

APPROFONDIMENTI

FINANZA SOSTENIBILE: (QUASI) PRONTE LE REGOLE PER ACCEDERE AI FINANZIAMENTI “VERDI”

Di Matteo Leonardi, Claudia Checchi - Ref-e

La politica europea per la decarbonizzazione sta procedendo rispettando le tappe e le tempistiche previste. Tuttavia l'attuale lockdown e la crisi economica conseguente impongono un intervento pubblico per l'erogazione di risorse economiche a sostegno del reddito, delle imprese e per la ripresa degli investimenti, per programmare un'uscita dalla crisi e la difesa dell'occupazione. Tale intervento senza precedenti si sovrappone al contestuale obiettivo di decarbonizzazione dei sistemi energetici e produttivi europei che mira ad una completa decarbonizzazione al 2050.

Quante più risorse per la ricostruzione post-covid 19 verranno investite in attività allineate allo scenario di decarbonizzazione tanto più la ricostruzione poggerà su investimenti in grado di restituire valore nel lungo periodo, al contrario, tanto più le risorse verranno impiegate in attività non compatibili con gli scenari di decarbonizzazione tanto più verrà accentuato il fenomeno di lock-in, ovvero di concentrazione di capitale in settori non in grado di ripagare un investimento prima di entrare in contraddizione con gli scenari di salvaguardia climatica. Il lock-in è una condizione di rischio per i capitali per gli interventi diretti delle politiche (ad esempio, la vendita dei sacchetti di plastica) o per cambiamenti della domanda, più o meno, influenzata dalle

policy (non si vendono più lampadine incandescenti ma solo led, l'automotive passerà progressivamente sull'elettrico, etc etc).

Questo processo è già evidente nei settori maggiormente impegnati alla decarbonizzazione. Nel settore elettrico, ad esempio, la presenza di meccanismi di remunerazione esplicita della capacità (i capacity market) possono essere considerati come degli strumenti per bypassare i rischi di lock-in degli investimenti in nuova capacità termica determinati da progressiva diminuzione della domanda termoelettrica per effetto delle politiche di decarbonizzazione.

Tali meccanismi sono molto onerosi e sono solo possibili a fronte della necessità di garantire la sicurezza della rete nel sistema elettrico. Per molti settori produttivi non è possibile ipotizzare strumenti di garanzia simili.

Mentre si definiranno i confini della crisi, il perimetro e le modalità dell'intervento pubblico, e le strategie di investimento degli attori, appare quindi utile monitorare l'avanzamento dell'Action plan on Sustainable Finance presentato nel marzo 2018 dalla Commissione, con uno sguardo volto a comprendere quanto il pacchetto finanza dell'Europa sarà un elemento che caratterizzerà la ripresa economica del post-Covid scenario.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2020

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Finanza sostenibile: (quasi) pronte le regole per accedere ai finanziamenti “verdi”

Di Matteo Leonardi, Claudia Checchi

- Ref-e

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nuovi minimi storici ad aprile per il Pun, pari a 24,81 €/MWh (-22,5% su marzo e -53,5% sul 2019), i prezzi di vendita, a 24/26 €/MWh, e i volumi complessivamente contrattati nel MGP (18,4 TWh, -17,7% sul 2019) nel permanente contesto di emergenza sanitaria che ha caratterizzato il mese. Stabile, invece, su base annua la liquidità del mercato,

prossima al 75%. Aspettative di prezzo moderatamente rialziste si registrano sul Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il baseload di Maggio 2020 chiude il periodo di contrattazione a 29,89 €/MWh (+10,0%). Ai minimi da aprile 2011 le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il protrarsi della contingente emergenza sanitaria internazionale e degli effetti da essa prodotti accentuano drasticamente le dinamiche stagionali di mercato tipicamente osservate in passato ad aprile, spesso caratterizzato dai minimi annui degli acquisti e dei prezzi. Il Pun scende, infatti, al livello più basso mai registrato dall'avvio della borsa elettrica, pari a 24,81 €/MWh, in flessione di 7,18 €/MWh sul precedente minimo di marzo (-22,5%) e più che dimezzato su base annuale (-28,55 €/MWh, -53,5%), mentre gli acquisti di energia elettrica sul MGP, progressivamente in calo dalla seconda decade di marzo, hanno segnato di settimana in settimana nuovi minimi fino a metà aprile (complice anche la presenza delle festività pasquali), mostrando una piccola ripresa nella restante parte del mese, in corrispondenza dell'allentamento delle restrizioni alle attività produttive precedentemente più stringenti. La dinamica del Pun non si

discosta da quella registrata dalle quotazioni dell'elettricità nelle principali borse limitrofe, anch'esse ai minimi storici e caratterizzate da valori negativi in diverse ore del mese (il lunedì di Pasqua il prezzo giornaliero si è attestato a -6,5 €/MWh in Francia e a -13 €/MWh in Germania), e si inserisce in un contesto di netta intensificazione del trend ribassista in atto già da inizio anno sulle quotazioni dei combustibili, all'interno del quale il costo del gas al PSV aggiorna per il terzo mese consecutivo il suo minimo storico.

Si osservano livelli minimi anche per il Pun nei gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,08 (-0,04 sul 2019), e per i suoi valori orari massimo e minimo. Quest'ultimo in particolare è risultato pari a 0 €/MWh in 5 ore del mese, come accaduto in passato solo in due occasioni a giugno 2013 (Grafico 1 e Tabella 1). Si segnala, inoltre, che in ulteriori 5 occasioni il Pun è risultato inferiore a 1 €/MWh.

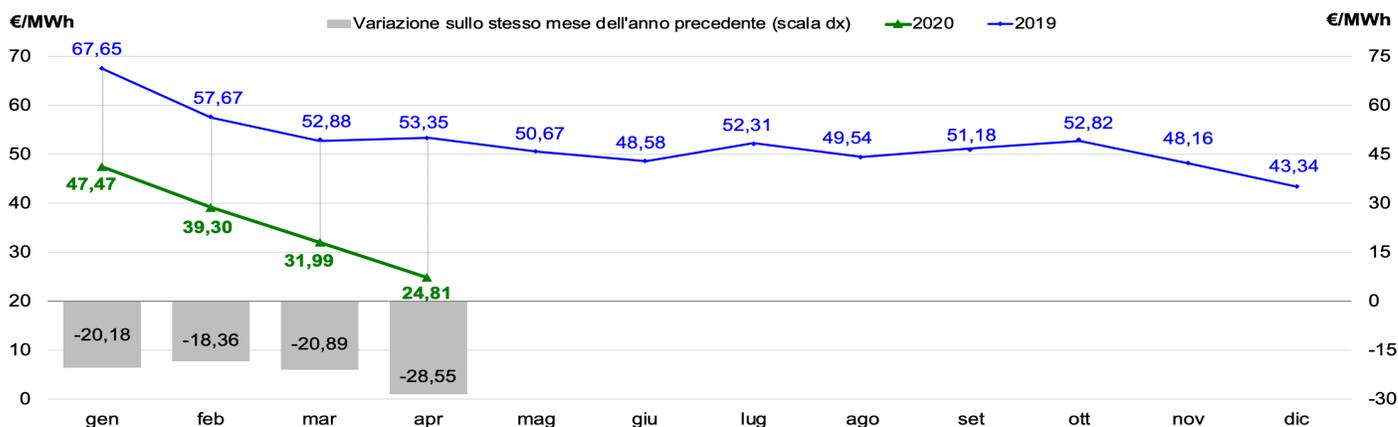
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	24,81	53,35	-28,55	-53,5%	19.166	-16,9%	25.582	-17,7%	74,9%	74,2%
<i>Picco</i>	26,78	59,90	-33,12	-55,3%	22.448	-19,4%	29.631	-21,5%	75,8%	73,8%
<i>Fuori picco</i>	23,74	50,08	-26,34	-52,6%	17.398	-15,8%	23.401	-15,7%	74,3%	74,5%
<i>Minimo orario</i>	0,00	6,15			11.308		16.816		65,7%	64,2%
<i>Massimo orario</i>	55,16	86,83			26.899		34.596		84,1%	82,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

