

**APPROFONDIMENTI**

# LA REGOLAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE PER L'IDROGENO: PRIME INDICAZIONI

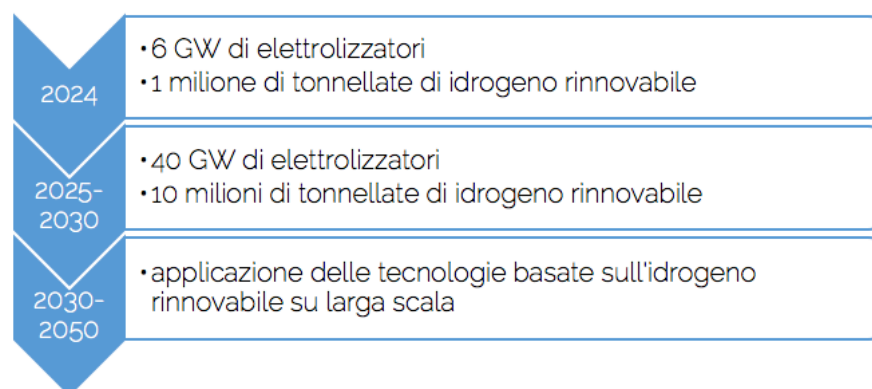
*Claudia Checchi, Giuseppe Maggiulli (REF-E)*

L'8 luglio 2020 la Commissione Europea ha pubblicato l'Hydrogen Strategy for a Climate-neutral Europe<sup>1</sup>, un documento programmatico che, seppur ancora privo di valore legale, illustra una prima roadmap di azioni finalizzate allo stimolo della produzione e della domanda di idrogeno pulito generato da fonti rinnovabili. Nel delineare i punti cardine della strategia (stimolo della domanda nei settori d'uso finale, potenziamento della produzione, promozione della ricerca e dell'innovazione di tecnologie hydrogen-based e promozione della cooperazione con i paesi confinanti al fine di promuovere la transizione verso un'energia pulita), la Commissione Europea ha evidenziato la necessità di realizzare un'infrastruttura per il trasporto dell'idrogeno, indispensabile per collegare la domanda e l'offerta. Il fabbisogno di nuove reti, almeno in un primo periodo, resterà comunque contenuto considerando che la domanda

dell'idrogeno potrà essere "soddisfatta dalla produzione in loco, realizzata in agglomerati industriali sfruttando quei collegamenti già esistenti" (Art.2 Eu Hydrogen Strategy). La tabella di marcia delineata dall'Unione Europea (Figura 1) prevede infatti una diffusione graduale dell'idrogeno. Nella prima fase, dal 2020 al 2024, l'obiettivo strategico è installare nell'UE almeno 6 GW di elettrolizzatori e produrre fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. Nella seconda fase, tra il 2025 e il 2030, l'obiettivo è quello di arrivare ad una capacità installata di almeno 40 GW di elettrolizzatori e produrre fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile. Nella terza fase, a partire del 2030 e con l'orizzonte temporale del 2050, le tecnologie basate sull'idrogeno rinnovabile dovrebbero raggiungere la maturità e trovare applicazione su larga scala per raggiungere tutti quei settori difficili da decarbonizzare.

Figura 1. La tabella di marcia della Hydrogen Strategy

Fonte: Hydrogen Strategy



continua a pagina 25

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ FEBBRAIO 2020

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

### APPROFONDIMENTI

*La regolazione delle infrastrutture per l'idrogeno: prime indicazioni*  
 Claudia Checchi, Giuseppe Maggiulli  
 (REF-E)

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio il Pun, pari a 56,57 €/MWh, torna in riduzione mensile dopo tre rialzi, registrando una decisa crescita su febbraio 2020 (-6,8% su gennaio e +43,9% sull'anno). Tali dinamiche riflettono prevalentemente l'andamento dei costi del gas e interessano anche tutti i prezzi di vendita, attestati sui 54/58 €/MWh. Restano in calo sul 2020 i volumi

complessivamente contrattati nel MGP (22,7 TWh, -2,2%), con la liquidità del mercato al 75,9%. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Marzo 2020 chiude il periodo di contrattazione a 53,65 €/MWh (-4,2%). Restano ai minimi da oltre undici anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Dopo un trimestre di rialzi, a febbraio il Pun, pari a 56,57 €/MWh, ripiega dall'elevato livello raggiunto a gennaio, ma prosegue e accentua il rialzo annuale (-4,14 €/MWh, -6,8%, su gennaio e +17,27 €/MWh, +43,9%, sul 2020). Su entrambe le dinamiche incidono le quotazioni del gas che, alla prima flessione mensile da luglio, segnano ancora un deciso rialzo annuale (rispettivamente -2,15 €/MWh e +7,65

€/MWh), in un contesto caratterizzato anche da una riduzione dell'offerta eolica e da una crescita dell'import sulla frontiera settentrionale (su base mensile) e da un calo degli acquisti (su base annuale). L'analisi per gruppi di ore mostra una crescita più intensa nelle ore a maggior carico (+22,97 €/MWh, +51,7%), per un rapporto picco/baseload a 1,19 (+0,06) (Grafico 1 e Tabella 1).

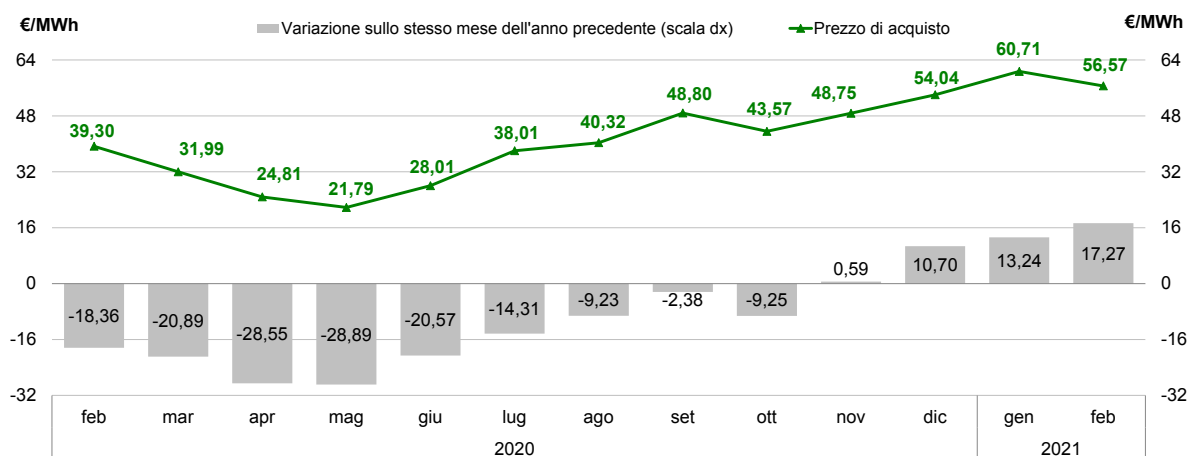
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>56,57</b>	39,30	+17,27	+43,9%	<b>25.585</b>	-3,4%	<b>33.718</b>	-2,2%	<b>75,9%</b>	76,8%
<i>Picco</i>	67,44	44,47	+22,97	+51,7%	31.101	-2,4%	41.269	-1,5%	75,4%	76,1%
<i>Fuori picco</i>	50,54	36,58	+13,95	+38,1%	22.521	-4,8%	29.523	-3,4%	76,3%	77,4%
<i>Minimo orario</i>	10,00	10,51			15.205		21.408		69,1%	70,2%
<i>Massimo orario</i>	108,57	65,93			34.876		45.791		82,2%	83,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



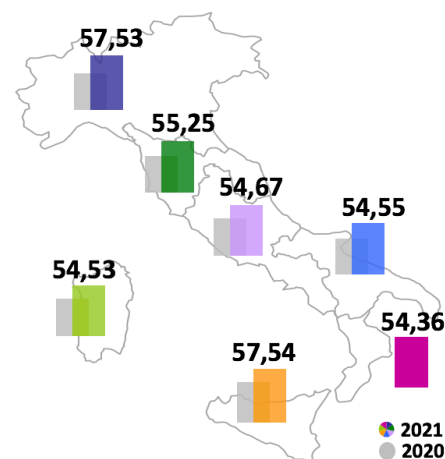
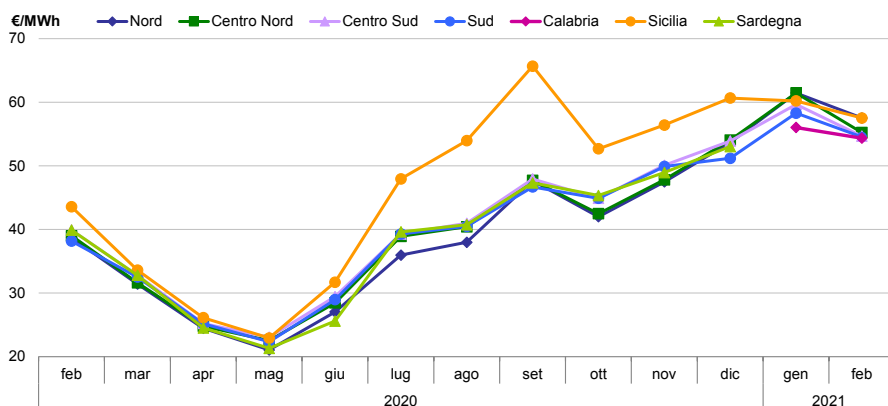
## I PREZZI ZONALI

In tale contesto i prezzi di vendita convergono a 54/55 €/MWh nelle zone centrali e meridionali (-3/-6 €/MWh sul mese e +15/+16 €/MWh sul 2020), mentre più alti risultano il prezzo della Sicilia, a 57,54 €/MWh (-3 €/MWh e +14 €/

MWh) e del Nord, a 57,53 €/MWh (-4 €/MWh e +19 €/MWh), quest'ultimo impattato nella seconda settimana del mese dalle tensioni registrate sui limitrofi mercati esteri e da concomitanti restringimenti sul transito in import dal Centro Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Resta in calo annuale l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 22,7 TWh (-2,2% sul 2020). La flessione interessa i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,2 TWh (-3,4%), tra cui risultano in controtendenza e in aumento, lato domanda, gli acquisti degli operatori non istituzionali e, lato offerta,

l'import. Primo segno positivo da novembre 2019, invece, per le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,5 TWh (+1,8%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato si attesta così al 75,9%, in calo di 0,9 punti percentuali sul 2020 e di 0,4 p.p. su gennaio (Grafico 3).

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

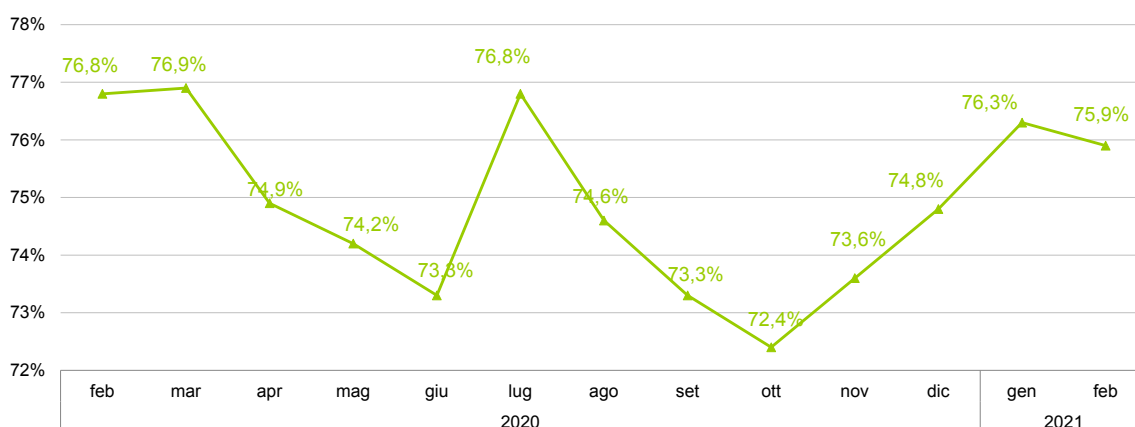
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.193.279</b>	<b>-3,4%</b>	<b>75,9%</b>
Operatori	10.723.536	-4,5%	47,3%
GSE	1.838.987	-9,8%	8,1%
Zone estere	4.630.756	+2,3%	20,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.465.054</b>	<b>+1,8%</b>	<b>24,1%</b>
Zone estere	86.014	-52,2%	0,4%
Zone nazionali	5.379.040	+3,7%	23,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>22.658.333</b>	<b>-2,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.508.679</b>	<b>-10,0%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>39.167.012</b>	<b>-5,6%</b>	

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

	MWh	Variazione
<b>Borsa</b>	<b>17.193.279</b>	<b>-3,4%</b>
Acquirente Unico	3.555.469	-5,3%
Altri operatori	9.912.502	+7,2%
Pompaggi	7.412	-19,3%
Zone estere	240.009	-68,4%
Saldo programmi PCE	3.477.887	-13,7%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.465.054</b>	<b>+1,8%</b>
Zone estere	-	-
Zone nazionali AU	-	-
Zone nazionali altri operatori	8.942.941	-4,9%
Saldo programmi PCE	-3.477.887	
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>22.658.333</b>	<b>-2,2%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>613.313</b>	<b>-5,8%</b>
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>23.271.646</b>	<b>-2,3%</b>

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Stabili su base annua gli acquisti nazionali, pari a 22,4 TWh (+0,1%), in virtù di aumenti locali registrati al Nord (+1,6%) e al Centro Sud (+10,8%) compensati da riduzioni nelle altre zone, in particolare al Centro Nord (-20,1%) e al Sud (-26,2%). Molto bassi, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,2 TWh (-68,4%), in riduzione sulla frontiera greca, montenegrina e slovena (Tabella 4).

