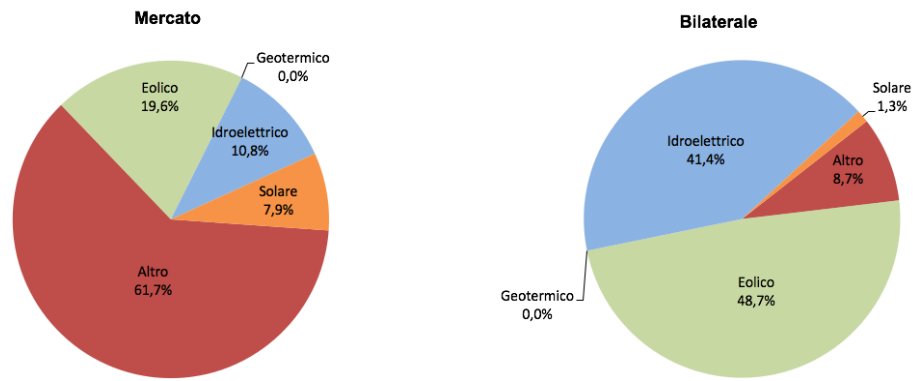


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra, al secondo mese

di contrattazione, la predominanza della tipologia Altro sul mercato (62%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (49%).

Figura 3: GO, struttura degli scambi cumulati per anno di produzione 2021

Fonte: dati GME





# VOLATILITÀ DEI PREZZI SUI MERCATI DEL GAS: DAI MINIMI DEL 2020 AGLI ATTUALI RIALZI

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - (RIE)

(continua dalla prima)

## La prima fase: dall'autunno 2020 a gennaio 2021

A dicembre il PSV era già risalito a 16,3 €/MWh per poi giungere a gennaio vicino ai 20 €/MWh, con punte fino a 27-28 €/MWh, oltre 4 volte i valori del giugno 2020. Simile andamento anche per le altre piazze europee, con il TTF in linea con il PSV a fine 2020 e poi salito a 20,3 €/MWh in gennaio. Due i fattori principali che hanno determinato questa prima fase di aumento: 1) in un contesto di mercato gas sempre più globalizzato, il forte rialzo dei prezzi spot del GNL asiatico, aumentati di oltre 10 volte nel giro di alcuni mesi; 2) una stagione autunno-invernale particolarmente fredda che ha alimentato i consumi con ampio ricorso agli stoccaggi.

Il rally dei prezzi asiatici del GNL spot è stato conseguenza sia di un'accelerazione inattesa della domanda (a gennaio +17% anno su anno in Nord Asia), che di problematiche nella catena di fornitura del GNL che hanno temporaneamente ridotto l'offerta. Contrazione dei carichi a seguito dei bassi prezzi estivi, riduzione dell'output in alcuni Paesi produttori, problemi logistici<sup>1</sup> e rialzo del costo dei noli<sup>2</sup> hanno trasformato un contesto di abbondante oversupply in una contingenza di mercato "corto". Il 13 gennaio, il JMK, principale indicatore di prezzo del mercato spot del GNL asiatico<sup>3</sup>, toccava il record di sempre con 32,50 doll/Mbtu (circa 90 €/MWh). La conseguenza è stata una minor disponibilità di carichi di GNL per l'Europa che ha trascinato al rialzo le quotazioni continentali.

A ciò, come detto, si sono aggiunte temperature rigide in quasi tutto il continente, fattore che ha incrementato i consumi (+6,4% a gennaio 2021 su gennaio 2020 e +11,6% sul mese precedente<sup>4</sup>) e determinato significative erogazioni dagli stoccaggi: il tasso medio di riempimento dei siti europei a fine gennaio 2021 era del 51,5% vs. il 71,1% del 2020.

In particolare, a sostenere la domanda gas nazionale (a gennaio in crescita per il sesto mese consecutivo, segnando +2,8% su gennaio 2020 e +12,8% su dicembre 2020) ha contribuito, nella prima parte di gennaio, anche l'export elettrico verso la Francia. L'insieme di questi elementi ha determinato sul mercato italiano alcune fiammate dei prezzi spot intorno 28 €/MWh. Ma anche quello spagnolo, per esempio, ha conosciuto picchi di prezzo che per alcuni giorni hanno raggiunto i 50 €/MWh (nel Paese non si registravano da decenni temperature così basse).