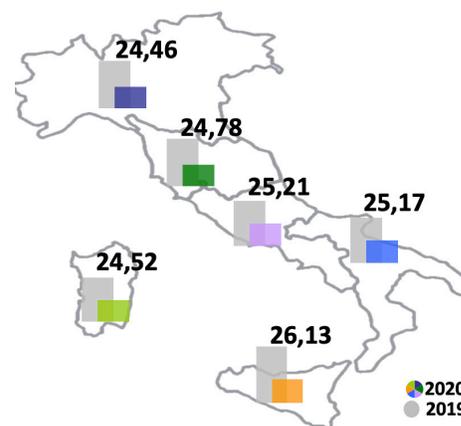
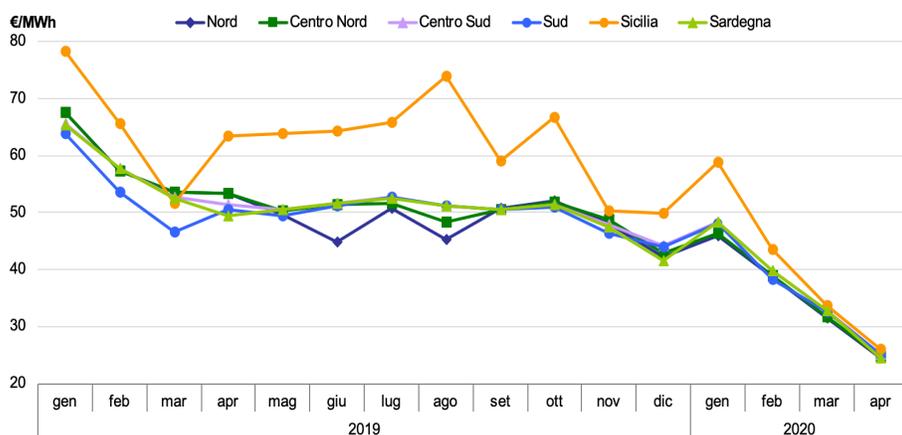


Sui livelli più bassi di sempre anche tutti i prezzi di vendita che si attestano a 24/26 €/MWh (-7/-8 €/MWh su marzo e -25/-37 €/MWh sul 2019). Nello scenario di bassa domanda, si osserva una ulteriore riduzione dei già esigui differenziali di prezzo rilevati a marzo sia sulla penisola, nonostante il restringimento del transito Nord-Centro Nord nella seconda metà del mese (saturo a partire dal 14 aprile nel 14% delle ore, contro il 4%

complessivo di marzo), che tra Sud e Sicilia, unite quasi nel 94% delle ore, come avvenuto solo lo scorso mese. In evidenza, infine, la Sardegna che, rispetto alle altre zone, realizza prezzi a 0 €/MWh in ulteriori 18 ore, concentrate negli ultimi tre giorni del mese in corrispondenza di un buon livello di offerta rinnovabile e del restringimento del limite di transito in export verso il continente (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia prosegue e accentua la riduzione registrata a marzo, attestandosi al record minimo assoluto di 18,4 TWh, e segnando la più intensa battuta d'arresto di sempre (-17,7% sul 2019). In tale contesto, pur scendendo ai minimi da maggio 2012 i volumi transitati nella

borsa elettrica (13,8 TWh, -16,9%), la liquidità del mercato, pari a 74,9%, risale di 0,5 punti percentuali sul 2019, anche per effetto di un calo ai minimi storici delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (4,6 TWh, -20,0%) (Tabelle 2 e 3) (Grafico 3).

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

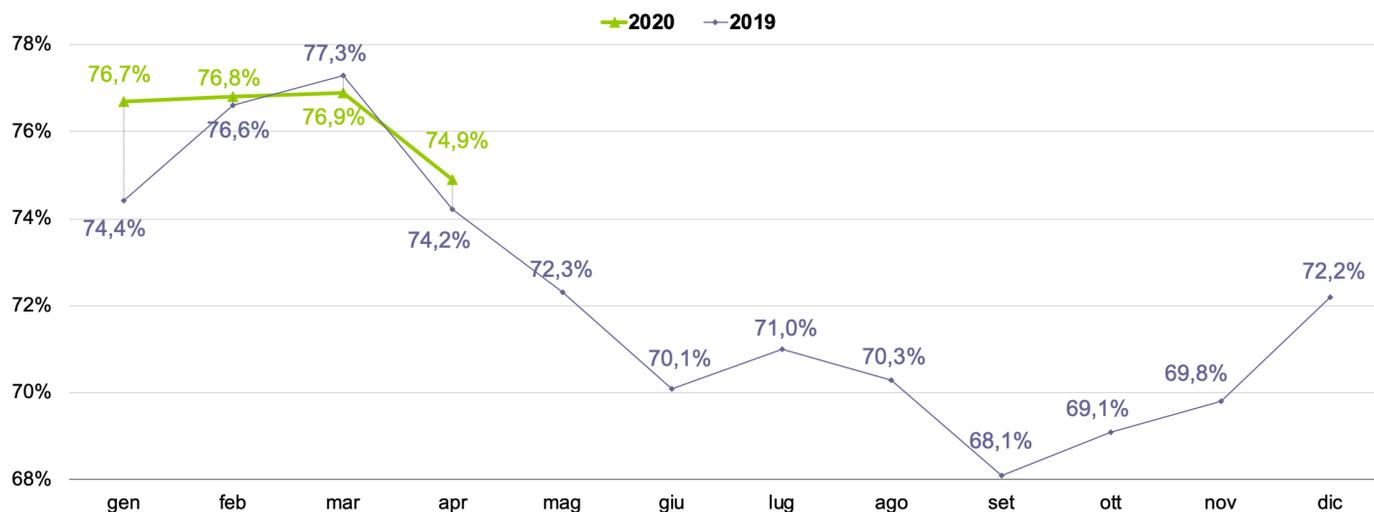
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	13.799.431	-16,9%	74,9%
Operatori	9.394.041	-16,0%	51,0%
GSE	2.730.510	+10,5%	14,8%
Zone estere	1.674.879	-43,3%	9,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.619.403	-20,0%	25,1%
Zone estere	75.911	-32,0%	0,4%
Zone nazionali	4.543.492	-19,8%	24,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	18.418.834	-17,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	22.934.116	+30,6%	
OFFERTA TOTALE	41.352.950	+3,5%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	13.799.431	-16,9%	74,9%
Acquirente Unico	3.295.271	-3,5%	17,9%
Altri operatori	6.069.139	-29,2%	33,0%
Pompaggi	3.054	+111,3%	0,0%
Zone estere	772.241	+54,1%	4,2%
Saldo programmi PCE	3.659.726	-11,1%	19,9%
PCE (incluso MTE)	4.619.403	-20,0%	25,1%
Zone estere	241	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.278.889	-16,3%	44,9%
Saldo programmi PCE	-3.659.726	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	18.418.834	-17,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	492.745	+0,2%	
DOMANDA TOTALE	18.911.579	-17,3%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Mai così bassi gli acquisti nazionali, pari a 17,6 TWh, (-19,4% sul 2019), e gli acquisti nelle singole zone (ad eccezione del Centro Sud e della Sicilia), che registrano riduzioni superiori al 20% al centro settentrione, e comprese tra il 9% e il 14% altrove. Relativamente alla sola zona Nord, l'analisi dei volumi osservati nel corso di aprile mostra valori minimi concentrati nella prima parte del mese e una successiva lenta ripresa nella seconda parte che riporta progressivamente gli acquisti sui livelli di metà marzo. Ai massimi storici per il mese di aprile, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,8 TWh (+54,2%), con un Sistema che è risultato esportatore netto in quasi tutti i giorni festivi del mese, come non accadeva da gennaio 2017, anche per effetto del contemporaneo restringimento della NTC in import tipicamente programmato dal gestore della rete