Lato offerta, le vendite nazionali scendono a 17,9 TWh (-2,8%), risultando quasi dimezzate al Sud (-44,5%) e con

riduzioni del 15/16% al Centro Nord e in Sicilia. Più debole la flessione al Nord (-1,0%), in controtendenza Centro Sud e Sardegna (+13% circa). Modesta variazione per le importazioni di energia dall'estero, pari a 4,7 TWh (+0,2% sul 2020), che vedono forti riduzioni sulla frontiera francese e svizzera, per effetto anche del maggior allineamento dei prezzi sulle frontiere, compensate da maggiori flussi in entrata da Slovenia, Grecia e Montenegro (Tabella 4, Tabella 6, Figura 1).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.801.514	27.978	-2,4%	9.271.700	13.797	-1,0%	12.893.948	19.187	+1,6%
Centro Nord	1.431.994	2.131	-23,7%	1.222.772	1.820	-14,9%	1.879.547	2.797	-20,1%
Centro Sud	4.532.944	6.745	-0,9%	2.224.510	3.310	+12,8%	3.925.471	5.841	+10,8%
Sud	3.661.171	5.448	-48,7%	2.212.674	3.293	-44,5%	1.345.924	2.003	-26,2%
Calabria	2.446.054	3.640	-	1.362.807	2.028	-	451.238	671	-
Sicilia	2.155.030	3.207	-10,5%	779.046	1.159	-15,8%	1.266.107	1.884	-4,0%
Sardegna	1.310.200	1.950	-10,9%	868.054	1.292	+12,6%	656.089	976	-2,5%
<b>Totale nazionale</b>	<b>34.338.907</b>	<b>51.100</b>	<b>-6,5%</b>	<b>17.941.562</b>	<b>26.699</b>	<b>-2,8%</b>	<b>22.418.324</b>	<b>33.361</b>	<b>+0,1%</b>
Esteri	4.828.105	7.185	+1,0%	4.716.770	7.019	+0,2%	240.009	357	-68,4%
<b>Sistema Italia</b>	<b>39.167.012</b>	<b>58.284</b>	<b>-5,6%</b>	<b>22.658.333</b>	<b>33.718</b>	<b>-2,2%</b>	<b>22.658.333</b>	<b>33.718</b>	<b>-2,2%</b>

## LE FONTI

In termini di fonti, anche questo mese, il calo delle vendite nazionali risulta assorbito dalle fonti tradizionali, che si attestano su uno dei livelli più bassi per il mese di febbraio (16,2 GWh medi orari, -1,0 GWh sul 2020). La riduzione, diffusa a livello zonale, interessa in particolare gli impianti a gas, la cui quota sul totale scende al 49,3% (-4,5 p.p. sul 2020); viceversa le vendite a carbone, al secondo rialzo annuale dopo

mesi di flessioni, risultano più che raddoppiate (in evidenza la Sardegna), a fronte di costi di emissione ai massimi di quasi 38 € (+14 €). In lieve aumento le vendite da fonti rinnovabili (oltre 10,3 GWh medi orari, +1,2%), trainato dalla crescita dell'idrico (+22,9%, -4 p.p. di quota su totale) e del solare e parzialmente contenuto dal forte calo dell'eolico (-27,9%, -3 p.p. di quota su totale), in particolare al Sud (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>9.492</b>	<b>-4,3%</b>	<b>590</b>	<b>-34,9%</b>	<b>1.536</b>	<b>-5,9%</b>	<b>1.685</b>	<b>-48,7%</b>	<b>1.491</b>	-	<b>577</b>	<b>-22,9%</b>	<b>815</b>	<b>+17,8%</b>	<b>16.187</b>	<b>- 5,8%</b>
Gas	8.305	-6,1%	534	-34,6%	865	-18,4%	1.372	-51,5%	1.360	-	484	-23,4%	250	-58,3%	13.171	-10,9%
Carbone	221	+92,2%	-	-	434	+35,1%	177	-0,7%	0	-	-	-	508	+1273,9%	1.340	+105,6%
Altre	966	+1,5%	56	-38,0%	236	-5,7%	135	-50,8%	131	-	93	-20,4%	58	+4,6%	1.676	-3,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>4.184</b>	<b>+5,7%</b>	<b>1.229</b>	<b>-0,2%</b>	<b>1.728</b>	<b>+32,8%</b>	<b>1.608</b>	<b>-39,2%</b>	<b>537</b>	-	<b>582</b>	<b>-7,3%</b>	<b>476</b>	<b>+4,6%</b>	<b>10.345</b>	<b>+1,2%</b>
Idraulica	2.747	+4,1%	363	+13,4%	1.018	+126,1%	430	-6,8%	212	-	113	-11,5%	129	+57,1%	5.010	+22,9%
Geotermica	-	-	639	-3,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	639	-3,5%
Eolica	10	-19,2%	32	+3,4%	416	-29,9%	912	-49,4%	267	-	376	-7,8%	255	-14,5%	2.268	-27,9%
Solare e altre	1.428	+9,2%	195	-10,5%	295	+14,2%	265	-30,0%	58	-	94	+0,2%	92	+23,8%	2.427	+4,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>121</b>	<b>+71,0%</b>	-	-	<b>46</b>	<b>+5075,5%</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>167</b>	<b>+133,3%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.797</b>	<b>-1,0%</b>	<b>1.820</b>	<b>-14,9%</b>	<b>3.310</b>	<b>+12,8%</b>	<b>3.293</b>	<b>-44,5%</b>	<b>2.028</b>	-	<b>1.159</b>	<b>-15,8%</b>	<b>1.292</b>	<b>+12,6%</b>	<b>26.699</b>	<b>-2,8%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

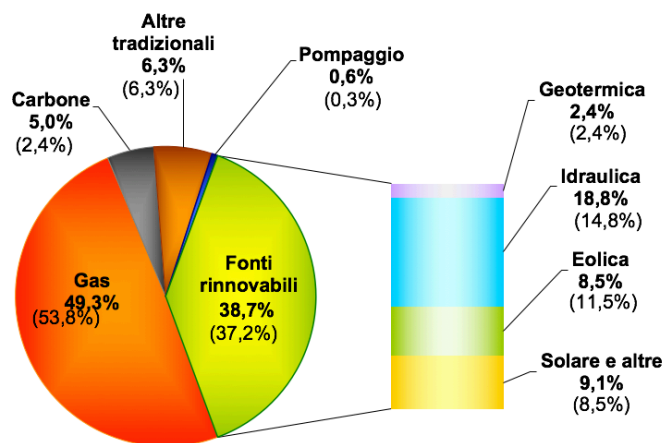
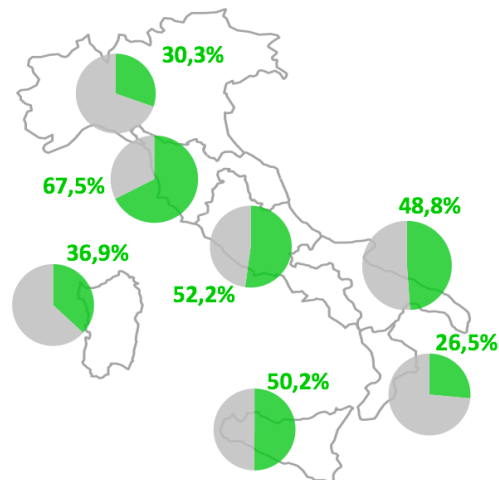


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

## LE FRONTIERE ESTERE

A febbraio l'import netto dell'Italia si attesta a 4,5 TWh (+12,7% sul 2020). L'analisi dei flussi per frontiera mostra che una crescita dell'energia importata concentrata sulla Slovenia, sul Montenegro e sulla Grecia, verso le quali lo scorso anno l'Italia esportava, e una riduzione dei volumi provenienti da Francia e Svizzera. In particolare, tale riduzione, alimentata anche da una riduzione della NTC

sulla frontiera francese soprattutto nell'ultima parte del mese, risulta particolarmente accentuata nella seconda settimana di febbraio quando, in corrispondenza di tensioni sui mercati limitrofi, il riferimento del Nord è risultato più frequentemente allineato o inferiore alle quotazioni francesi e svizzere (rispettivamente nel 74% delle ore e in oltre il 50%). (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

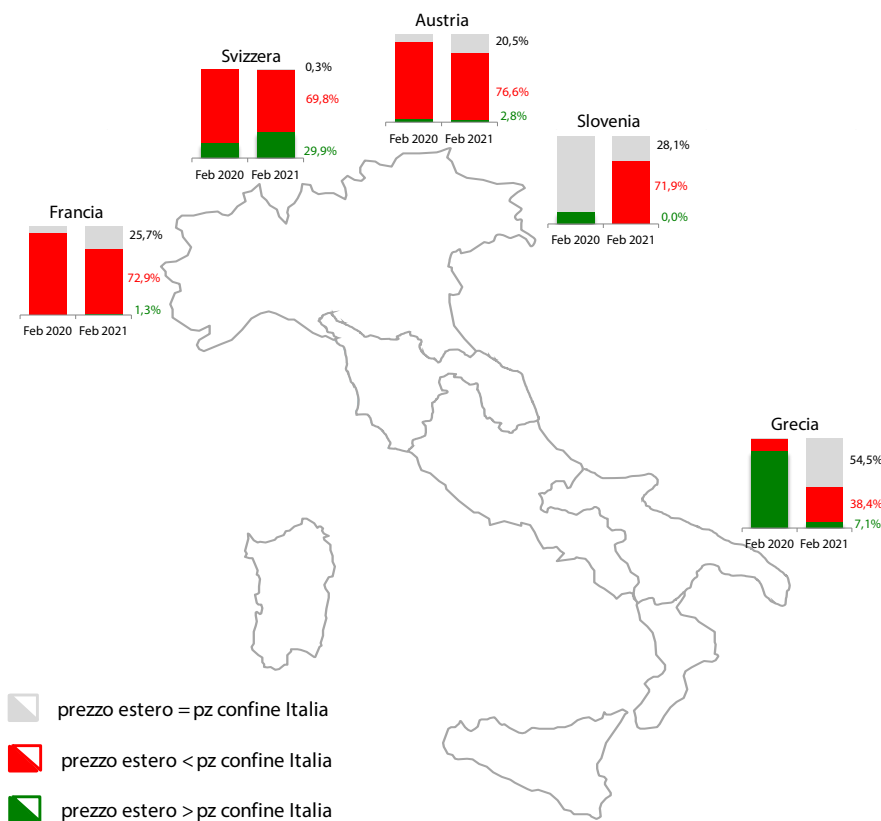
Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MWh medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MWh medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia	1.540.238 (2.109.871)	96,7% (100,0%)	3,3% (-)	- (-)	74,4% (94,1%)	- (-)	2.712 (3.081)	1.556.043 (2.109.871)	1.525.803 (2.040.967)	1.111 (1.164)	15.805 (-)	15.805 (-)
Italia - Svizzera	1.982.942 (2.402.933)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	4.108 (4.140)	2.035.922 (2.425.988)	n/a (n/a)	3.379 (3.235)	52.980 (23.055)	n/a (n/a)
Italia - Austria	162.048 (166.839)	90,6% (92,1%)	4,2% (5,6%)	5,2% (2,3%)	86,2% (89,8%)	3,9% (5,0%)	273 (300)	164.662 (190.825)	164.662 (190.825)	115 (119)	2.614 (3.986)	2.614 (3.986)
Italia - Slovenia	404.250 (-128.325)	97,9% (29,0%)	1,0% (68,4%)	1,1% (2,6%)	79,5% (0,3%)	- (13,8%)	671 (681)	405.384 (53.041)	405.384 (53.041)	669 (669)	1.134 (181.366)	1.134 (181.366)
Italia - Montenegro	358.583 (-100.079)	98,4% (31,5%)	0,6% (68,4%)	1,0% (0,1%)	47,0% (-)	- (1,0%)	595 (661)	368.336 (78.029)	n/a (n/a)	541 (609)	9.753 (178.108)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	129.562 (-297.082)	71,1% (-)	28,3% (100,0%)	0,6% (-)	- (-)	- (-)	522 (576)	186.424 (16.479)	170.354 (-)	546 (525)	56.862 (313.561)	56.862 (-)
Italia - Malta	-35.556 (-)	- (-)	76,2% (-)	23,8% (100,0%)	- (-)	0,8% (-)	225 (225)	0 (-)	n/a (n/a)	225 (225)	35.556 (-)	n/a (n/a)
<b>TOTALE*</b>	<b>4.542.066</b> (4.174.157)							<b>4.716.770</b> (4.874.234)	<b>2.266.203</b> (2.284.833)		<b>174.704</b> (700.076)	<b>76.415</b> (185.352)

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



\*Il differenziale è calcolato con i paesi per i quali è disponibile la quotazione.

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Analogamente a quanto osservato per il Pun, il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 56,93 €/MWh, si riduce rispetto al massimo di gennaio, pur allargando la sua differenza rispetto al 2020 (-3,07 €/MWh, -5,1% su gennaio e +17,79 €/MWh, +45,5% sul 2020). Torna positivo il differenziale con il Pun (+0,35 €/MWh, +0,52 €/MWh su un anno fa) (Grafico 9). Dinamiche simili per i prezzi nelle singole sessioni, compresi tra circa 57 €/MWh di MI1, MI2 e MI7 e oltre 63 €/MWh di MI6 (+43/+48% sul 2020). Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore

mostra prezzi allineati su MI1, inferiori sulle ultime due sessioni e superiori nelle altre, tra cui in evidenza MI4 (+1,8%) (Figura 2 e Grafico 6 e 7).

In calo i volumi di energia complessivamente scambiati sul mercato infragiornaliero, pari a 2,0 TWh (-4,3% sul 2020), con flessioni concentrate soprattutto nelle prime tre sessioni, comprese tra -4,1% di MI1 e -12,7% di MI2, mentre crescono MI4 (+11,2%) e MI7 (+8,9%). In virtù di tali dinamiche la quota di energia scambiata nei primi tre mercati scende al 76,1% (-1,8 p.p.), a vantaggio soprattutto di MI4 (+0,9 p.p.) (Figura 1 e Grafico 7).