In febbraio, il mercato europeo è sembrato tornare più tranquillo e si è assistito ad un leggero ripiegamento delle quotazioni sui 17,5-18 €/MWh, livelli comunque nettamente superiori al pari periodo 2020, sostenuti dal permanere di temperature piuttosto basse, dalla diminuzione dell'export

di GNL americano (anche a causa del freddo polare che ha paralizzato la produzione per alcuni giorni), dal calo della produzione del campo olandese di Groningen.

## La seconda fase: aprile-maggio 2021

Una nuova fase di incremento dei prezzi si è registrata nei mesi primaverili, quando le medie mensili del TTF si sono portate prima a 20,4 per poi guadagnare altri 5 €/MWh e chiudere a maggio sui 25,1 €/MWh; mentre quelle del PSV si sono mosse da 21,5 a 25,3 €/MWh. Bisogna risalire al maggio 2013 per riscontrare in questo mese livelli delle quotazioni superiori.

I nuovi aumenti sono riconducibili ad una serie di cause concomitanti: 1) consumi sostenuti, soprattutto se rapportati allo stesso periodo dell'anno precedente; 2) minor disponibilità di offerta sia via gasdotto che tramite GNL; 3) contesto rialzista delle commodity energetiche; 4) forte crescita dei prezzi dei permessi di emissione.

A contribuire alla domanda europea e nazionale sono stati soprattutto tre fattori: una primavera particolarmente fredda che ha dirottato ai consumi per riscaldamento volumi che dovevano essere principalmente destinati alla ricostituzione degli stoccaggi dopo l'inizio della stagione di iniezione (1° aprile); la ripresa dei consumi delle attività produttive a seguito dell'allentamento graduale delle restrizioni legate alla pandemia; una sostenuta richiesta di metano da parte delle centrali termoelettriche.

In Italia i consumi nei primi 5 mesi dell'anno segnano un aumento dell'11,8% rispetto al pari periodo 2020; ma la crescita è stata particolarmente significativa nel mese di aprile, con +43,7% rispetto allo stesso mese del 2020 e nel mese di maggio con +15%; a trainare la domanda soprattutto i prelievi delle reti di distribuzione legati prevalentemente ai consumi per riscaldamento (+52,2% ad aprile e +27,7% a maggio vs i pari mesi 2020), ma anche gli usi industriali e termoelettrici in relazione alla ripresa del ritmo di attività dei settori produttivi. Inoltre ritardi nel riavvio di tre reattori in Francia fermati per manutenzione e un ridotto contributo della produzione eolica, hanno contribuito, soprattutto nel mese di aprile, a sostenere la domanda di gas nella generazione elettrica in diversi Paesi europei. Complessivamente in Europa nel mese indicato si è consumato per la produzione di elettricità il 60% di gas in più rispetto all'aprile 2019 (quindi pre-pandemia). Nel nostro Paese, le centrali elettriche hanno richiesto oltre il 30% di volumi di metano in più rispetto al 2020 e l'11% in più verso il 2019.

A fine maggio il riempimento medio degli stoccaggi europei

(continua)

risultava del 37,6% rispetto al 72,8% del 2020. In Italia i siti Stogit segnavano una minor disponibilità di volumi in giacenza di circa 2 miliardi di mc in confronto al 2020. La necessità di aumentare il tasso di riempimento degli stoccaggi in vista dell'inizio della nuova stagione di erogazione (1° novembre) potrebbe contribuire a sostenere i prezzi durante la prossima stagione estiva, come indicano anche gli attuali valori di mercato dei prodotti a termine: ad inizio giugno il "Q3 2021" quota al TTF oltre 26 €/MWh.