di trasmissione in periodi di ridotta domanda al fine di garantire la sicurezza della rete stessa (Tabella 4). Lato offerta, per quanto appena detto, le importazioni di energia dall'estero si sono portate sul livello più basso di sempre, a 1,8 TWh (42,9%), arrivando a coprire solo poco più del 6% degli acquisti nazionali (solitamente circa il 15%), come accaduto solo tra fine 2016 e inizio 2017. Relativamente più debole il calo delle vendite nazionali, pari a 17,5 TWh (-13,7%), anch'esse complessivamente ai minimi storici. A livello zonale si osservano flessioni comprese tra il 5% della Sicilia e il 32,3% del Centro Sud. In evidenza il Nord che, in presenza di una riduzione dei flussi di import dall'estero, risulta l'unica zona caratterizzata da una ripresa delle vendite (+8,0% rispetto a marzo) arrivate a soddisfare quasi il 96% degli acquisti locali (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.411.969	29.739	+13,9%	9.044.219	12.561	-10,6%	9.464.096	13.145	-23,4%
Centro Nord	2.215.614	3.077	-1,3%	1.437.121	1.996	-6,1%	1.882.949	2.615	-20,0%
Centro Sud	4.133.227	5.741	-2,3%	1.195.973	1.661	-32,3%	2.954.486	4.103	-14,0%
Sud	7.637.135	10.607	+7,1%	3.368.275	4.678	-13,1%	1.566.820	2.176	-11,9%
Sicilia	2.661.630	3.697	-6,4%	905.515	1.258	-5,0%	1.173.765	1.630	-9,1%
Sardegna	1.449.828	2.014	-7,2%	716.941	996	-33,6%	604.235	839	-9,2%
Totale nazionale	39.509.403	54.874	+7,3%	16.668.044	23.150	-13,7%	17.646.352	24.509	-19,4%
Esteri	1.843.547	2.560	-41,0%	1.750.790	2.432	-42,9%	772.482	1.073	+54,2%
Sistema Italia	41.352.950	57.435	+3,5%	18.418.834	25.582	-17,7%	18.418.834	25.582	-17,7%

In termini di fonti, per la prima volta nell'anno in corso, segno positivo per le vendite rinnovabili (+6,8% sul 2019), trainate dall'idrico (+13,5% concentrato al centro settentrione), e dal solare (+13,1%). Nel contesto di bassa domanda, prosegue e si accentua, invece, la riduzione dei volumi termici tradizionali, che si portano su uno dei livelli più bassi di sempre, con meno di 12 GWh medi orari (-27,2%), confermandosi complessivamente in calo in tutte le componenti. A livello zonale, in evidenza solo l'incremento

del ciclo combinato sulle isole, a compensare la forte riduzione dell'eolico. Nel complesso, dunque, la quota delle fonti rinnovabili torna a superare quella del gas (47,9% contro 43,2%), con uno scarto tra le due ai massimi da quasi due anni, e con la prima che guadagna 9,2 punti percentuali sul 2019, grazie soprattutto al contributo dell'idrico (23,3%, +5,6 p.p.). In evidenza infine la quota del carbone che, in riduzione di quasi 5 p.p., scende per la prima volta sotto il 2% (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.527	-28,4%	630	-22,5%	466	-65,7%	2.781	-17,1%	780	+23,4%	704	-33,2%	11.887	-27,2%
Gas	5.733	-26,9%	551	-24,7%	160	-76,7%	2.380	-15,6%	753	+28,2%	426	+26,5%	10.004	-23,1%
Carbone	1	-99,8%	-	-	58	-86,6%	117	-54,7%	-	-	220	-64,4%	396	-77,3%
Altre	793	-5,0%	79	-3,1%	248	+4,0%	283	+2,7%	27	-38,8%	58	-42,4%	1.488	-5,5%
Fonti rinnovabili	5.864	+21,6%	1.366	+4,0%	1.195	+10,0%	1.897	-6,4%	478	-31,0%	292	-34,4%	11.091	+6,8%
Idraulica	3.855	+23,3%	358	+4,8%	504	+3,9%	494	-13,6%	126	-26,2%	58	+0,2%	5.396	+13,5%
Geotermica	-	-	664	+1,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	664	+1,2%
Eolica	11	+117,9%	25	+18,7%	331	+24,7%	964	-8,9%	231	-41,5%	144	-50,6%	1.707	-16,2%
Solare e altre	1.998	+18,2%	319	+8,3%	359	+7,1%	439	+10,3%	121	-4,3%	89	-5,7%	3.325	+13,1%
Pompaggio	171	+56,5%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	171	+45,7%
Totale	12.561	-10,6%	1.996	-6,1%	1.661	-32,3%	4.678	-13,1%	1.258	-5,0%	996	-33,6%	23.150	-13,7%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

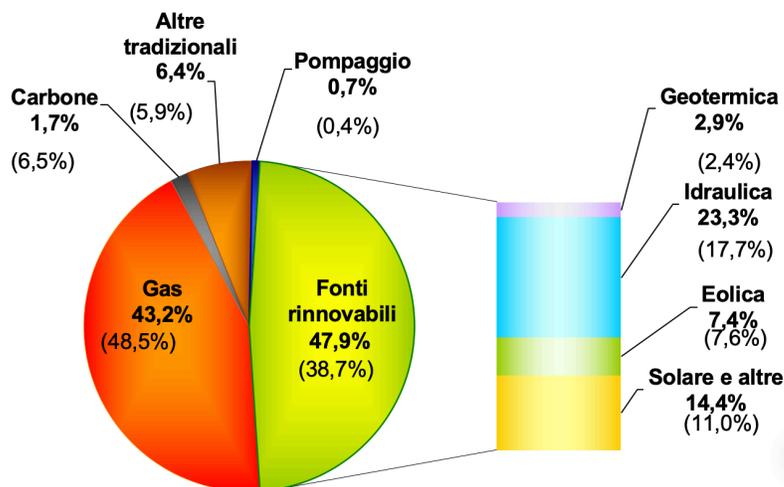
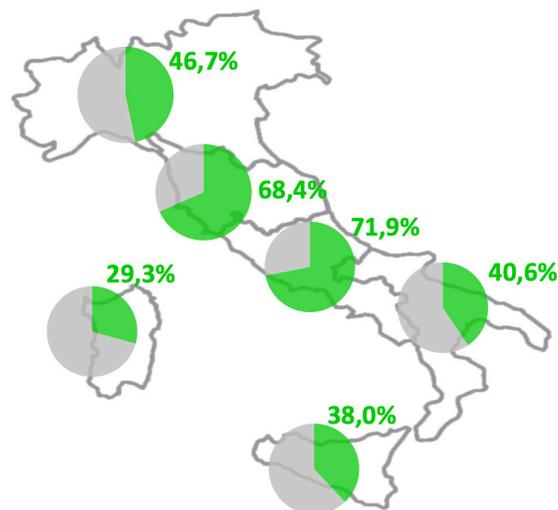