Grafico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

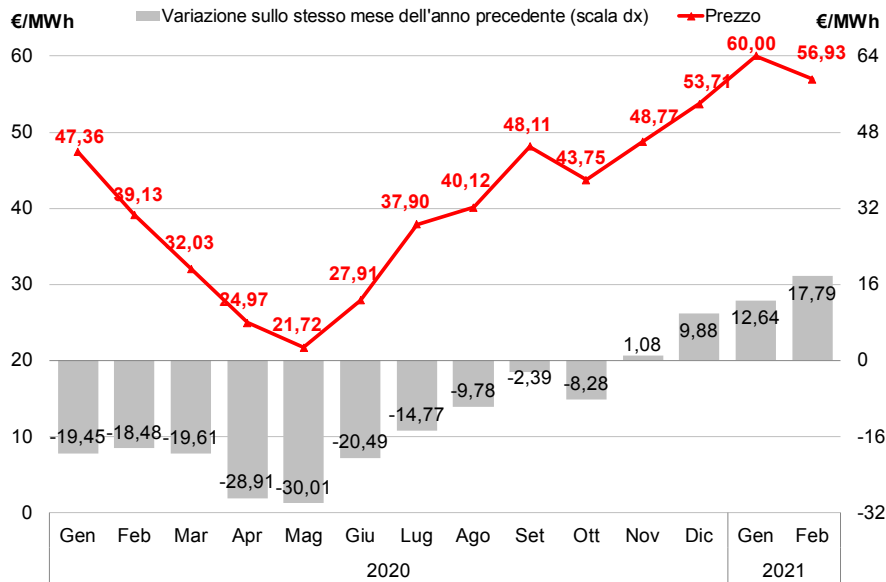


Figura 2: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

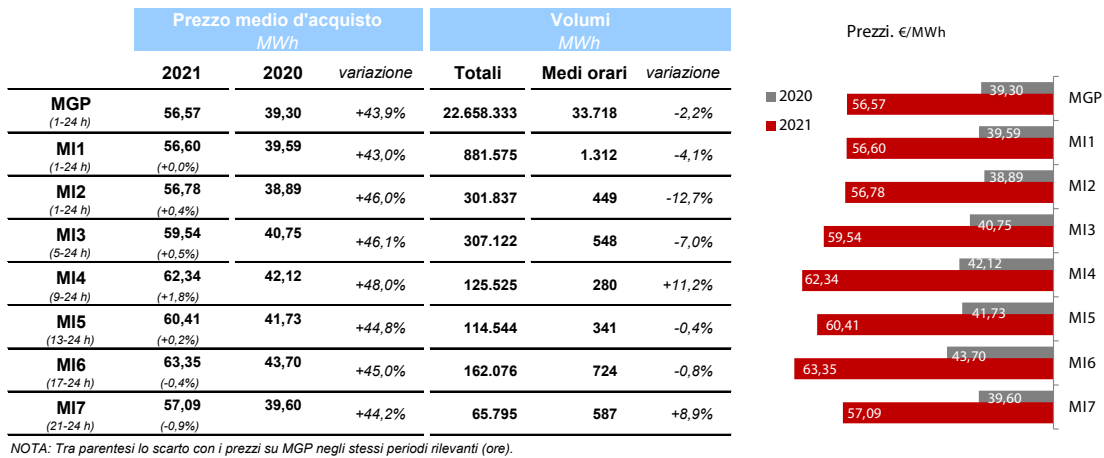
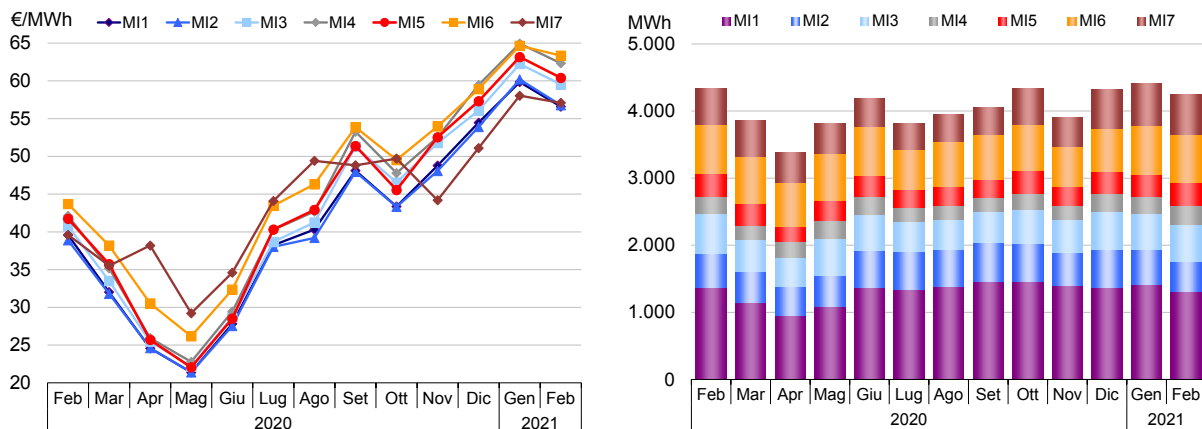


Grafico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



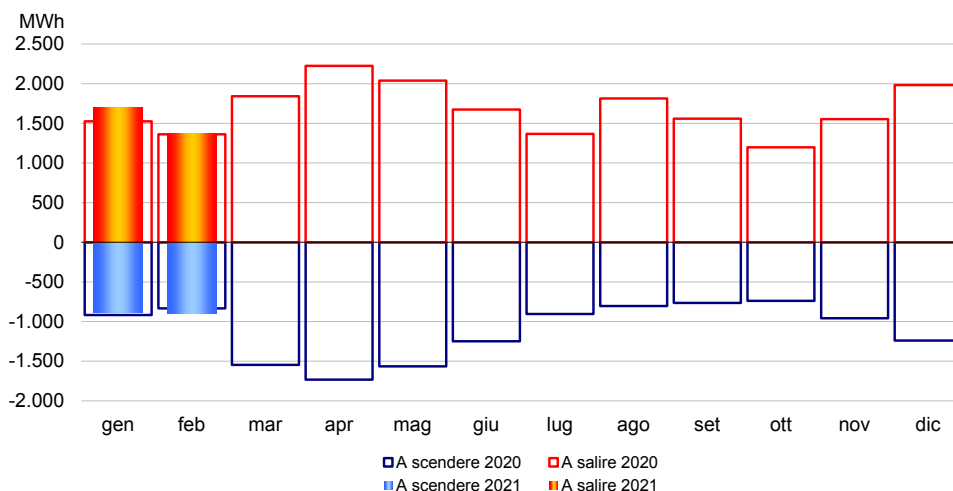


## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante risultano pari a 0,9 TWh (+1,0% sul 2020), mentre salgono a 0,6 TWh pressochè invariati gli acquisti di Terna sul mercato a salire, (+7,3%) le sue vendite sul mercato a scendere (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 79 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', in crescita sul 2020 (+16), per volumi pari a 49,7 GWh (+32,8 GWh). Per la prima volta da novembre 2019 si registrano

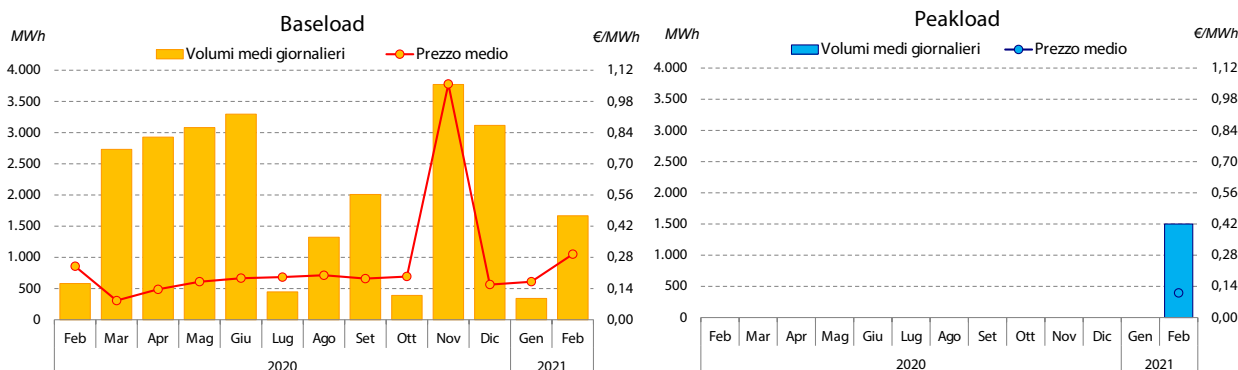
scambi sui prodotti peakload, per complessivi 3,0 GWh contrattati ad un prezzo medio di 0,11 €/MWh. In crescita il prezzo medio relativo ai prodotti baseload, pari a 0,29 €/MWh (+0,05 €/MWh) (Figura 3).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	79 (65)	28/28 29/29	0,29 (0,24)	0,10 (0,06)	1,00 (2,00)	46.656 (16.824)	1.666 (580)
Peakload	2 (-)	2/20 0/20	0,11 (-)	0,11 (-)	0,11 (-)	3.000 (-)	1.500 (-)
<b>Totale</b>	<b>81</b> (65)					<b>49.656</b> (16.824)	

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



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel corso del mese sul Mercato a Termine dell'energia (MTE) si registra una sola negoziazione, per 2,2 GWh, relativa al prodotto Marzo 2021 baseload che chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 53,56 €/MWh

(-4,2% su gennaio e +21,66 €/MWh sul corrispondente valore spot del 2020). La posizione aperta per Marzo, inclusiva del corrispondente prodotto peakload, risulta di 60 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	
Marzo 2021	53,65	-4,2%	1	3	-	3	-	77	57.211
Aprile 2021	50,50	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2021	53,93	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2021	61,94	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	55,44	+0,0%	-	-	-	-	-	66	144.144
III Trimestre 2021	57,00	+0,0%	-	-	-	-	-	66	145.728
IV Trimestre 2021	57,35	+0,0%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	58,85	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	53,50	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>3</b>			<b>435.666</b>

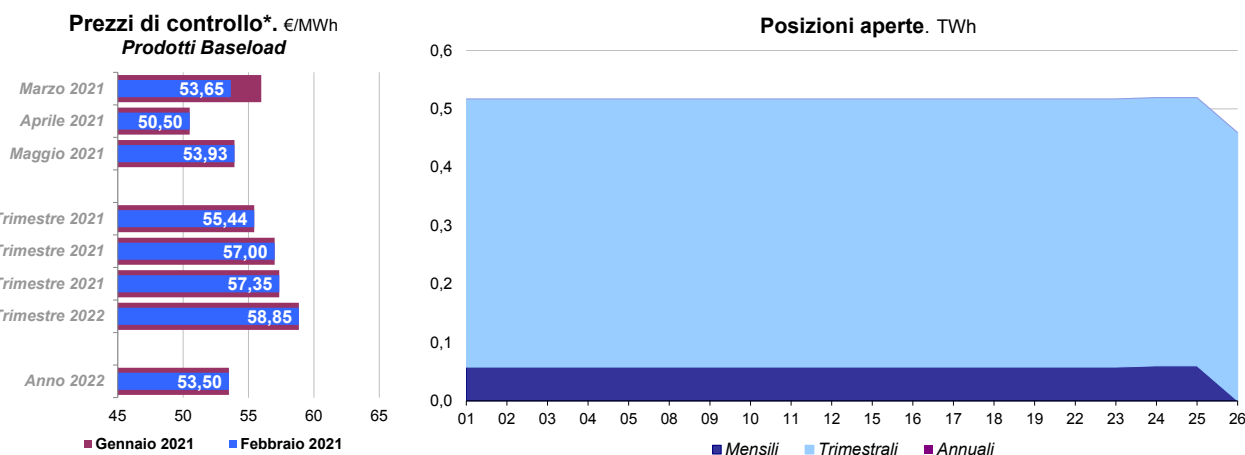
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	
Marzo 2021	65,12	+0,0%	-	-	-	-	-	10	2.760
Aprile 2021	54,22	+0,3%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2021	57,95	+0,3%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2021	69,44	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	60,57	+0,0%	-	-	-	-	-	10	7.800
III Trimestre 2021	67,32	+0,3%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2021	70,97	+0,3%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	71,16	+2,1%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	61,99	+0,5%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>23.640</b>
<b>TOTALE</b>			<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>3</b>			<b>459.306</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 febbraio 2021, pari a 18,9 TWh (-11,3% su febbraio 2020), e la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 10,9 TWh (-8,2%), si attestano ai minimi rispettivamente da settembre 2010 e da ottobre 2009 (Tabella 8).

Sul livello più basso da maggio 2019 il Turnover, ovvero il

rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,73 (-0,06 sul 2020) (Grafico 10).

In lieve aumento annuale, invece, i programmi registrati nei conti in immissione (5,5 TWh, +1,8%), mentre restano in calo quelli registrati nei conti in prelievo (8,9 TWh, -4,9%) così come gli sbilanciamenti a programma in entrambi i tipi di conto (rispettivamente 5,5 TWh, -19,3% e 2,0 TWh, -23,5%).