Lato offerta, minori volumi via gasdotto sono giunti dalla Norvegia per lavori di manutenzione sugli impianti di produzione e dalla Russia che, a causa di un blocco non previsto nel transito attraverso la Bielorussia, ha ridotto le esportazioni (-4% nel mese di aprile). Scelta politica ed economica, quella di Mosca, che avrebbe potuto aumentare i flussi dall'Ucraina oltre il livello concordato a fine 2019, accettando però di pagare una tariffa di transito più alta. A maggio si è ridotta, inoltre, per l'Europa anche la disponibilità di GNL spot, come dimostra il tasso di rigassificazione dei principali impianti europei (-18% su aprile e -11% su maggio 2020<sup>5</sup>), a causa di una maggiore convenienza degli esportatori a raggiungere le coste asiatiche, dove i prezzi spot si sono mantenuti mediamente sui 1-1,5 doll./Mbtu più alti di quelli europei. Nel solo mese di maggio le stime indicano per l'Asia un import di quasi 21 Mt<sup>6</sup>, superando il valore record di aprile e per un volume del 10% più alto di quello registrato a maggio 2020. Una maggiore richiesta di GNL per ricostituire le scorte, dopo un inverno rigido e in vista della stagione estiva tradizionalmente high consumption, è provenuta in particolare da Cina (dove la fase di ripresa post-Covid 19 è ormai consolidata), Giappone e India.

L'aumento dei prezzi del gas va anche inquadrato in un contesto di generale aumento delle commodity energetiche: in primis il petrolio che nelle ultime settimane è tornato a salire superando, ad inizio giugno, la soglia dei 70 doll/bbl, dopo la decisione da parte dell'OpecPlus di attenersi al

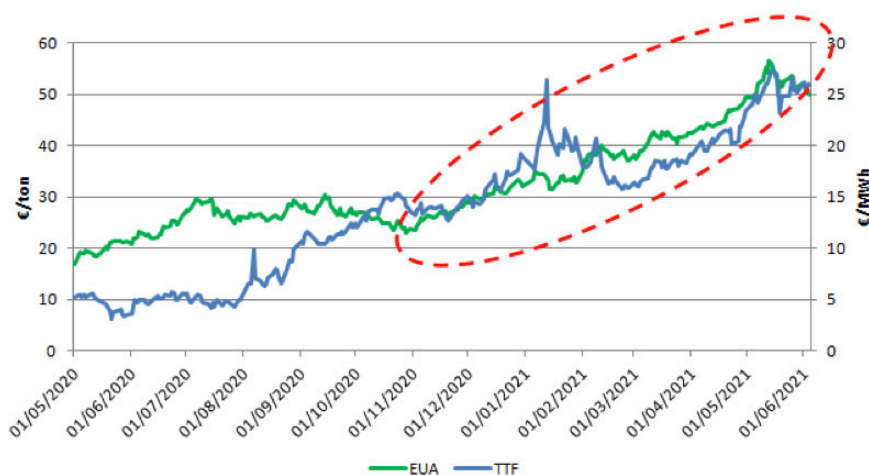
piano progressivo di aumento della produzione stabilito in aprile scorso senza accelerazioni, nonostante i segnali di ripresa della domanda.

Un ulteriore fattore di impatto sui mercati energetici negli ultimi mesi è rappresentato dalle quotazioni record della CO2 (EUA - European Union Allowances), che in una corsa al rialzo senza battute d'arresto, si sono spinte fino a superare quota 56 euro/tonn a metà maggio 2021, dai 15 euro/tonn di marzo 2020. In sintesi, le determinanti del trend di aumento dei prezzi dei permessi di emissione sono da ricercare: nel Market Stability Reserve (MSR), meccanismo di contenimento che mira ad evitare eccessi di liquidità di permessi nel sistema; nel ruolo svolto dalla finanza con un numero di crescente di hedge fund e altri soggetti speculativi attivi sul mercato; nella possibile futura implementazione del meccanismo di carbon border adjustment, tassa sui prodotti ad alta intensità di carbonio importati in Europa; infine, soprattutto, nell'innalzamento degli obiettivi di riduzione delle emissioni da parte dell'UE dal 40% al 55% entro il 2030 (rispetto ai valori del 1990), fattore che imporrà un'ulteriore stretta sul mercato dei permessi esercitando un effetto rialzista anche per i prossimi mesi.