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 1.365 MWh, in riduzione di 864 MWh rispetto allo stesso mese del 2019. La flessione riguarda tutte le frontiere, ma in particolare la francese (-571 MWh) e la slovena (-223 MWh), che come già osservato hanno visto una netta riduzione della NTC in import lungo tutto il corso del mese (-41%/-48%), più

evidente nei giorni festivi, quando i flussi si invertono spesso anche sulla frontiera francese (6% delle ore). Estesa a numerosi giorni, invece, la frequenza dei flussi in export sulle altre due frontiere in coupling, che si conferma alta come osservato spesso dalla scorsa estate, sulla Slovenia, portandosi ai massimi di sempre sull'Austria (22,6% delle ore) (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	1.047 (1.588)	1.026 (1.597)	72,4% (96,5%)	91,7% (95,9%)	1.141 (1.169)	697 (520)	6,1% (1,1%)	2,4% (-)
Italia - Austria	162 (205)	139 (210)	51,4% (94,6%)	65,6% (96,2%)	121 (123)	111 (129)	22,6% (2,2%)	20,0% (1,9%)
Italia - Slovenia	364 (487)	199 (422)	20,3% (87,4%)	12,2% (59,2%)	669 (669)	425 (298)	66,8% (11,1%)	21,7% (1,9%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

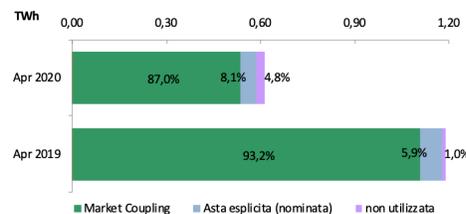
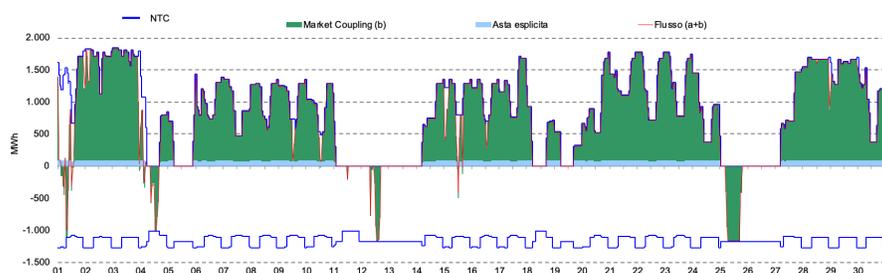


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

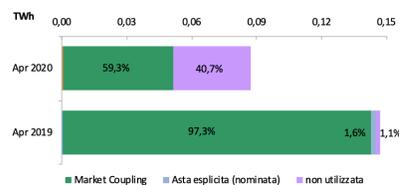
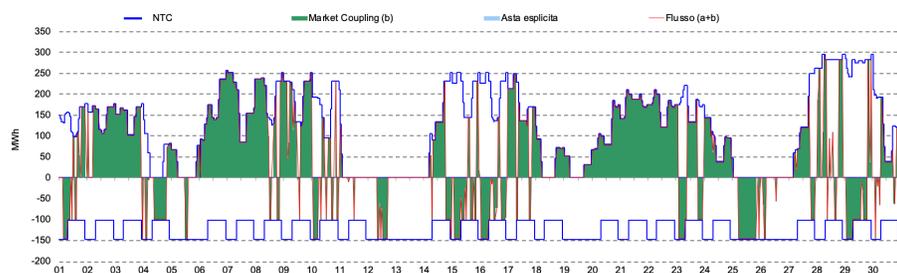
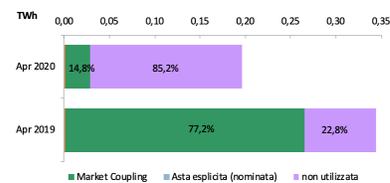
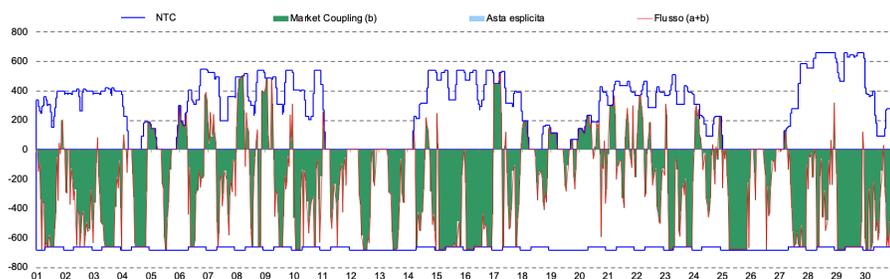


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nuovo minimo storico anche per il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 24,97 €/MWh, che perde 7,05 €/MWh sul precedente minimo di marzo (-22,0%) e risulta più che dimezzato su aprile 2019 (-28,91 €/MWh, -53,7%), mantenendo ancora esiguo il differenziale con il Pun (+0,17 €/MWh) (Grafico 9). A livello di singole sessioni i prezzi restano sui livelli più bassi di sempre nelle prime sei, attestandosi tra 24,58 €

MWh di MI2 e 30,52 €/MWh di MI6. In risalita dal minimo di marzo, invece, il prezzo su MI7, a 38,20 €/MWh, che è anche quello che registra il maggiore scostamento dal Pun calcolato nelle stesse ore (+16,9%) (Figura 1 e Grafico 10). Ai minimi da marzo 2011 i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 1,7 TWh (-23,3%). La flessione interessa le prime tre sessioni e MI5, con gli scambi su MI1 che, superiori solo al minimo

storico di febbraio 2010 (-33,6% sul 2019), riducono ulteriormente la loro quota sul totale al 41,5% (-6,5 p.p). In crescita, invece, i volumi su MI4, MI6 e MI7, espressione della maggiore necessità, in un periodo di domanda bassa e volatile, di aggiustare i programmi relativi ai picchi di volume mattutino e serale in prossimità del tempo reale (Figura 1 e Grafico 10).

Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera svizzera,

attraverso il meccanismo del market coupling ammontano complessivamente in export a 27,8 GWh su MI2 e 6,9 GWh su MI6 e rappresentano l'86% di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (+1 p.p. su marzo). Tornano nettamente inferiori a quelle in export, le allocazioni in asta implicita in import dalla Svizzera, pari a 10,9 GWh su MI2 e a 0,1 GWh su MI6, pari al 58% di quanto transitato in vendita su tale confine (-4 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

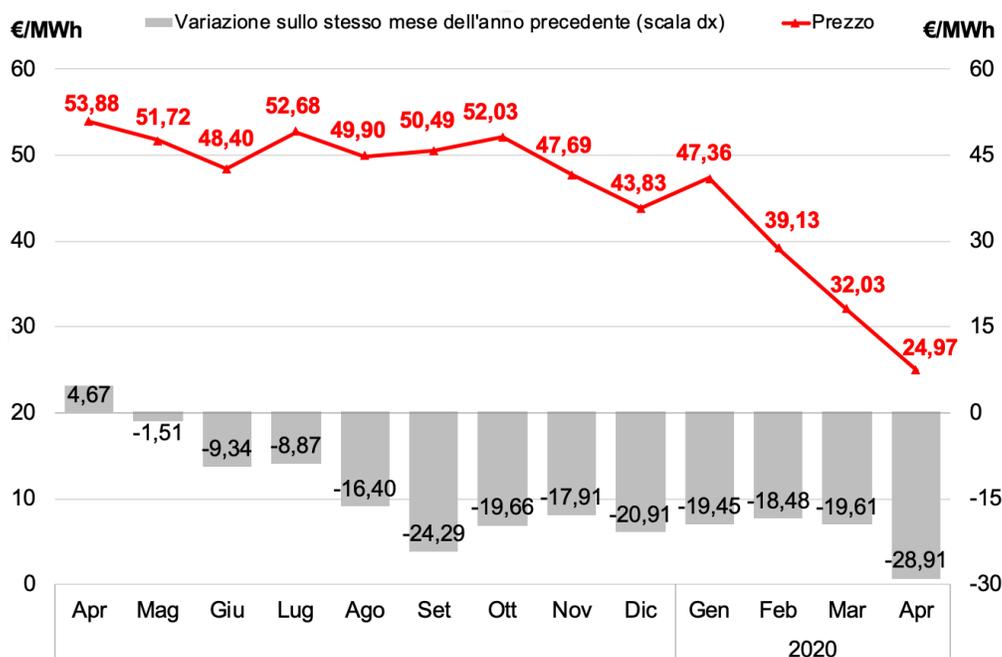


Figura 1: MI, dati di sintesi

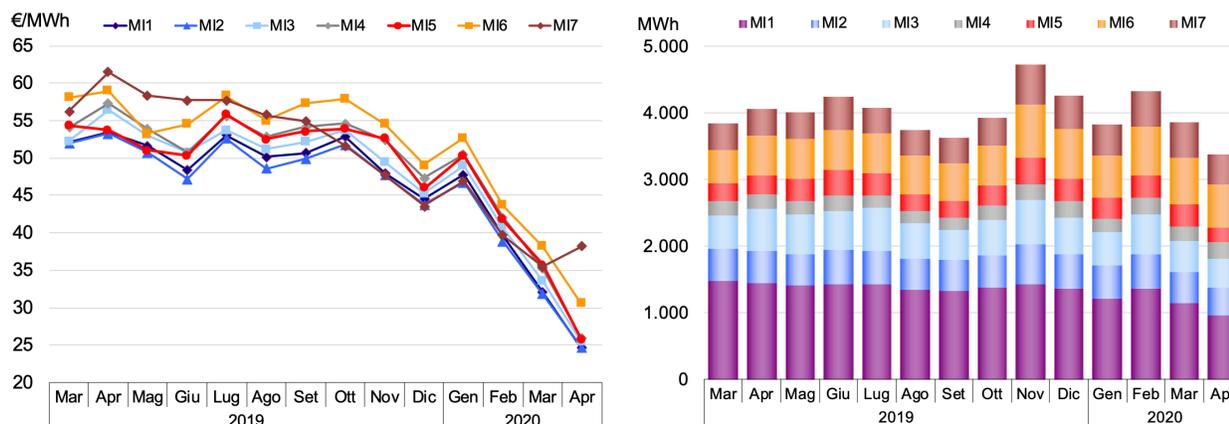
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh			Prezzi €/MWh
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione	
MGP (1-24 h)	24,81	53,35	-53,5%	18.418.834	25.582	-17,7%	53,35 / 24,81
MI1 (1-24 h)	24,58 (-0,9%)	53,40	-54,0%	688.632	956	-33,6%	53,40 / 24,58
MI2 (1-24 h)	24,62 (-0,7%)	53,35	-53,9%	308.264	428	-11,9%	53,35 / 24,62
MI3 (5-24 h)	25,46 (+0,8%)	56,46	-54,9%	255.404	426	-32,9%	56,46 / 25,46
MI4 (9-24 h)	25,94 (+1,6%)	57,28	-54,7%	116.730	243	+14,8%	57,28 / 25,94
MI5 (13-24 h)	25,70 (-0,5%)	53,74	-52,2%	81.185	226	-23,0%	53,74 / 25,70
MI6 (17-24 h)	30,52 (+2,2%)	58,95	-48,2%	156.290	651	+9,9%	58,95 / 30,52
MI7 (21-24 h)	38,20 (+16,3%)	61,42	-37,8%	54.495	454	+13,9%	61,42 / 38,20

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

Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



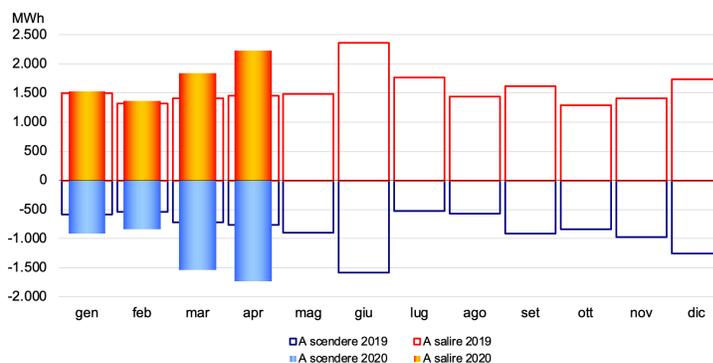
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel contesto descritto si conferma, accentuandosi, anche l'incremento del ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con i volumi su entrambi i lati su livelli tra i più alti da oltre un decennio.

Nel dettaglio, gli acquisti di Terna sul mercato a salire sono stati pari a 1,6 TWh (+52,4% su aprile 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere si sono attestate a 1,2 TWh (+125,4%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 129 negoziazioni (-42 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 87,8 GWh (massimo degli ultimi sette mesi, ma -82% sul 2019). Come nei mesi precedenti,

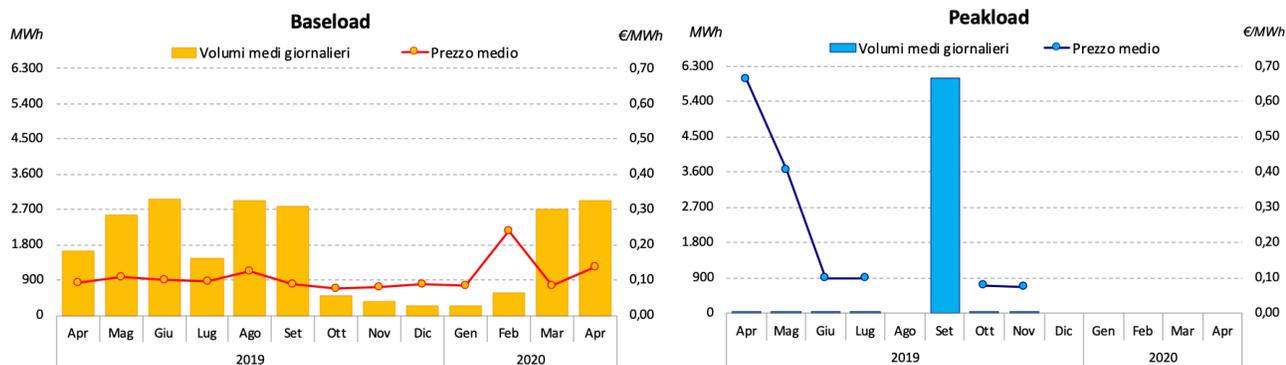
le negoziazioni, esclusivamente sul profilo baseload, hanno interessato tutti i prodotti giornalieri, scambiati ad un prezzo medio di 0,14 €/MWh, in aumento rispetto ad un anno fa (+0,05 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	M
Baseload	129 (87)	30/30 (29/30)	0,14 (0,09)	0,09 (0,09)	0,30 (0,10)	87.792 (48.024)	
Peakload	- (9)	0/22 (9/22)	- (0,66)	- (0,09)	- (5,00)	- (216)	
Totale	129 (96)					87.792 (48.240)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 3 negoziati (minimo dallo scorso ottobre), per complessivi 27 GWh, tutte relative a prodotti baseload. I prezzi di controllo dei prodotti scambiati mostrano modeste variazioni ad eccezione di quello relativo al baseload di Luglio 2020, in forte crescita (+9,3%). La posizione aperta complessiva