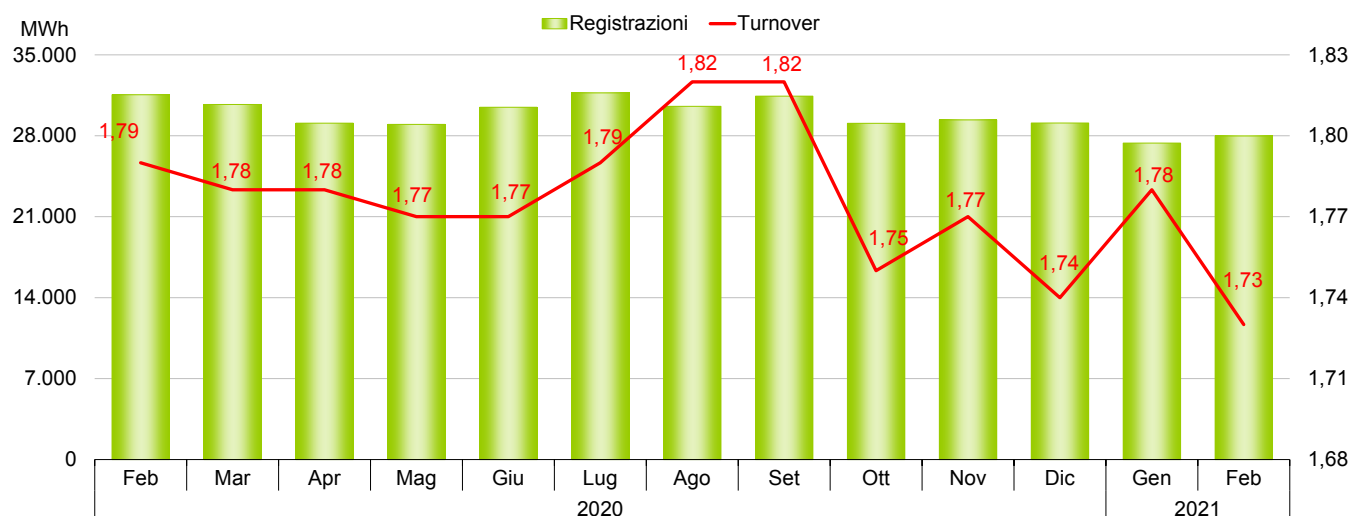
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	5.770.273	- 4,8%	30,5%	Richiesti	7.148.257	-11,6%	100,0%	8.976.134	-4,9%	100,0%
<i>Off Peak</i>	46.764	- 38,2%	0,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.426.249	-40,7%	33,9%	13.675	+30,6%	0,2%
<i>Peak</i>	81.240	+46,5%	0,4%	Rifiutati	1.683.203	-38,0%	23,5%	33.193	-5,1%	0,4%
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.683.199	-38,0%	23,5%	12	+7428,4%	0,0%
Totale Standard	5.898.277	- 4,8%	31,2%							
Totale Non standard	12.908.841	- 14,0%	68,3%	<b>Registrati</b>	<b>5.465.054</b>	<b>+1,8%</b>	<b>76,5%</b>	<b>8.942.941</b>	<b>-4,9%</b>	<b>99,6%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>18.807.119</b>	<b>- 11,3%</b>	<b>99,5%</b>	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	743.050	-45,9%	10,4%	13.663	+30,4%	0,2%
<b>MTE</b>	<b>52.128</b>	<b>- 51,4%</b>	<b>0,3%</b>	Sbilanciamenti a programma	5.450.772	-19,3%		1.972.885	-23,5%	
<b>MPEG</b>	<b>49.656</b>	<b>+205,7%</b>	<b>0,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>3.477.887</b>	<b>-13,7%</b>	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>18.908.903</b>	<b>- 11,3%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>10.915.826</b>	<b>- 8,2%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio i consumi di gas naturale in Italia segnano un nuovo aumento su base annua (+5,2%), trainato soprattutto dal settore civile (+9,6%) e assorbito, lato immissione, dalla crescita delle importazioni tramite gasdotto (+14%) e delle erogazioni dai siti di stoccaggio (+6,6%). L'import tramite rigassificatori GNL rimane in calo annuo (-27%), ma in ripresa sul mese precedente.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi

negoziati si portano a 10,5 TWh (+10% sullo scorso anno) con la quota sul totale consumato al 13% (+1 p. p.). Su base annua prosegue la crescita degli scambi sui mercati a contrattazione continua e sul segmento day-ahead di AGS, mentre calano le negoziazioni su MI-AGS e su MGS. In diffuso rialzo sul 2020, ma in calo rispetto a gennaio, tutte le quotazioni a pronti, in linea con le dinamiche al PSV (18,4 €/MWh).

## IL CONTESTO

A febbraio i consumi di gas naturale in Italia rafforzano il trend di crescita dei mesi precedenti (+5,2%) e si portano a 7.667 milioni di mc (81,1 TWh). L'aumento è sostenuto principalmente dai consumi del settore civile, a 4.378 milioni di mc (46,3 TWh, +9,6%), favorito da temperature più rigide dello scorso anno; meno intensa la ripresa del comparto industriale, pari a 1.187 milioni di mc (12,5 TWh, +1,0%). Si confermano in controtendenza i consumi del settore termoelettrico, scesi ai minimi degli ultimi cinque anni per il mese di febbraio, pari a 1.910 milioni di mc (20,2 TWh, -1,9%), penalizzati dalla minore domanda di energia elettrica e dalla maggiore disponibilità di offerta rinnovabile.

Continuano ad aumentare su base annua anche le esportazioni, a 192 milioni di mc (2,0 TWh, +12,5%).

Lato offerta, l'incremento della domanda è stato assorbito in parte dalle importazioni di gas naturale (4.846 milioni di mc, 51,2 TWh), al terzo significativo incremento su base annua (+6%), concentrato esclusivamente nei flussi tramite gasdotto (43,85 TWh, +14%), mentre scendono ancora le importazioni dai rigassificatori GNL (7,38 TWh, -27%), sebbene in ripresa congiunturale dopo la fase ribassista dei mesi precedenti. Sempre in calo la produzione nazionale, pari a 274 milioni di mc (2,9 TWh, -12%). A sostenere la maggiore domanda anche

l'incremento delle erogazioni dai siti di stoccaggio, pari a 2.548 milioni di mc (26,9 TWh, +6,6%).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra una crescita concentrata esclusivamente a Mazara, con flussi su livelli tra i più alti degli ultimi nove anni per il mese in analisi, pari a 1.864 milioni di mc (19,7 TWh, +173%) e una quota sul totale importato in significativo aumento al 39% (+24 p.p. sul 2020). In flessione l'import nei restanti punti di ingresso: significativo il calo a Tarvisio, dove i flussi scendono sui livelli tra i più bassi da oltre un decennio, pari a 1.468 milioni di mc (15,5 TWh, -14%), risultando più che dimezzati rispetto al mese precedente. Restano a regime ridotto anche le importazioni a Passo Gries (2,5 TWh, -74%) e a Gela (3,1 TWh, -11%).

Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, la riduzione risulta più intensa a Panigaglia (1,4 TWh, -9%) e Livorno (0,3 TWh, -89%) e meno intensa a Cavarzere (5,6 TWh, -1%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 3.067 milioni di mc (32,4 TWh), in calo del 21% dal livello molto elevato raggiunto a fine febbraio 2020; a fronte di un incremento dello 0,5% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente, il rapporto giacenza/spazio conferito scende al 23% (-6 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.846</b>	<b>51,2</b>	<b>+5,7%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.864	19,7	+172,7%
Tarvisio	1.468	15,5	-13,8%
Passo Gries	234	2,5	-74,4%
Gela	289	3,1	-11,1%
Gorizia	-	0,0	-
Melendugno	292	3,1	-
Panigaglia (GNL)	134	1,4	-8,6%
Cavarzere (GNL)	533	5,6	-0,8%
Livorno (GNL)	31	0,3	-88,6%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>274</b>	<b>2,9</b>	<b>-12,4%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>2.548</b>	<b>26,9</b>	<b>+6,6%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>7.667</b>	<b>81,1</b>	<b>+5,2%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.187	12,5	+1,0%
Termoelettrico	1.910	20,2	-1,9%
Reti di distribuzione	4.378	46,3	+9,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	192	2,0	+12,5%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>7.667</b>	<b>81,1</b>	<b>+5,2%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>7.667</b>	<b>81,1</b>	<b>+5,2%</b>

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

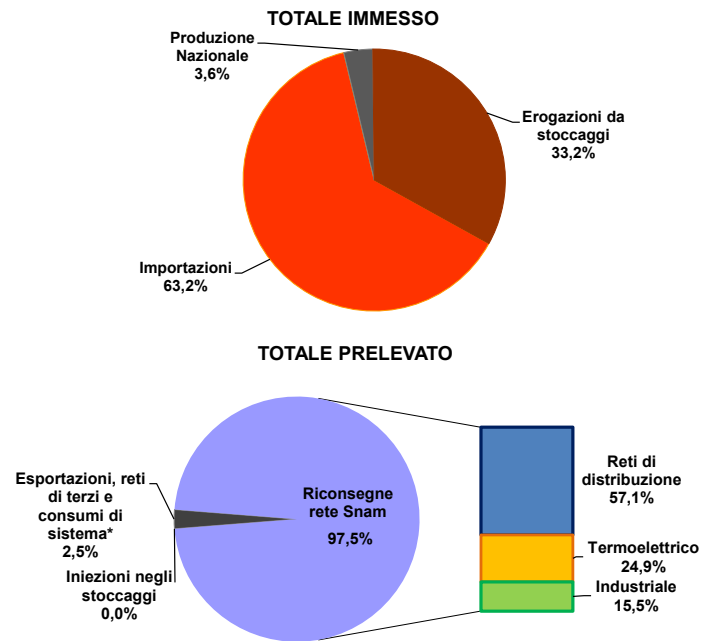
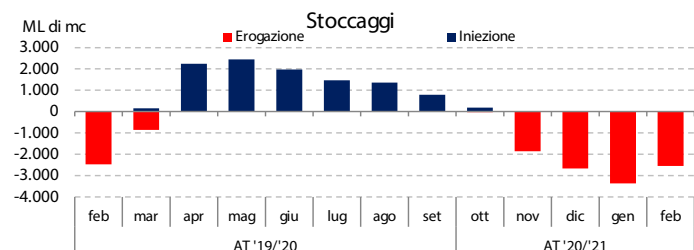
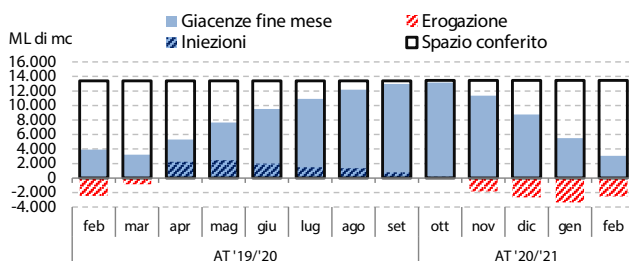


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 28/02/2021)</b>	<b>3.067</b>	<b>32,4</b>	<b>-21,4%</b>
Erogazione (flusso out)	2.548	26,9	+6,6%
Iniezione (flusso in)	-	-	-
<b>Flusso netto</b>	<b>2.548</b>	<b>26,9</b>	<b>+6,6%</b>
Spazio conferito	13.466	142,4	+4,1%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>22,8%</b>		<b>-6,3 p.p.</b>



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV arresta il trend rialzista che ha caratterizzato il semestre precedente e si porta a 18,45 €/MWh, in calo di 2,15 €/MWh (-10%) su gennaio, ma ancora in aumento di 7,64 €/MWh (+71%) su base annua. Analoghe e più intense dinamiche, su entrambi gli orizzonti temporali, per i prezzi dei principali hub europei, tra i quali il riferimento al TTF si attesta a 17,62 €/MWh,

riportando lo spread mensile con la quotazione italiana a 0,83 €/MWh (era 0,20 €/MWh il mese precedente e 1,41 €/MWh lo scorso anno).

L'incremento del differenziale si concentra nei giorni centrali del mese, in particolare in corrispondenza del picco giornaliero al PSV di 21,9 €/MWh, quando lo spread supera i 4 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 10,5 TWh, in aumento del 10% su base annua e in calo del 19% dal massimo storico toccato il mese precedente, con una quota sul totale consumato al 13% che rimane alta, pressoché in linea con il mese precedente in crescita di 1 p.p. sullo scorso anno.

A fronte di una dinamica congiunturale trainata principalmente dalla flessione degli scambi day-ahead, più intensa per il comparto AGS (-47% dal massimo storico di gennaio), la ripresa tendenziale dei volumi su MP-Gas è concentrata, in particolare, sui segmenti a negoziazione continua del MGP-Gas (3,2 TWh, +51%) e del MI-Gas (4,0 TWh, +11%). Su quest'ultimo, l'incremento appare sostenuto sia dalle movimentazioni del RdB (1,5 TWh, +19%), anche in significativa crescita congiunturale (+41%), sia dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, saliti a 2,5 TWh (+6% su base annua). Nel comparto AGS le quantità scambiate day-ahead si portano a 2,7 TWh (+21% sul 2020), per il 74% derivanti da acquisti del TSO, mentre quelle negoziate intraday si attestano a 0,2 TWh, tutti corrispondenti

a vendite del TSO, in calo rispetto ai livelli massimi raggiunti a febbraio dello scorso anno, ma quasi raddoppiati sul mese precedente. Alla luce di tali dinamiche le quote di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas in contrattazione continua salgono rispettivamente al 38% e poco sopra il 30%, mentre quelle del MGP-AGS si attestano al 26%.

Le quantità scambiate sul MGS (0,43 TWh) confermano un andamento tendenziale ribassista (-16% su base annua), pur mostrando il terzo rialzo mensile consecutivo (+12% su gennaio, +145% dal minimo storico dello scorso novembre). La flessione tendenziale dei volumi scambiati per l'impresa operativa Stogit appare attribuibile alle minori vendite da parte di Snam con finalità diverse dal Bilanciamento (erano 0,2 TWh a febbraio 2020), mentre crescono gli scambi tra operatori terzi (0,3 TWh, +17%).

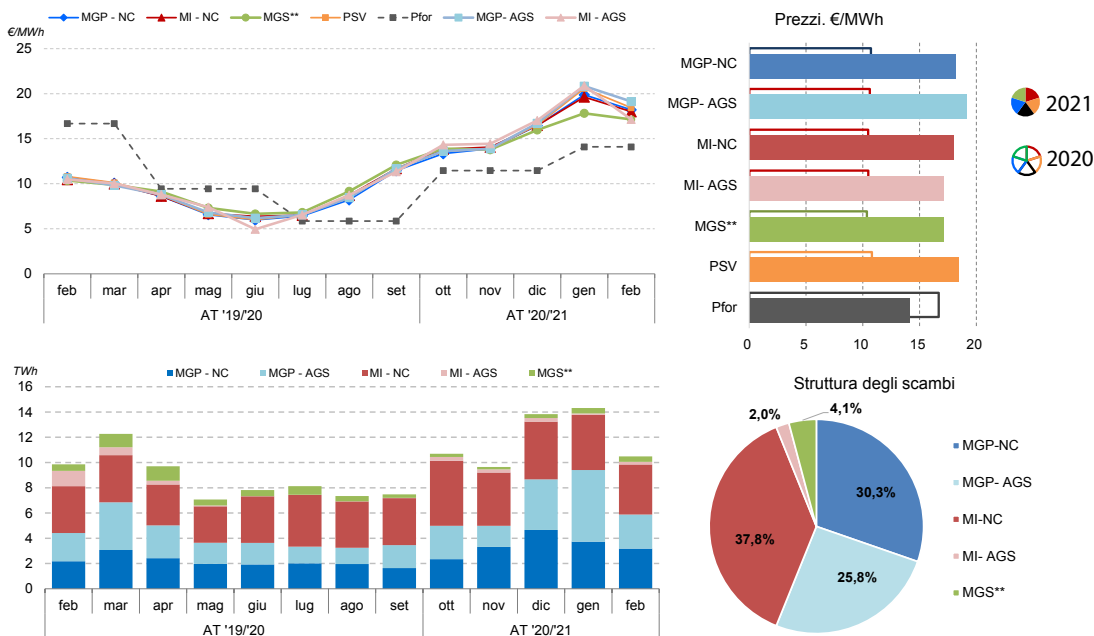
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con le dinamiche al PSV, mostrano diffusi cali dai massimi storici raggiunti il mese precedente e incrementi significativi su base annua, attestandosi su livelli compresi tra 19,14 €/MWh del comparto MGP-AGS e 17,15 €/MWh di MGS e del MI-AGS.