Tra prezzi del gas e prezzi della CO2 si stanno stabilendo correlazioni non sempre di facile lettura e interpretazione. Da un lato, un aumento dei prezzi dei permessi di emissione può determinare un maggior ricorso al gas nelle centrali termoelettriche a scapito del carbone, sostenendo quindi domanda e quotazioni del metano. Dall'altro, se i prezzi del gas naturale, per una serie di diversi fattori, raggiungono livelli tali da rimettere in gioco il carbone in termini di competitività e quindi accrescere il suo impiego nelle centrali, si possono determinare maggiori necessità di permessi di emissione, fattore che contribuisce a mantenere elevate le loro quotazioni. In ogni caso, il grafico (fig. n. 2) mostra come negli ultimi mesi i prezzi del gas naturale (TTF spot) e quelli dei permessi si sono mossi seguendo dinamiche simili.

Fig. 2 - Andamento prezzi permessi di emissione e prezzi gas spot al TTF

Fonte: elaborazioni Rie su dati EEX e Platts



(continua)

Si osserva, infine, che negli ultimi mesi lo storico spread tra PSV e TTF di 1,5-2 €/MWh si è andato molto assottigliando (vd. fig. n. 1): la media del 2021 è di 0,4 €/MWh. Ciò può essere riconducibile a diverse cause, tra cui: una maggior liquidità del mercato italiano grazie anche agli apporti della nuova fonte di disponibilità del gas azero tramite il gasdotto TAP, che ha cominciato ad iniettare volumi nel sistema a partire da fine 2020; un maggior impatto delle dinamiche internazionali del GNL spot sui mercati nord europei rispetto a quello nazionale.

### Alcune considerazioni conclusive

I movimenti delle quotazioni sui mercati all'ingrosso si ripercuotono abbastanza rapidamente sui mercati al consumo finale. In Italia, riguardo i prezzi finali tutelati, dopo l'aumento registrato nel secondo trimestre 2021 (+3,9% il prezzo finale lordo imposte), il prossimo aggiornamento di ARERA per il terzo trimestre dovrebbe determinare un incremento della componente energia (c.d. "Pfor") di quasi il 50% (+8,8 c€/mc circa).

Inoltre, l'aumento delle quotazioni del metano ha impattato notevolmente sui prezzi elettrici che, con il contributo di altri

fattori, quali il rialzo dei prezzi di emissione, la ripresa della domanda e la riduzione delle importazioni, hanno spinto il PUN negli ultimi mesi a 70 €/MWh e oltre dai 54 di dicembre 2020. Anche qui con conseguenze sui prezzi al consumo che si manifesteranno nel prossimo trimestre estivo.

Il superamento del sistema di prezzi del metano ancorato alle quotazioni del petrolio con medie mobili, avvenuto ormai da diversi anni a favore di un pricing prevalentemente legato agli equilibri domanda/offerta specifici del mercato gas, ha consentito ai consumatori di beneficiare di lunghi periodi di prezzi relativamente bassi e inferiori a quelli che avrebbero dovuto sostenere con valori legati ai prezzi petroliferi. Inevitabilmente, la correlazione con i prezzi agli hubs può però esporre a sensibili oscillazioni delle quotazioni per situazioni congiunturali, con profondi ribassi, o inattesi rialzi anche nell'ambito di fasi in cui i fondamentali di mercato sembrano non spiegare interamente queste variazioni.

E dato lo stretto legame dei prezzi del metano con quelli dell'elettricità vi è il rischio che la volatilità dei segnali di prezzo che si generano sui mercati spot mal si concili con le enormi esigenze di investimento dei processi di decarbonizzazione.

<sup>1</sup> Dalla fine di ottobre si registrano ritardi di oltre una settimana nell'attraversamento del Canale di Panama, ascrivibili in parte alle operazioni di sicurezza per la prevenzione della diffusione del coronavirus.