si attesta 0,91 TWh, in calo del 7,3% su marzo. Il prodotto Maggio 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 29,89 €/MWh sul baseload (50,67 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 32,50 €/MWh sul peakload (54,04 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 100 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad Aprile

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD

	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW	MW	MW	variazioni %
Maggio 2020	29,89	+10,0%	-	-	-	-	-	132	98.208
Giugno 2020	34,00	-0,4%	1	1	-	1	-87,5%	141	101.520
Luglio 2020	42,00	+9,3%	1	1	-	1	-	1	744
Agosto 2020	42,57	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	40,26	+4,7%	-	-	-	-	-	132	291.456
IV Trimestre 2020	50,08	+10,0%	-	-	-	-	-	116	256.244
I Trimestre 2021	51,04	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	41,74	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	46,00	+0,7%	1	3	-	3	-50,0%	28	245.280
Totale			3	5	-	5			895.244

PRODOTTI PEAK LOAD

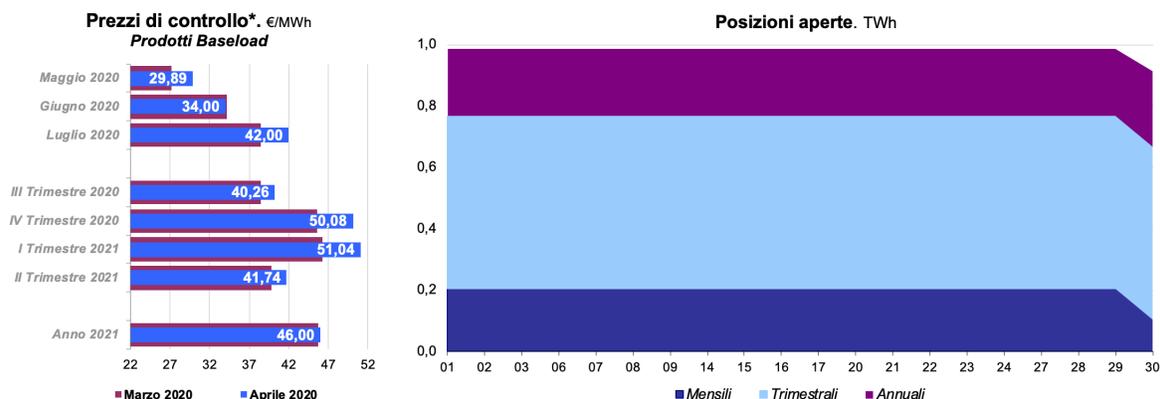
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW	MW	MW	variazioni %
Maggio 2020	32,50	+9,6%	-	-	-	-	-	8	2.016
Giugno 2020	39,02	-2,1%	-	-	-	-	-	13	3.432
Luglio 2020	47,63	+7,4%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2020	45,25	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	45,13	+3,0%	-	-	-	-	-	11	8.712
IV Trimestre 2020	60,12	+8,1%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	59,05	+10,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	45,62	+2,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	53,53	+4,6%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			18.480
TOTALE			3	5	-	5			913.724

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Ai minimi degli ultimi nove anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia ad aprile 2020, pari a 21,1 TWh (-4,2% sul 2019), mentre la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE si porta sul livello più basso da marzo 2010, pari a 11,8 TWh (-7,4%) (Tabella 8). Stabile sul livello dei mesi precedenti il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,78, in

aumento sul valore molto basso registrato un anno fa (+0,6 sul 2019) (Grafico 13). Ai minimi storici i programmi registrati nei conti in immissione (4,6 TWh, -20,0%) che, per la prima volta, risultano inferiori ai relativi sbilanciamenti a programma (7,2 TWh, +2,9%); mai così bassi da inizio 2010 anche i programmi registrati nei conti in prelievo (8,3 TWh, -16,3%), mentre restano in forte crescita i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,6 TWh (+22,9%).

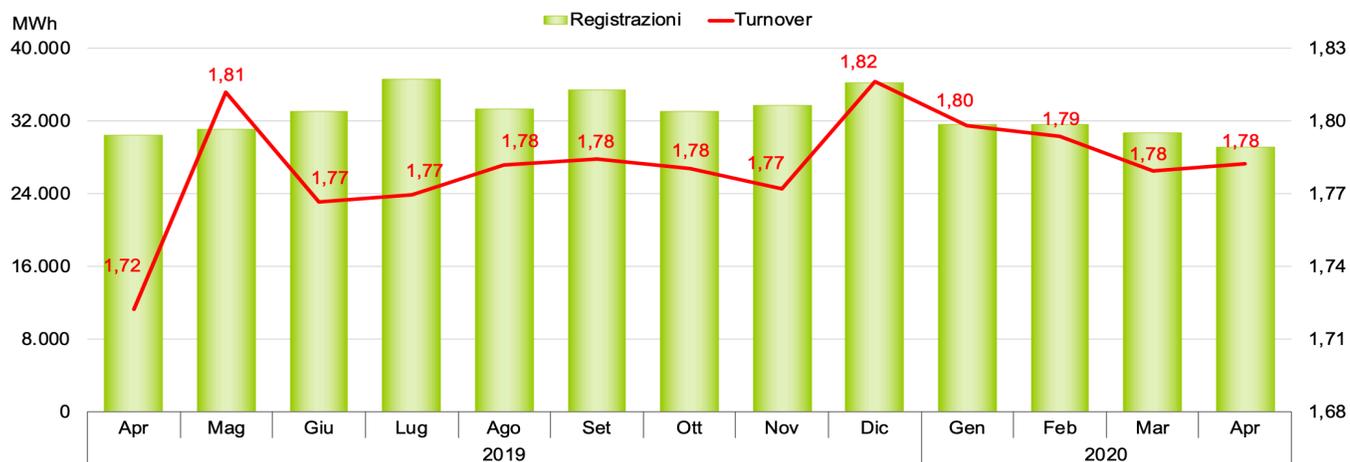
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad Aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.367.593	+1,2%	30,1%	Richiesti	8.237.553	-10,1%	100,0%	8.287.367	-16,3%	100,0%
Off Peak	373.020	+786,6%	1,8%	di cui con indicazione di prezzo	4.103.561	-23,0%	49,8%	9.016	+3226,8%	0,1%
Peak	136.188	-13,0%	0,6%	Rifiutati	3.618.150	+6,8%	43,9%	8.237	+8,1%	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.609.706	+6,6%	43,8%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.876.801	+6,0%	32,5%	Registrati	4.619.403	-20,0%	56,1%	8.279.130	-16,3%	99,9%
Totale Non standard	14.067.521	-8,8%	66,6%	di cui con indicazione di prezzo	493.855	-74,6%	6,0%	9.016	+3226,8%	0,1%
PCE bilaterali	20.944.322	-4,4%	99,1%	Sbilanciamenti a programma	7.234.435	+2,9%		3.574.709	+22,9%	
MTE	97.152	+16,3%	0,5%	Saldo programmi	-	-		3.659.726	-11,1%	
MPEG	87.792	+82,0%	0,4%							
TOTALE PCE	21.129.266	-4,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	11.853.839	-7,4%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia segnano un nuovo calo su base annua, il sesto consecutivo, riducendosi del 23% dal livello molto elevato registrato nel 2019. In un contesto ancora caratterizzato dall'emergenza sanitaria Covid-19, la flessione dei consumi supera il 16% nel settore civile ed il 23% nei comparti termoelettrico e industriale, quest'ultimo ai minimi da oltre dieci anni per il mese in analisi. Sul lato dell'offerta, la minore domanda è stata compensata da una contrazione delle importazioni, sia tramite gasdotto che rigassificatori GNL (-9/-6%), da una ridotta produzione nazionale (-18%) e da un consistente aumento delle iniezioni nei siti di stoccaggio che salgono sui livelli più alti degli ultimi quindici anni per aprile (+39%). La giacenza a fine mese risulta, pertanto, in aumento del 41% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente. Nei mercati a pronti del gas gestiti