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>						
Negoziazione continua	18,22	(10,71)	15,55	23,00	3.179.832	(2.174.280)
Comparto AGS	19,14	(10,61)	15,70	35,32	2.704.968	(2.243.208)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	18,00	(10,47)	15,30	50,00	3.962.136	(3.710.160)
Comparto AGS	17,15	(10,48)	15,80	18,91	207.312	(1.212.696)
<i>MGS**</i>						
Stogit	17,15	(10,36)	16,08	18,80	433.695	(517.593)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

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

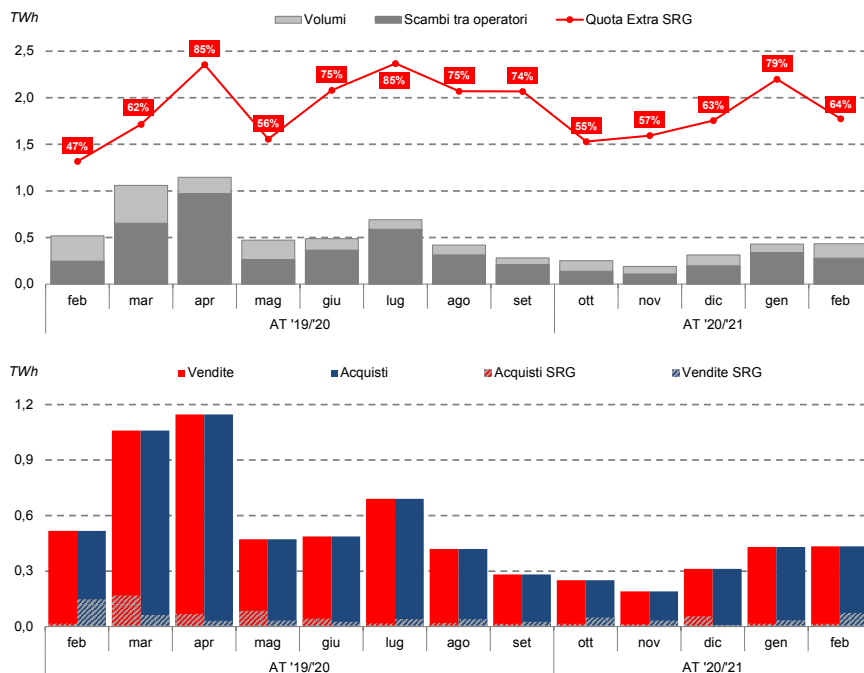
\*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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	(MWh)
<b>Totale</b>	<b>433.695</b>	(517.593)	<b>433.695</b>	(517.593)	-	(-)	-	(-)
SRG	26.761	(28.313)	129.870	(258.178)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	26.761	(28.313)	129.870	(18.600)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(239.578)	-	(-)	-	(-)
<b>Operatori</b>	<b>406.934</b>	(489.279)	<b>303.826</b>	(259.414)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a febbraio non risultano scambi: il prodotto M-2021-03 chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 19,13 €/MWh (stabile rispetto all'ultimo riferimento di gennaio) ed una posizione di 4,5 GWh. Le posizioni aperte

complessive a fine mese ammontano, invece, a 4 GWh (erano 11 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo dei restanti prodotti risultano tutti stabili, ad eccezione dei BoM (-10%) e del mensile di aprile 2021 (-12%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2021-02	-	-	19,26	-10,3%	-	-	-	-	-	-	264	528
BoM-2021-03	-	-	17,94	-	-	-	-	-	-	-	144	4.032
M-2021-03	-	-	19,13	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	144	4.464
M-2021-04	-	-	16,20	-12,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-05	-	-	16,73	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-06	-	-	15,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-02	-	-	17,65	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	16,53	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	17,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	18,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	16,97	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>											<b>144</b>	<b>4.032</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 febbraio prosegue la crescita mensile delle quotazioni dei prodotti petroliferi verso i livelli pre-Covid 19, mentre si arresta quella del carbone, comunque a ridosso dei valori più alti dell'ultimo anno e mezzo. Tornano in riduzione mensile, per la prima volta dall'estate, anche le quotazioni

europee del gas, con lo spread tra PSV (18,45 €/MWh) e TTF (17,62 €/MWh) in ripresa, ma ancora inferiore a 1 €/MWh. In flessione anche i prezzi europei dell'elettricità, con il riferimento italiano che torna il più elevato (56,57 €/MWh).

A febbraio le quotazioni del Brent e dei suoi derivati, sempre in crescita negli ultimi mesi, si portano sul livello più elevato da febbraio 2020, registrando dunque anche il primo rialzo tendenziale dell'ultimo anno: greggio a 62,20 \$/bbl (+14% su gennaio e +10% sul 2020), gasolio a 494,40 \$/MT (+12% e +2%) e olio combustibile a 452,28 \$/MT (+13% e +6%). Il carbone scende, invece, a 66,22 \$/MT (-3%), confermandosi comunque sui valori più alti da aprile 2019 e registrando anche il terzo rialzo annuale consecutivo (+36%). In ottica

prospettica i mercati futures stimano, nel breve periodo, quotazioni non distanti dai livelli attuali per il greggio e il carbone e più elevate per l'olio combustibile. Infine, con il tasso di cambio euro/dollaro in debole riduzione mensile ma rivalutato sul 2020 (1,21 €/€, rispettivamente -1% e +10%), la conversione in euro delle quotazioni delle commodities favorisce l'inversione del segno delle variazioni annuali dei prodotti petroliferi e un'attenuazione della crescita del carbone.

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	62,20	14%	10%	55,03	61,66	11%	62,28	13%	61,68	12%	56,11	9%
Olio Combustibile	USD/MT	452,28	13%	6%									
Gasolio	USD/MT	494,40	12%	2%	450,25	507,64	12%	508,36	12%	508,29	12%	494,21	8%
Carbone	USD/MT	66,22	-3%	36%	69,80	64,70	-5%	64,29	-10%	65,38	-4%	66,51	-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	51,42	15%	-1%		50,96	-	51,44	-	50,91	-	46,03	-
Olio Combustibile	EUR/MT	373,87	14%	-5%									
Gasolio	EUR/MT	408,69	13%	-8%		419,54	-	419,85	-	419,53	-	405,39	-
Carbone	EUR/MT	54,75	-2%	22%		53,46	-	53,08	-	53,95	-	54,54	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,21	-1%	11%	1,21	1,21	-	1,21	-	1,21	-	1,22	-

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

Fonte: Refinitiv

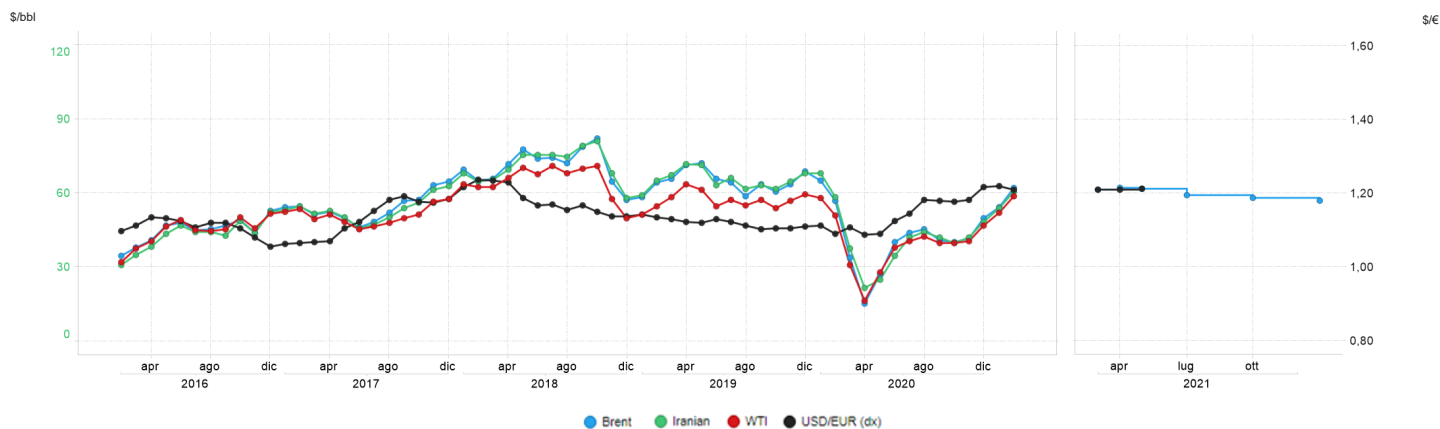


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

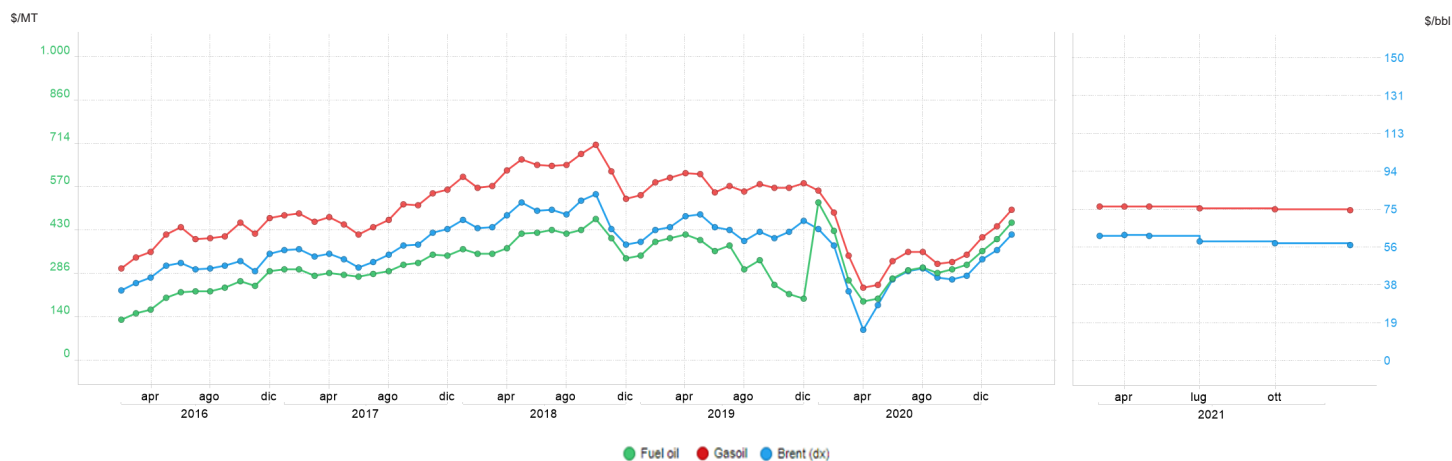
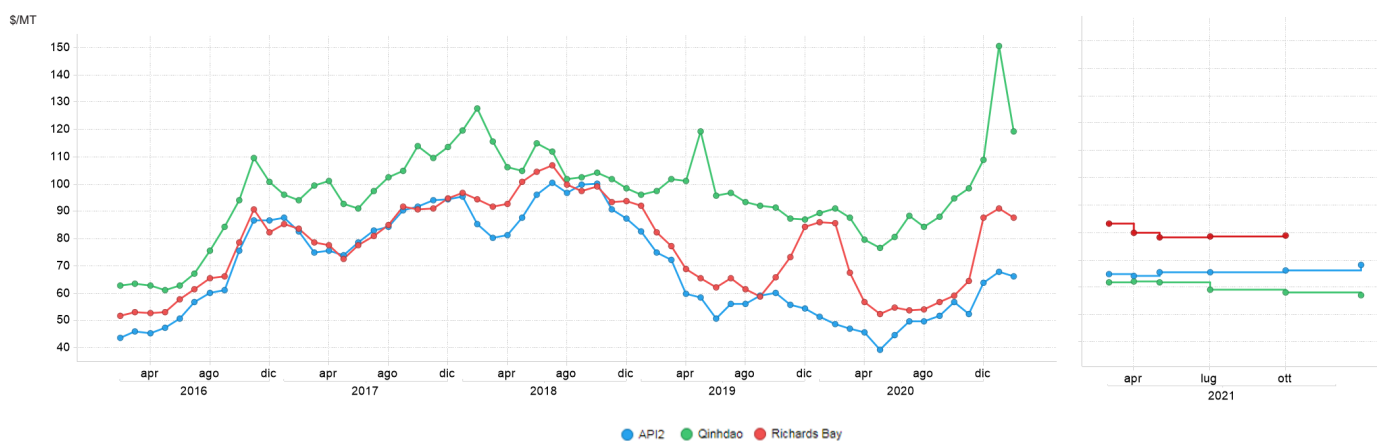


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



Sui principali hub europei del gas si osserva la prima decisa inversione di tendenza dalla scorsa estate, con quotazioni in riduzione dai massimi di gennaio, ma comunque ancora nettamente superiori ai valori di un anno fa.