<sup>2</sup> Problemi nel Canale di Panama, scarsa disponibilità dei carichi spot e i porti del Nord Asia ghiacciati hanno contribuito al rialzo dei prezzi dei costi di nolo che sono schizzati fino a livelli record 350.000 doll. al giorno, il costo più alto mai registrato da navi di trasporto delle commodities.

<sup>3</sup> Platts JKM™ LNG è un benchmark per gli scambi spot. Punto di riferimento negli accordi spot e nei contratti di breve, medio e lungo termine scambiati nel Nord dell'Asia e a livello globale. JKM™ riflette il valore di mercato dei carichi consegnati via nave in Giappone, Sud Corea, Cina e Taiwan.

<sup>4</sup> Fonte Eurostat

<sup>5</sup> Platts, European Gas Daily, European LNG regas rates fall 18% on the month in May, early June picks up in pace, 04/06/2021

<sup>6</sup> Russel C., Asia's LNG imports stay robust, justifying strong spot price, Reuters, 25/05/2021

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 25 maggio 2021 218/2021/R/eel**  
 | “Disposizioni per l’attuazione del coupling  
 unico del mercato elettrico infragiornaliero”  
 | pubblicata il 25 maggio 2021 | Download  
<https://www.arera.it/it/docs/21/218-21.htm>

Con la delibera 218/2021/R/eel, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha reso al Ministero della Transizione Ecologica (MITE) il proprio parere favorevole relativamente alle proposte di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME), predisposte dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) per l’integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-Day Coupling europeo (SIDC) e per l’avvio del progetto Cross Border Intraday (XBID), in attuazione di quanto disposto dal Regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM) e dalla deliberazione 350/2019/R/eel<sup>1</sup>.

Con la citata delibera 218/2021/R/eel, l’ARERA ha altresì approvato le conseguenti modifiche al Codice di Rete di Terna (CdR) nonché le disposizioni di cui all’Allegato A alla deliberazione 111/06 al fine di disciplinare gli aspetti relativi al nuovo assetto del mercato infra giornaliero italiano (MI) e alle nuove modalità di coordinamento tra il MI ed il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

Al riguardo, si segnala che le disposizioni di cui al provvedimento in oggetto avranno effetto a decorrere dalla data di adesione dei confini italiani al coupling infragiornaliero europeo, come stabilita dai NEMO e i TSO partecipanti al progetto XBID.

## GAS

**Deliberazione 11 maggio 2021 190/2021/R/GAS**  
 | “Disposizioni in materia di definizione dei prezzi di riserva  
 per il conferimento della capacità di rigassificazione  
 e approvazione della proposta di modifica del codice  
 di rigassificazione e dei corrispettivi per i servizi di  
 flessibilità dalla società OLT Offshore LNG Toscana  
 S.p.A.” | pubblicata il 17 maggio 2021 | Download  
<https://www.arera.it/it/docs/21/190-21.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 190/2021/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha aggiornato i parametri per la definizione del prezzo di riserva per le procedure di

conferimento delle capacità di rigassificazione annuali e pluriennali, di cui all’articolo 7 dell’Allegato A alla deliberazione n. 660/2017/R/GAS (c.d. TIRG<sup>2</sup>), ed ha inoltre approvato la proposta di modifica del Codice di Rigassificazione della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (nel seguito: OLT)<sup>3</sup>. In particolare, la versione aggiornata del Codice di Rigassificazione di OLT approvata da ARERA prevede il recepimento di alcune disposizioni contenute nella precedente deliberazione n. 576/2020/R/GAS, nonché l’introduzione dei c.d. “servizi di flessibilità” di cui all’articolo 12 TIRG<sup>4</sup>.

Nella deliberazione in oggetto, l’Autorità ha altresì approvato la proposta di corrispettivi per i “servizi di flessibilità” comunicata da OLT, ed ha apportato talune modifiche al TIRG prevedendo, inter alia, che le imprese di rigassificazione possano avvalersi del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. anche per la gestione delle procedure di conferimento relative al servizio di “small scale”.