dal GME i volumi negoziati confermano il trend di crescita, ininterrotto ormai da oltre un anno, e si portano a 9,7 TWh (+43% su aprile 2019), con una quota sulla domanda totale che, anche per effetto della riduzione di quest'ultima, sale a ridosso del 22%, aggiornando per il secondo mese consecutivo il massimo storico. La crescita appare ancora sostenuta dal MGP-Gas, sia a contrattazione continua (+55%) che dal nuovo segmento ad asta, con scambi pari complessivamente al 52% del totale contrattato; in calo, invece, i volumi negoziati negli altri mercati. Le quotazioni a pronti, in linea con le dinamiche al PSV (8,73 €/MWh), continuano la fase ribassista e scendono ovunque ai minimi storici. Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si portano a 34 mila MWh, con prezzi di controllo in rialzo per i prodotti di prossima scadenza.

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia confermano il trend ribassista degli ultimi cinque mesi e scendono a 4.211 milioni di mc (minimo dal 2015 per il mese in analisi), in flessione del 23% dal livello molto elevato registrato nello stesso periodo del 2019. Nel contesto di sistema in cui prosegue l'emergenza da Covid-19, i consumi si riducono in tutti i principali settori, portandosi a 1.447 milioni di mc (-24%) nel comparto termoelettrico ed a 890 milioni di mc (-23%) in quello industriale, quest'ultimo sui livelli più bassi dal 2007 per il periodo di riferimento. In flessione del 16% i consumi del settore civile, pari a 1.855 milioni di mc. Poco significative le esportazioni, ai minimi dal 2007 (0,62 milioni di mc, -90%).

Lato offerta, si riducono le importazioni di gas (6.136 milioni di mc, -8% dal livello massimo da oltre dieci anni registrato ad aprile dello scorso anno), dinamica riscontrata sia nei flussi via gasdotto (-9%) che tramite i terminali di rigassificazione (-6%), questi ultimi tuttavia su livelli tra i più elevati; in calo anche la produzione nazionale (322 milioni di mc, -18%). La minore domanda ha favorito, invece, un aumento delle

iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 2.247 milioni di mc (+39%), ai massimi dal 2006 per il mese di riferimento, con una quota sul totale consumato pari al 53%, anch'essa su valori tra i più alti di sempre (+24 p.p. sul 2019).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra flussi in flessione dalla Russia a Tarvisio (2.756 milioni di mc, -6%), dal Nord Europa a Passo Gries (1.204 milioni di mc, -8%) e dal Nord Africa (1.027 milioni di mc, -16%), in particolare da Mazara dove le importazioni scendono ai minimi dal 2009 per il mese di aprile, mentre aumentano quelli provenienti dalla Libia a Gela (540 milioni di mc, +8%). In calo anche il gas importato dai tre terminali di rigassificazione, più intenso a Livorno e Panigaglia (rispettivamente 308 e 248 milioni di mc, -10/-11%) e moderato a Cavarzere (593 milioni di mc, -2%). In virtù delle suddette dinamiche, nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.323 milioni di mc (massimo degli ultimi quindici anni per aprile), in aumento del 41% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito al 40%, anch'esso in crescita su base annua (+8,0 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.136	64,9	-8,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	487	5,2	-32,9%
Tarvisio	2.756	29,2	-6,4%
Passo Gries	1.204	12,7	-7,7%
Gela	540	5,7	+8,7%
Gorizia	0	0,0	+93,3%
Panigaglia (GNL)	248	2,6	-10,0%
Cavarzere (GNL)	593	6,3	-1,7%
Livorno (GNL)	308	3,3	-10,7%
Produzione Nazionale	322	3,4	-17,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.458	68,3	-8,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>4.192</i>	<i>44,4</i>	<i>-20,8%</i>
Industriale	890	9,4	-23,2%
Termoelettrico	1.447	15,3	-24,4%
Reti di distribuzione	1.855	19,6	-16,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>19</i>	<i>0,2</i>	<i>-89,6%</i>
TOTALE CONSUMATO	4.211	44,6	-23,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>2.247</i>	<i>24</i>	<i>+39,5%</i>
TOTALE PRELEVATO	6.458	68,3	-8,9%

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

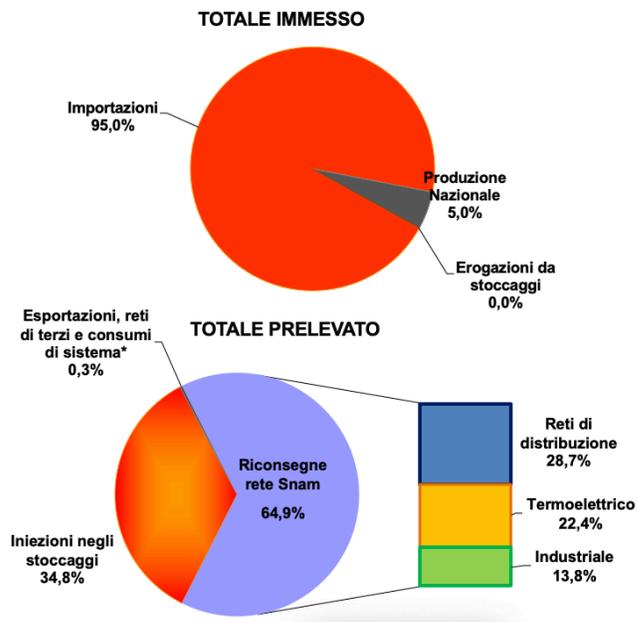
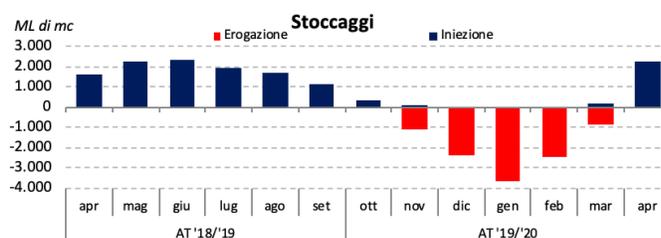
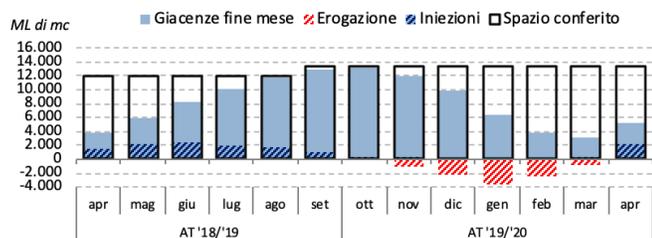