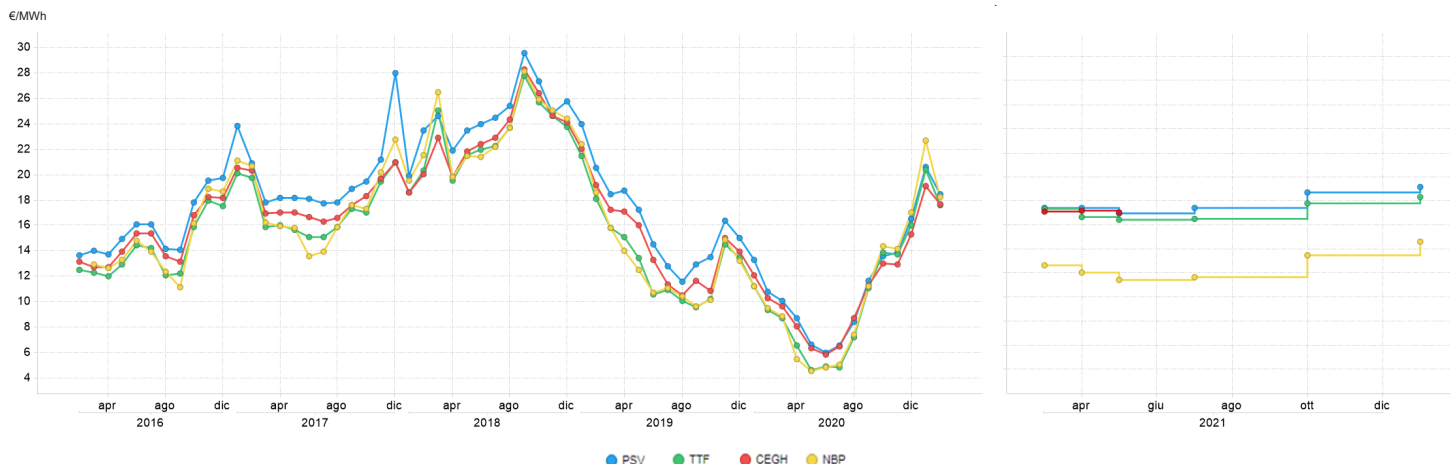
Il PSV si attesta a 18,45 €/MWh (-10% su gennaio e +71% sul 2020) e il TTF a 17,62 €/MWh (+14% e +88%), con lo spread tra i due in ripresa sui massimi degli

ultimi sei mesi (+0,83 €/MWh), incremento concentrato nella parte centrale del mese. Le aspettative per i mesi a venire, riviste generalmente al ribasso, indicano una progressiva lenta discesa dei prezzi nei prossimi mesi e un differenziale atteso tra il riferimento italiano e quello olandese praticamente nullo ad aprile e ancora esiguo nei due mesi successivi.

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	18,45	-10%	71%	19,65	17,40	-12%	17,41	-5%	16,99		17,66	2%
TTF	NL	17,62	-14%	88%	20,10	17,34	-11%	16,69	-3%	16,44		16,81	3%
CEGH	AT	17,69	-7%	71%	19,34	17,15	-8%	17,17	2%	17,06			
NBP	UK	18,27	-20%	92%	15,88	12,61	-17%	12,03	-10%	11,40			



Dopo i massimi di gennaio ripiegano anche le quotazioni sulle principali borse elettriche europee, che si confermano in deciso recupero annuale. Il PUN italiano torna il più elevato, a 56,57 €/MWh (-7% su gennaio e +44% sul 2020), mentre nell'Europa centro-settentrionale le quotazioni si attestano tra 46,84 €/MWh dell'area scandinava, l'unica in lieve rialzo mensile e più che triplicata su base annuale, e 53,87 €/MWh della Svizzera (-11% e +58%). Più bassa

solo la Spagna, a 28,49 €/MWh, dimezzata su gennaio e in riduzione annuale (-21%). I mercati elettrici a termine lasciano invariate le attese sui prezzi dei prossimi mesi per l'Italia, con valori sempre superiori ai 50 €/MWh, mentre rivedono generalmente al ribasso quelle di Francia e Germania, con una progressiva riduzione dei prezzi nel medio periodo e uno spread atteso tra Italia e Francia di quasi 12 €/MWh a maggio.

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	56,57	-7%	44%	64,44	55,73	0%	50,50	1%	53,93	0%	53,50	0%
FRANCIA	49,01	-18%	87%	59,48	49,63	-8%	45,16	-3%	42,10		53,30	4%
GERMANIA	48,70	-8%	122%	54,41	47,44	-3%	45,22	1%	43,75		52,30	5%
AREA SCANDINAVA	46,84	2%	258%	51,40	35,55	-1%	32,10	0%	27,42		26,42	1%
SPAGNA	28,49	-53%	-21%	52,50	41,71	-13%	40,69	-10%	46,86		48,37	3%
AUSTRIA	50,39	-13%	73%									
SVIZZERA	53,87	-11%	58%									

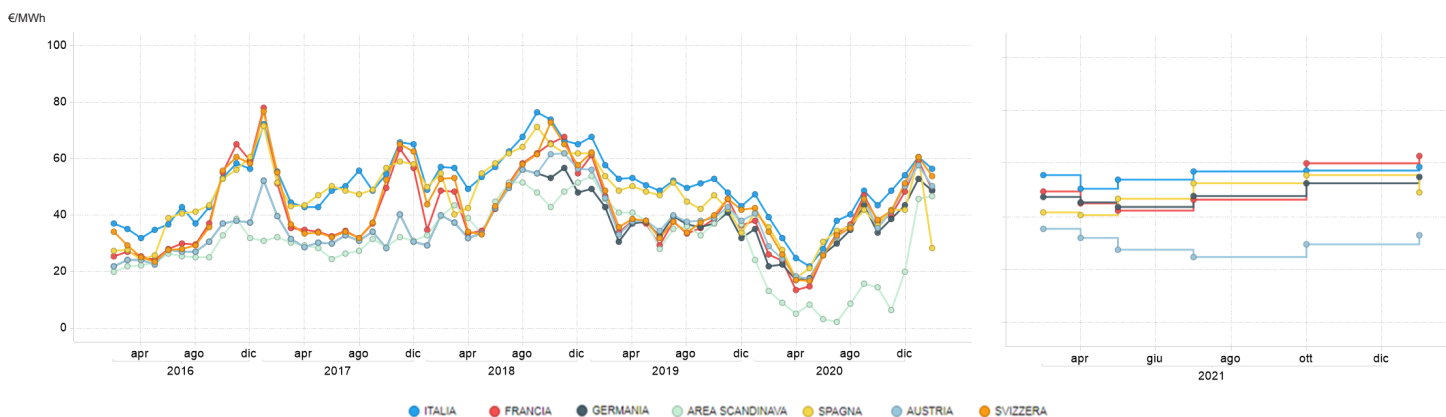
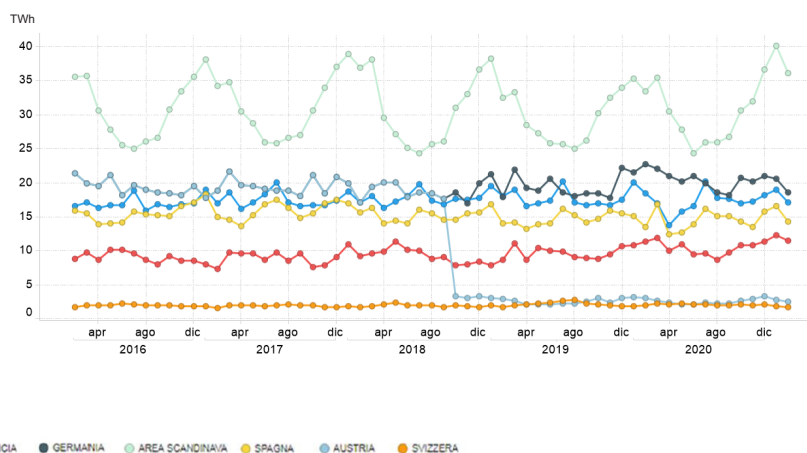


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot\*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,2	0%	-3%
FRANCIA	11,6	3%	5%
GERMANIA	18,6	-1%	-16%
AREA SCANDINAVA	36,1	-1%	12%
SPAGNA	14,3	-5%	9%
AUSTRIA	2,6	1%	-12%
SVIZZERA	1,7	2%	-12%



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

In relazione ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot, a fronte degli aumenti registrati nell'area scandinava (36,1 TWh, +12%), in Spagna (14,3 TWh, +9%) e in Francia (11,6

TWh, +5%), si osservano riduzioni negli altri paesi, modeste per l'Italia (17,2 TWh, -3%), più intense per la Germania (18,6 TWh, -16%).

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 sale a 276,33 €/tep (+11,9 €/tep su gennaio), ai massimi da giugno 2018. Più intensa la crescita del prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale che si porta a 256,02 €/tep (+46,0 €/tep), riducendo a 20,31 €/tep il differenziale con il corrispondente valore di mercato. Calano gli scambi sul mercato (-7%), con la liquidità in lieve calo (75%), in corrispondenza di contrattazioni bilaterali in

crescita (+8%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio rimane ancora stabile a 0,09 €/MWh, confermandosi inferiore alle quotazioni bilaterali (0,48 €/MWh), a fronte di scambi in significativa crescita su entrambe le piattaforme (+53% MGO, +29% PBGO).

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

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

A febbraio la quotazione media sul mercato organizzato si porta a 276,34 €/tep, massimo da giugno 2018 (+11,88 €/tep, +4,5% rispetto al mese precedente), registrando una dinamica di crescita comune anche ai prezzi osservati sulla piattaforma bilaterale (256,02 €/tep, +22%), all'interno di un sistema di incentivazione caratterizzato da un gap progressivamente crescente tra la domanda di titoli necessari all'adempimento degli obblighi e l'offerta disponibile. Lo spread tra il valore di mercato e quello derivante da negoziazione bilaterale, in calo a 20,3 €/tep (-34,2 €/tep rispetto a gennaio), scende ulteriormente a 7,7 €/tep considerando le sole transazioni sulla PBTEE a prezzi maggiori di 1 €/tep (il 95% del totale, +13 p.p). In calo, invece, la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli

minimo e massimo di abbinamento osservati sul mercato (270,00-281,00 €/tep), scesa al 35% (-38 p.p. sul mese precedente). I volumi negoziati su MTEE si attestano a 146,1 mila tep, in calo del 7,2% rispetto a gennaio, e in crescita del 84,6% rispetto ad un anno fa. La liquidità si porta al 75%, cedendo 3 p.p. rispetto al mese precedente, in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale in aumento a 49 mila tep (+8% rispetto a gennaio).

In termini di sistema, il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 64.044.103 tep, in aumento di 169.103 tep rispetto a fine gennaio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.351.322 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	276,34	+4,5%	270,00	281,00	146.104	-7,2%	40,37	-3,1%	3.822	+1472,8%	2,6%	+2,5 p.p.	8	+5
Bilaterali	256,02	+22,0%	0,00	280,41	48.885	+7,7%	12,52	+31,3%						
con prezzo >1	268,61	+4,8%	219,86	280,41	46.594	+25,3%	12,52	+31,3%						
Totale	271,24	+7,5%	0,00	281,00	194.989	-3,9%	52,89	+3,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

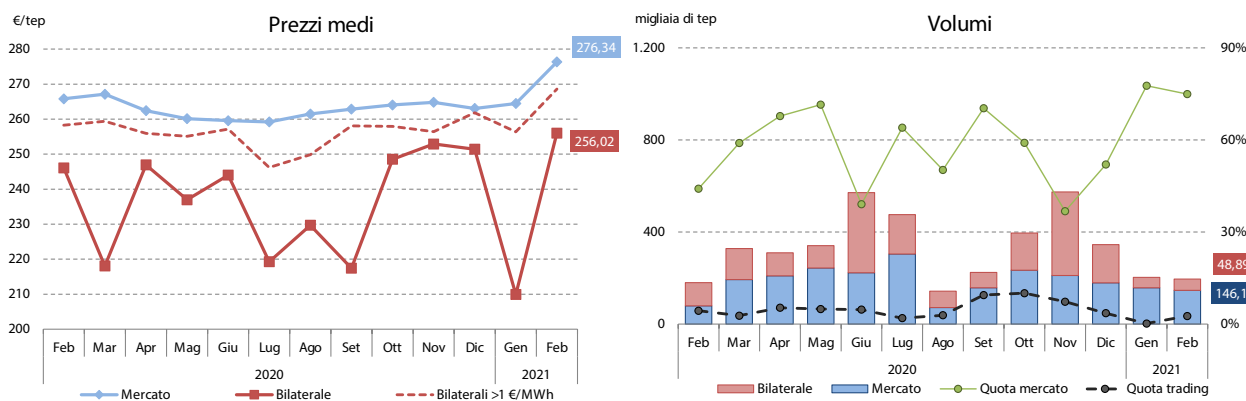
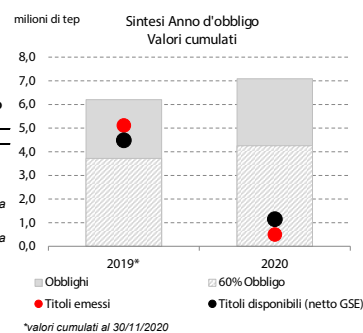


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
10	267,53	482.889	37.920	37.920	254,52	18.729	250,00	2.351.322	64.044.103	1.203.693

\*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.