## AMBIENTALE

**Decreto 21 maggio 2021** | “Determinazione degli obiettivi  
 quantitativi nazionali di risparmio energetico che  
 possono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione  
 dell’energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024  
 (cd. certificati bianchi).” | pubblicato in G.U. il 31  
 maggio 2021 | Download <https://www.gazzettaufficiale.it/>

Si segnala che il Ministero per la Transizione Ecologica (MITE) ha approvato il Decreto 21 maggio 2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 31 maggio u.s., recante, inter alia, la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2021-2024 che devono essere realizzati dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi (nel seguito: Titoli di Efficienza Energetica o TEE).

In particolare, con riferimento al quadriennio 2021-2024, gli obiettivi per i distributori di energia elettrica sono fissati a:

- 0,45 milioni di TEE entro la fine del 2021;
- 0,75 milioni di TEE entro la fine del 2022;
- 1,05 milioni di TEE entro la fine del 2023;
- 1,08 milioni di TEE entro la fine del 2024;

mentre gli obiettivi per i distributori di gas naturale sono fissati a:

- 0,55 milioni di TEE, entro la fine del 2021;
- 0,93 milioni di TEE, entro la fine del 2022;
- 1,30 milioni di TEE, entro la fine del 2023;
- 1,34 milioni di TEE, entro la fine del 2024.

Si rende noto altresì che con il Decreto in oggetto, il MITE ha ridotto gli obblighi di risparmio energetico per il corrente anno d’obbligo 2020 - fissandoli rispettivamente pari a 1,27 milioni di TEE per i distributori di energia elettrica e a 1,57 milioni di TEE per i distributori di gas naturale – posticipando contestualmente la scadenza per l’assolvimento al 16 luglio

2021, in luogo della data del 31 maggio u.s. precedentemente prevista.

## ENERGETICO/AMBIENTALE

**Deliberazione 04 maggio 2021 177/2021/R/com | “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l’anno 2020 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all’ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata il 07 maggio 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/177-21.htm>**

Con la deliberazione 177/2021/R/COM l’Autorità ha approvato taluni costi sostenuti dal GME per l’anno 2020 rendicontati secondo le modalità e le tempistiche disciplinate dalla deliberazione 547/2020/R/COM<sup>5</sup>.

Nello specifico trattasi di costi riguardanti le seguenti attività:

- l’acquisizione, l’organizzazione, l’archiviazione e la condivisione dei dati, nonché l’elaborazione e l’analisi di indici di mercato, funzionali al monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica, svolto dal GME ai sensi della delibera ARG/elt 115/08 (TIMM);
- le attività funzionali all’esercizio del monitoraggio dei mercati all’ingrosso del gas naturale, effettuate dal GME ai sensi dell’Allegato A alla deliberazione 631/2018/R/GAS (TIMMIG);
- l’organizzazione e la gestione della piattaforma dei conti energia a termine (PCE);
- l’istituzione e la gestione del coupling unico infragiornaliero;
- la gestione del M-GO e della PB-GO per le contrattazioni delle Garanzie d’Origine (GO) tramite, rispettivamente, mercato organizzato e scambi bilaterali;
- la gestione del MTEE e del Registro TEE per le contrattazioni dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) tramite, rispettivamente, mercato organizzato e scambi bilaterali.

<sup>1</sup> Con la deliberazione 350/2019/R/eel l’Autorità ha fornito istruzioni a Terna e al GME funzionali all’attuazione delle misure necessarie per l’adesione al mercato infragiornaliero europeo in contrattazione continua (i.e. progetto XBID), nonché per il coordinamento tra il mercato infra giornaliero italiano (MI) ed il mercato per i servizi di dispacciamento (MSD).

<sup>2</sup> “Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto”.

<sup>3</sup> Cfr. Newsletter n. 146 marzo 2021

<sup>4</sup> Cfr. Newsletter n. 144 gennaio 2021.

<sup>5</sup> Con la delibera 547/2020/R/COM l’Autorità ha razionalizzato le modalità e le tempistiche di rendicontazione dei costi sostenuti dal GME, senza tuttavia modificare le relative modalità di copertura.

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.