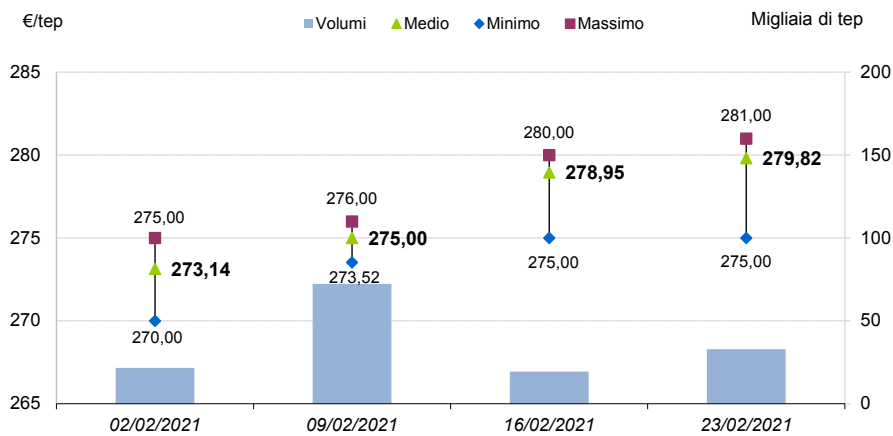


L'analisi delle singole sedute mostra un trend rialzista nel corso del mese, passando dai 273,14 €/tep della quotazione media della prima sessione del 2 febbraio ai 279,82 €/tep della sessione del 23 febbraio, quando anche lo spread tra il prezzo minimo e massimo di sessione

raggiunge il più alto valore mensile pari a 6,00 €/tep. Si confermano modesti i volumi medi scambiati nelle singole sessioni (in calo a 36,5 mila tep), con un picco nella seduta del 9 febbraio in corrispondenza di un'elevata emissione di titoli.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME





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

A febbraio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, rimane stabile a 0,09 €/MWh, confermandosi al minimo per il nuovo periodo di contrattazione. Scende anche il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,48 €/MWh, -26%), restringendo così il differenziale con il riferimento di mercato a 0,39 €/MWh (-0,27 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra quotazioni medie pressoché stabili intorno ai 0,09 €/MWh, fatta eccezione per la categoria Eolico a 0,11 €/MWh. Andamenti contrastanti, invece, sulla PBGO, dove risultano in calo le categorie Altro (0,32 €/MWh; -37%), Eolico (0,44 €/MWh; -20%) e Idroelettrico (0,45 €/MWh; -28%) e in crescita le categorie Solare (0,34 €/MWh; +19%)

e Geotermico (1,53 €/MWh; +2%).

I volumi scambiati sul mercato continuano a crescere, attestandosi a 272,7 mila MWh (+53% rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche di un significativo aumento dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale (9,97 TWh, +29%).

La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia Altro rimane predominante sul mercato (65%), mentre la tipologia Idroelettrico risulta quella negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (63%) e quella Solare in asta (41%).

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	0,09	-1,3%	0,07	0,12	272.717	+52,9%	24.553	+51,0%
Bilaterali con prezzo >0	0,48	-25,8%	0,00	1,75	9.966.486	+29,4%	4.807.457	-4,0%
	0,50	-26,7%	0,01	1,75	9.575.290	+31,0%	4.807.457	-4,0%
Totale	0,47	-26,0%	0,00	1,75	10.239.203	+29,9%	4.832.010	-3,8%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

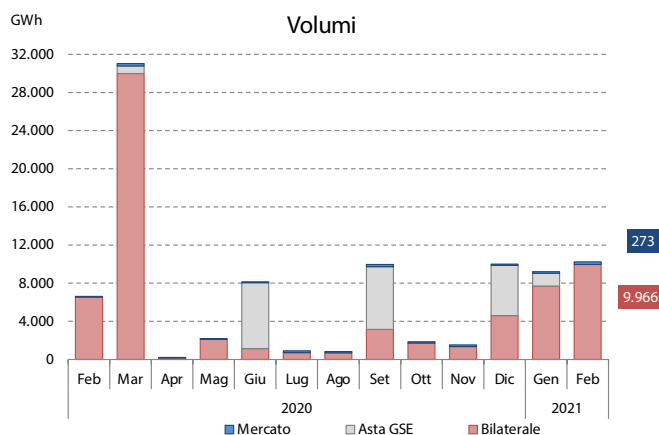
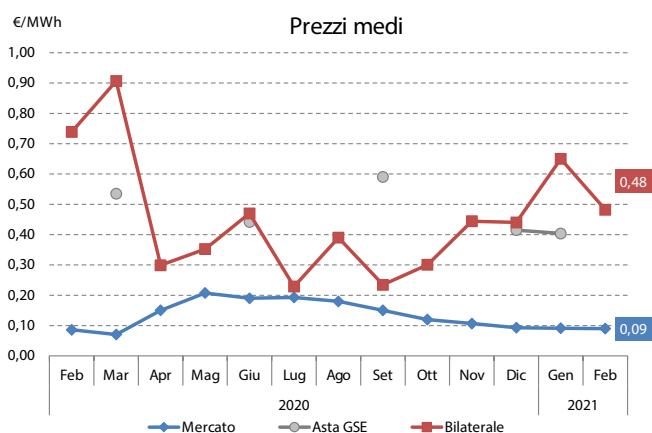
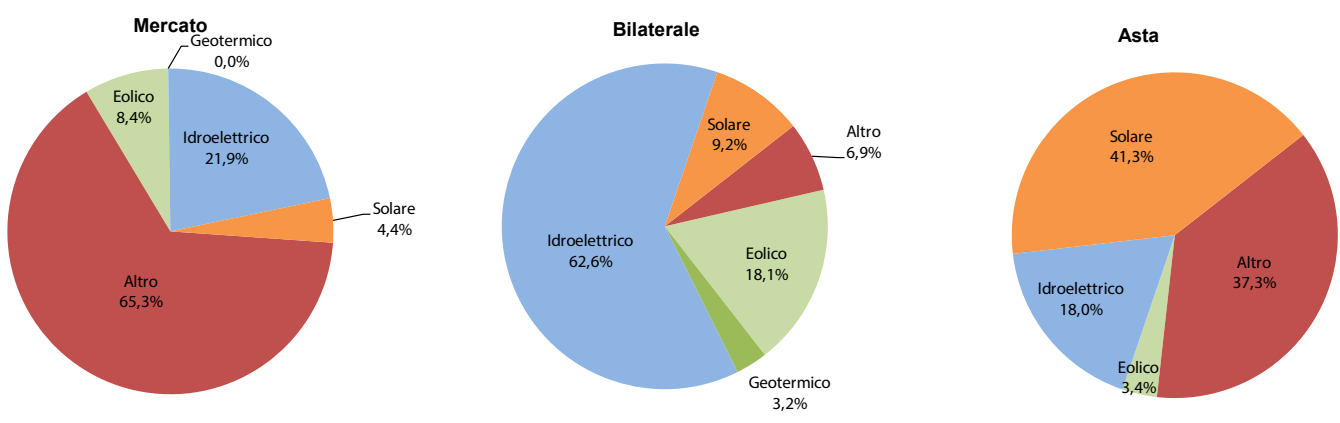


Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2020

Fonte: dati GME



# LA REGOLAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE PER L'IDROGENO: PRIME INDICAZIONI

Claudia Checchi, Giuseppe Maggiulli (REF-E)

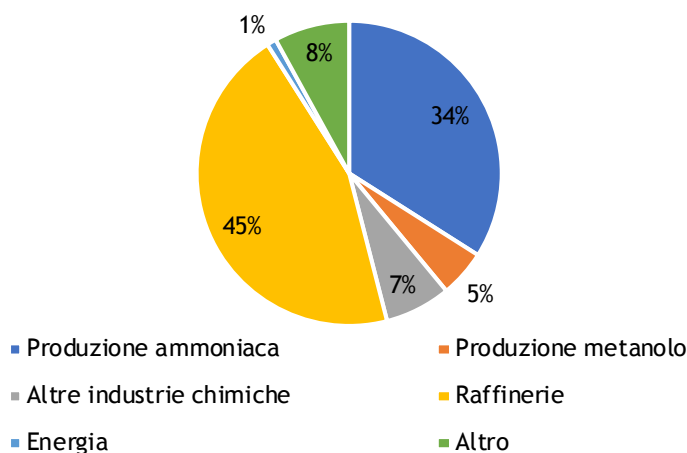
(continua dalla prima)

Nella prima fase si potrà quindi far ricorso alla miscelazione dell'idrogeno con il gas naturale sfruttando la rete già presente. Tra il 2025 e il 2030, con l'aumento della domanda di idrogeno proveniente principalmente dai settori hard-to-abate (oggi alimentati a gas naturale), si dovrà provvedere ad uno sviluppo più capillare dell'infrastruttura di trasporto, prevedendo oltre alla riconversione dei gasdotti esistenti, la

realizzazione di nuove infrastrutture dedicate all'idrogeno. La quota dell'idrogeno nell'attuale mix energetico europeo risulta ancora inferiore al 2%<sup>2</sup>, con una domanda che proviene maggiormente dai settori della raffinazione (45%) e dall'industria chimica (circa il 34% per la produzione di ammoniaca e il 5% per la produzione di metanolo) (Figura 2).

Figura 2. Domanda di idrogeno nel 2018

Fonte: Clean Hydrogen Monitor, 2020

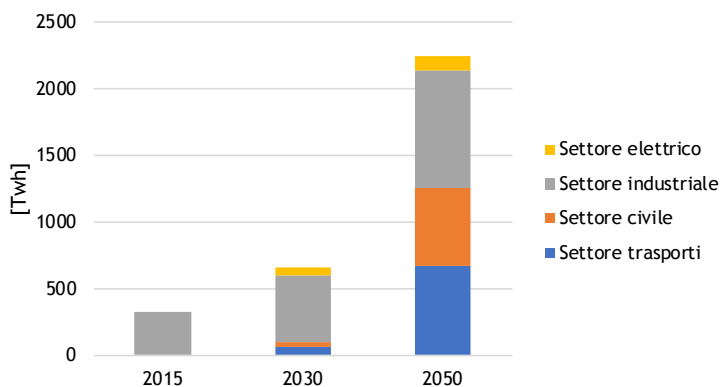


Le prospettive della Hydrogen Strategy sono coerenti con una attesa di una crescita che, considerando esclusivamente il consumo di idrogeno a fini energetici, nel 2050 potrebbe arrivare fino al 23% del mix energetico europeo. Secondo Hydrogen Council (una iniziativa globale che raccoglie diversi stakeholder tra imprese e centri di ricerca) questa

produzione che potrebbe essere coperta da tecnologie a bassa emissione di CO<sub>2</sub> (elettrolizzatori, biomasse o metanazione con cattura della CO<sub>2</sub>) e coprirebbe la domanda di diversi settori tra cui prevalentemente quello industriale (39%), quello dei trasporti (30%) e quello civile (26%) (Figura 3).

Figura 3. Scenari di domanda di idrogeno per settori

Fonte: Global Hydrogen Council



(continua)

La necessità di una rete nuova, o riconvertita, per il trasporto dell'idrogeno, esigenza fortemente correlata all'andamento della produzione e della domanda dello stesso, implicherà la definizione di un nuovo framework regolatorio. La Direttiva 2009/73/CE, che definisce le regole comuni per il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio di gas naturale, "applicandosi in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza"<sup>3</sup>, può essere applicata al solo caso dell'idrogeno miscelato con il gas naturale, lasciando fuori dal perimetro regolatorio l'idrogeno puro. In questo contesto di carenza regolatoria per le reti dell'idrogeno, si inseriscono le prime indicazioni dei regolatori europei<sup>4</sup>, realizzate in termini di raccomandazioni con l'intento di assistere la Commissione europea nella valutazione di diverse alternative in vista di una legislazione sull'idrogeno e dell'integrazione dei sistemi energetici<sup>5</sup>. I principi normativi alla base dell'attuale sistema energetico europeo, e in particolare quello dell'accesso alla rete non discriminatorio, dovranno essere applicati a quella che sarà la futura regolazione delle infrastrutture per l'idrogeno. Solo in questo modo, ovvero definendo tali principi in maniera chiara e certa sin dall'inizio, si possono porre le basi per una pianificazione solida in grado di stimolare gli investimenti degli operatori. Tuttavia, tra le prime raccomandazioni che emergono c'è quella di adottare un approccio graduale, che tenga conto del differente livello di sviluppo della domanda e della produzione di idrogeno tra i vari paesi membri dell'Unione Europea. Non si vedono inizialmente ostacoli alla possibile realizzazione di reti private e escluse dal perimetro regolatorio, ma la Commissione Europea dovrebbe dunque applicare un sistema dinamico, basato su analisi e monitoraggi periodici dei mercati al fine di valutare l'esistenza o la probabilità che si possa innescare una situazione di monopolio naturale, con il conseguente rischio di abuso di posizione dominante da parte del proprietario dell'infrastruttura di trasporto dell'idrogeno.

Le Autorità di regolazione nazionali, attraverso indicatori concordati a livello europeo e ispirandosi ad un modello di governance utilizzato nell'attuale regolamentazione UE delle telecomunicazioni, dovrebbero verificare la presenza di operatori che, utilizzando la rete di loro proprietà per trasportare l'idrogeno prodotto, possano precludere l'accesso all'infrastruttura a potenziali concorrenti, violando di fatto quelli che sono i principi di third-party access e di non discriminazione su cui si basa la regolazione del trasporto dell'energia e del gas europeo.

A tendere quindi ACER e CEER considerano possibile un'estensione del modello di governance delle reti del

gas, anche alle reti per l'idrogeno, pur tenendo conto degli sviluppi della domanda, della produzione e di tutte le differenze di natura tecnica tra le due reti. Oltre ai principi del third-party-access e di non discriminazione, altri principi da integrare nel modello di governance delle infrastrutture per l'idrogeno sono quelli riguardanti:

- la separazione della proprietà per le imprese verticalmente integrate (unbundling);
- la gestione delle reti, che dovrà essere di competenza di un'entità regolamentata posta sotto il costante monitoraggio delle Autorità nazionali di regolamentazione, secondo regole e parametri definiti in modo chiaro;
- la trasparenza delle informazioni rilevanti;
- la definizione di regole di protezione dei consumatori, qualora l'idrogeno venga utilizzato direttamente dalle famiglie.

Nella prima fase di sviluppo della filiera dell'idrogeno, nel caso di una regolamentazione specifica per le reti dello stesso, sarà necessario prevedere l'implementazione di un regime di esenzioni che consenta di facilitare la realizzazione del sistema di connessione locale (business-to-business) tra domanda e produzione. Tale deroga, prevista del resto anche dalla direttiva sul gas e l'elettricità<sup>6</sup>, dovrà sussistere fin tanto non pregiudichi la concorrenza o l'efficace funzionamento del mercato interno. La sospensione delle esenzioni, e quindi l'applicazione del regime regolatorio di base, sarà prevista qualora particolari situazioni di mercato renderanno le infrastrutture locali essenziali, aumentando il rischio di un abuso di posizione dominante.

L'ACER e il CEER approfondiscono anche il tema, già trattato nella EU Hydrogen Strategy, della riconversione delle già esistenti reti gas per il trasporto dell'idrogeno. La Commissione Europea, nel documento pubblicato a luglio dello scorso anno, aveva sottolineato come il riutilizzo dei gasdotti abbinati alla costruzione di nuove infrastrutture per l'idrogeno, possa rappresentare l'occasione per una transizione energetica economicamente efficace. Entrambe le associazioni dei regolatori europei riconoscono quindi il vantaggio economico della riconversione della rete gas esistente, soprattutto quando la domanda dell'idrogeno raggiungerà una dimensione tale da necessitare di una rete di trasporto transfrontaliera. Ciò, oltre a comportare un risparmio in termini di tempo rispetto alla costruzione di una nuova infrastruttura, permetterà di evitare i costi di decommissioning, che graverebbero sugli operatori della rete gas.

La Metodologia di Analisi Costi-Benefici (CBA), opportunamente adattata a quelli che sono i nuovi obiettivi di decarbonizzazione al 2030, potrà essere un importante strumento per la valutazione degli effettivi vantaggi derivanti

(continua)

dalla riconversione della rete già esistente, permettendo di considerare anche i benefici sociali oltre a quelli economici. Oltre alla valutazione dell'idoneità tecnica, sarà necessaria una revisione del quadro normativo delle reti gas, in quanto i proprietari delle stesse non sarebbero al momento autorizzati a possedere, gestire e finanziare gasdotti per l'idrogeno privati. Trattandosi di progetti infrastrutturali di lungo termine, ACER e CEER invitano a far sì che la pianificazione della riconversione dell'infrastruttura gas sia inserita nei Piani di Sviluppo Nazionali delle reti, tenendo conto di quelle che sono le previsioni della domanda elettrica, del gas naturale e dell'idrogeno.

Nel caso della riconversione delle infrastrutture già esistenti, al fine di evitare sussidi incrociati nei confronti dei gestori della rete gas, dovrà essere applicato il principio della riflettività dei costi, in modo tale che gli utenti paghino solo per la rete che utilizzano. Attraverso regole di unbundling, andrebbe garantita la separazione contabile delle attività e delle RAB (Regulatory Asset Base)<sup>7</sup> di tutti quei soggetti proprietari sia della rete per il trasporto dell'idrogeno che dell'infrastruttura del gas.

Diverso è invece il caso delle infrastrutture per il power-to-gas ovvero degli elettrolizzatori che preleveranno energia elettrica dalla rete per la produzione di idrogeno con la possibile metanazione dello stesso. Anche questa tipologia di infrastrutture è fondamentale per l'implementazione della hydrogen strategy. Tecnicamente questi impianti potranno asservire a più funzioni: potrebbero essere infatti collegati sia alla rete elettrica che a quella gas (o idrogeno) e fornire, oltre alla produzione di gas (attraverso l'utilizzo di energia elettrica), anche servizi di flessibilità sia per il sistema elettrico (modulando il prelievo di energia elettrica) che per il sistema gas. In alcuni casi potrebbero rappresentare anche una forma di stoccaggio dell'energia, soprattutto se dotati della possibilità di ritrasformare il gas in energia elettrica. Tuttavia, secondo i regolatori europei, queste infrastrutture non possono essere assimilate a stoccaggi, come sembrerebbe invece ricavarsi dalla nuova direttiva sul mercato elettrico 944/2019 (non ancora recepita in Italia). Nonostante le condizioni tecniche ed economiche per lo sviluppo di queste infrastrutture non siano ancora mature, la prima raccomandazione dei regolatori è quella di superare la previsione della direttiva, che si limita a trattare le infrastrutture di power-to-gas in quanto impianti ancillari al sistema elettrico. Occorrerebbe al contrario dedicare a questi tipi di impianti una specifica normativa, definendone le diverse casistiche, che dovrebbero comprendere e differenziare i casi in cui l'impianto è collegato solo alla rete elettrica e quelli in cui è collegato a più reti. L'assimilazione o meno delle infrastrutture power-to-gas a stoccaggi, in Italia ha conseguenze importanti anche in relazione al

regime di tariffazione: infatti l'energia elettrica prelevata allo scopo di essere reimmessa nella rete non è soggetta al pagamento degli oneri di rete. Secondo i regolatori, se l'impianto di power-to-gas fosse connesso esclusivamente alla rete elettrica dovrebbe essere considerato come impianto che preleva energia elettrica. Laddove fosse collegato a più reti, si configurerebbe invece una nuova fattispecie di impianti, al momento non meglio definiti, che permetterebbero l'integrazione dei sistemi elettrico e gas. La possibilità che siano previste tariffe di rete specifiche per questi impianti non è esclusa, ma si ribadisce il criterio generale secondo cui che queste ultime non dovrebbero essere usate per incentivare alcune tecnologie produttive rispetto ad altre e che gli impatti delle strutture tariffarie devono essere attentamente valutati per evitare sussidi incrociati.

Come già per il caso delle reti, anche per le infrastrutture power-to gas è previsto un approccio graduale. Di base questi impianti dovrebbero essere considerati impianti a mercato, non aperti dunque agli investimenti da parte degli operatori di rete (trasmissione o distribuzione). Tuttavia, si riconosce che gli investimenti privati potrebbero non avviarsi nella fase iniziale del mercato e che l'investimento da parte dei soggetti regolati potrebbe rivelarsi necessario e auspicabile. Anche in questi casi si raccomanda tuttavia il maggior grado possibile di separazione delle attività di power-to-gas da quelle tipiche dei gestori di rete, eventualmente anche attraverso la creazione di entità separate per la realizzazione delle nuove infrastrutture.

L'idrogeno (prodotto da fonti rinnovabili), grazie alle sue caratteristiche di versatilità di applicazione e neutralità climatica, viene considerato da più parti come uno dei vettori energetici indispensabili per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati al 2050. L'adozione in larga scala dell'idrogeno come vettore energetico consentirebbe di ottenere una riduzione di 560 Mt di emissioni di CO<sub>2</sub> e di circa il 15% delle emissioni locali di Nox<sup>8</sup>. Nonostante il rapido calo dei costi sia delle tecnologie di produzione che delle energie rinnovabili, la quota di idrogeno nell'attuale mix energetico europeo risulta ancora piuttosto limitata, la maggior parte della quale da combustibili fossili.

L'incremento della produzione e della domanda necessario per portare la quota dell'idrogeno ai valori del 13-14% rispetto al mix di produzione energetica europea al 2050, così come prospettato dalla Commissione Europea, non potrà essere il risultato unicamente dei meccanismi di mercato. Si renderà infatti necessario non solo sostenere gli investimenti, promuovere la ricerca e la cooperazione con gli altri paesi membri, ma anche avviare un programma di pianificazione per lo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto e il rifornimento dell'idrogeno, definendo in

maniera chiara quelli che saranno i principi regolatori, delle nuove reti, da garantire. Ad oggi dunque la strada sembra comunque aperta sia a possibili investimenti in linee dirette e impianti power-to-gas privati che a investimenti da parte degli attuali gestori delle reti di trasporto e distribuzione. Nella consapevolezza che a tendere,

qualora (prevedibilmente ma con tempi incerti) dovesse avvenire una vera e massiccia crescita della domanda di idrogeno su larga scala, il sistema regolatorio verrebbe prevedibilmente riconfermato, prevedendo reti regolate e soggette a strette regole di third party access e impianti di generazione a mercato.

<sup>1</sup> COMMISSIONE EUROPEA, 8.7.2020 COM(2020) 301 final, COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI. Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico.

<sup>2</sup> Hydrogen Europe (2020), Clean Hydrogen monitor.

<sup>3</sup> Art. 1 Direttiva 2009/73/CE.

<sup>4</sup> ACER, CEER White Paper (2021) When and How to Regulate Hydrogen Networks.

<sup>5</sup> COMMISSIONE EUROPEA, 8.7.2020 COM(2020) 299 final, COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico.

<sup>6</sup> Direttiva 2009/79/CE art. 36.

<sup>7</sup> La RAB è il valore del capitale investito netto nelle infrastrutture regolate calcolato ai fini regolatori.

<sup>8</sup> Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2019), Hydrogen Roadmap Europe.



# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGETICO/AMBIENTALE

**Decreto-Legge 1 marzo 2021, n. 22** | “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri” | pubblicato sulla **G.U. Serie Generale n. 51 del 01 marzo 2021** | **Download** <https://www.gazzettaufficiale.it>

Il Consiglio dei Ministri, riunitosi in data 26 febbraio u.s., ha approvato il decreto-legge 1 marzo 2021, n. 22, recante “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri” (nel seguito: DL), con il quale sono state introdotte, tra l’altro, disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni di taluni ministeri. Il provvedimento, entrato in vigore in data 2 marzo u.s., è stato sottoposto all’esame del Parlamento, per l’avvio dell’iter istituzionale di conversione in legge.

In particolare, con riferimento al settore energetico ed ambientale, il DL istituisce il Ministero della transizione ecologica (MITE), che assume tutte le competenze del precedente Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (ex MATTM), nonché quelle in materia di politica energetica e concorrenza e regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici in precedenza esercitate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), tra le quali:

- la definizione degli obiettivi di politica energetica nazionale e delle politiche di contrasto ai cambiamenti climatici;
- l’autorizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- l’attuazione dei processi di liberalizzazione dei mercati energetici e la promozione della concorrenza nei mercati dell’energia;
- l’individuazione e lo sviluppo delle reti nazionali di trasporto dell’energia elettrica e del gas naturale;
- le politiche di ricerca ed incentivazione nei settori energetico e ambientale;
- la vigilanza su enti strumentali e il collegamento con le società e gli istituti operanti nei settori dell’energia;
- la gestione delle scorte energetiche nonché la predisposizione e attuazione dei piani di emergenza energetica;
- la rilevazione, l’elaborazione, l’analisi e la diffusione di dati statistici in materia energetica ed ambientale.

Con il DL in oggetto, sono stati altresì istituiti, presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Comitato interministeriale per la transizione ecologica (CITE) - con il compito di assicurare il coordinamento delle politiche

nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione - nonché il Comitato interministeriale per la transizione digitale (CITD).

## ELETTRICO

**Workshop con gli operatori** | “Integrazione del Mercato Elettrico con il Single Intra-Day Coupling Europeo e nuove regole di coordinamento MI-MSD” | del **05 marzo 2021** | **Download** <https://www.mercatoelettrico.org>

Con riferimento all’integrazione operativa del mercato elettrico italiano nel Single Intra-Day Coupling (SIDC) europeo, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) e TERNA, con la partecipazione del Ministero e dell’Autorità di Regolazione per Energia e Ambiente (ARERA), hanno organizzato il 5 marzo u.s., un workshop nella forma di webinar, nel quale sono state illustrate agli operatori le modifiche al modello di contrattazione del mercato elettrico, nonché le nuove regole di coordinamento fra il Mercato Infragiornaliero (MI) ed il Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), funzionali all’avvio operativo del progetto XBID e delle aste complementari infra giornalieri (CRIDA) nell’ambito del mercato elettrico nazionale.

Nel corso del workshop, sono state altresì fornite indicazioni in merito alle modalità di svolgimento: i) delle prove in bianco che il GME organizzerà con gli operatori, relativamente alle nuove funzionalità sul mercato elettrico per l’integrazione del progetto XBID e CRIDA; ii) delle prove in bianco, che verranno organizzate da TERNA, relativamente alle modifiche ai sistemi in uso agli Utenti del Dispacciamento.

## GAS

**Decreto legislativo n. 14 del 2 febbraio 2021** | “Disposizioni per l’adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010” | pubblicato sulla **G.U. Serie Generale n. 44 del 22 febbraio 2021** | **Download** <https://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto legislativo n. 14 del 2 febbraio 2021 (nel seguito: D.Lgs 14/2021), il Governo italiano ha adeguato la normativa vigente alle disposizioni contenute nel Regolamento europeo n. 2017/1938 in materia di sicurezza degli approvvigionamenti di gas<sup>1</sup>. Il D.Lgs 14/2021 ha modificato talune disposizioni contenute nei precedenti



D.Lgs n. 164/2000 e n. 93/2011, introducendo, in particolare, un meccanismo di solidarietà tra Stati membri in caso di riduzione o interruzione delle forniture di gas.

Più nel dettaglio, con riferimento al predetto meccanismo, il decreto in oggetto attribuisce: i. al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) il compito di definire accordi intergovernativi di solidarietà con gli Stati membri - direttamente connessi o interconnessi attraverso un Paese terzo - al fine di salvaguardare la continuità e la sicurezza degli approvvigionamenti; ii. al Gestore dei Mercati Energetici (GME) il compito di mettere a disposizione piattaforme di scambio dedicate all'attuazione delle disposizioni contenute nei predetti accordi; iii. all'impresa maggiore di trasporto del gas (Snam Rete Gas), di dare attuazione tecnica alle misure contenute negli accordi.

Il D.Lgs 14/2021 è entrato in vigore in data 9 marzo 2021.

**Comunicato OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. del 24 febbraio 2021 “Avviata la consultazione per la modifica**

**del Codice di Rigassificazione che introdurrà il servizio di Small Scale” | pubblicato il 24 febbraio 2021 | Download <https://www.oltoffshore.it/>**

Con apposito comunicato, OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (nel seguito: OLT) ha pubblicato, sul proprio sito internet, una proposta di modifica del proprio Codice di Rigassificazione, precedentemente approvato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) con deliberazione n. 85/2020/R/GAS del 24 marzo 2020<sup>2</sup>.

In particolare, la proposta di modifica del Codice di Rigassificazione prevede l'introduzione dei c.d. “servizi di flessibilità” di cui all'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione n. 660/2017/R/GAS (c.d. TIRG<sup>3</sup>), nonché il recepimento di alcune modifiche precedentemente apportate dall'ARERA al medesimo TIRG con deliberazione n. 576/2020/R/GAS<sup>4</sup>. Nel comunicato OLT ha pertanto invitato tutti i soggetti interessati a far pervenire le proprie osservazioni entro la data del 12 aprile 2021.

<sup>1</sup> Il Regolamento UE n. 2017/1938, concernente misure volte a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti di gas, ha abrogato il precedente Regolamento europeo in materia (Regolamento UE n. 994/2010).

<sup>2</sup> Cfr. Newsletter n. 136 aprile 2020.

<sup>3</sup> “Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto”.

<sup>4</sup> Cfr. Newsletter n. 144 gennaio 2021.0

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.