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2020)	5.323	+40,6%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.247	+39,5%
Flusso netto	2.247	+39,5%
Spazio conferito	13.396	+12,1%
Giacenza/Spazio conferito	39,7%	+8,0 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, non si arresta la discesa della quotazione al PSV che, per il terzo mese consecutivo, aggiorna il minimo storico, scendendo a 8,73 €/MWh, più che dimezzata su base annua (-10 €/MWh, -53%) ed in flessione di 1,37 €/MWh rispetto a marzo (-14%). Analoghe dinamiche, sia congiunturali che tendenziali, per le quotazioni sui principali hub europei, ovunque ai minimi

storici; il riferimento al TTF mostra ribassi più intensi, concentrati in particolare nella seconda metà del mese, e scende a 6,58 €/MWh, cedendo oltre 2 €/MWh su marzo (-25%) e circa 8 €/MWh su aprile 2019 (-56%); pertanto, il differenziale tra la quotazione olandese e quella italiana si porta a 2,15 €/MWh (+0,8 €/MWh su marzo, -1,5 €/MWh su base annua).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) segnano un nuovo importante aumento su base annua e si attestano a 9,7 TWh (+43%), confermando il trend rialzista che lo caratterizza, con rare eccezioni, da oltre due anni. In un contesto di minore domanda di gas naturale, la suddetta crescita spinge la quota sul totale consumato al 21,8%, la più alta dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento (+10 p.p. su base annua, +4 p.p. su marzo).

L'incremento su base annua dei volumi scambiati ad aprile appare concentrato sull'orizzonte day-ahead (5,0 TWh), con una quota sul totale contrattato a pronti in crescita al 52% per effetto sia delle dinamiche osservate sul MGP-Gas in negoziazione continua (2,4 TWh, +55% sul 2019) che sul nuovo comparto AGS (2,6 TWh). In flessione, invece, gli scambi intraday (3,5 TWh): in particolare, su MI-Gas in contrattazione continua i volumi scendono a 3,2 TWh (-14%), in corrispondenza di ridotte movimentazioni, sia lato acquisto

che vendita, del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh, -44%), mentre crescono gli scambi tra operatori terzi (2,1 TWh, +19%), il cui peso sale al 66%. Modesta la quantità scambiata nel comparto AGS del MI-Gas, pari a 0,3 TWh.

I volumi negoziati sul MGS, dopo i segnali di ripresa registrati il mese precedente, tornano a ridursi, portandosi a 1,1 TWh (-21% rispetto ad aprile 2019). La flessione dei volumi per l'impresa operativa Stogit è attribuibile soprattutto alle minori movimentazioni da parte di SRG, sia in acquisto che in vendita, soprattutto ai fini del bilanciamento. Sale, invece, la quota degli scambi tra operatori diversi da SRG, rappresentativi di circa l'85% dei volumi (0,97 TWh).

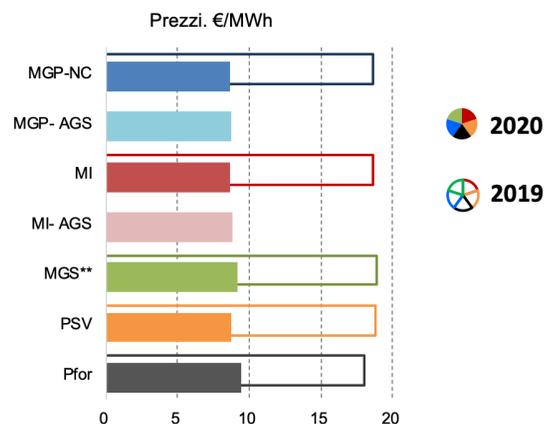
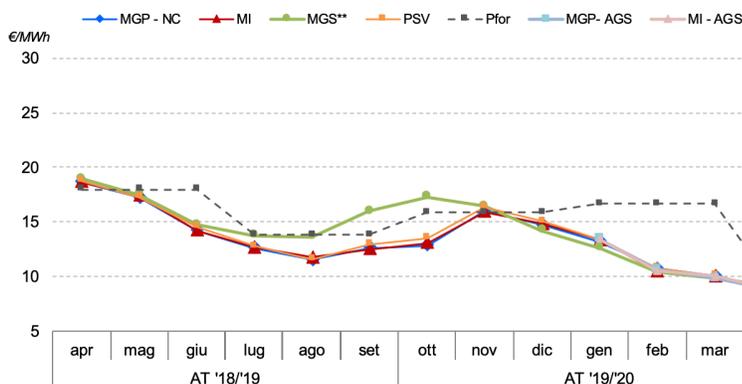
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, seguendo le dinamiche al PSV, risultano ovunque più che dimezzate su base annua (-52/-54%) ed in consistente calo anche rispetto al mese precedente (-8/-14%), scendendo sotto i 9 €/MWh sui mercati title ed a 9,13 €/MWh sul MGS.

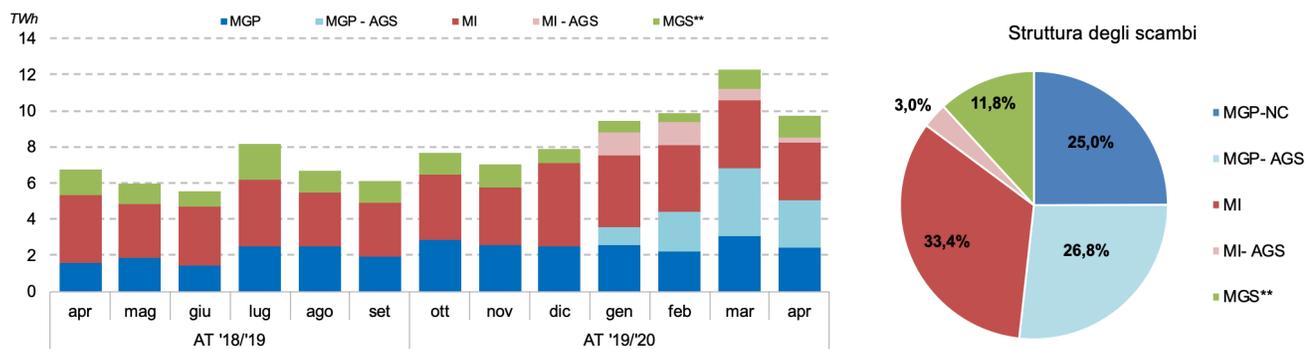
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP					
Negoziazione continua	8,62	(18,64)	7,60	2.421.384	(1.566.336)
Comparto AGS	8,78	(-)	8,10	2.599.416	(-)
MI					
Negoziazione continua	8,62	(18,64)	6,80	3.238.080	(3.755.832)
Comparto AGS	8,80	(-)	7,85	294.120	(-)
MGS**	9,13	(18,91)	8,75	1.146.687	(1.448.190)
Stogit	9,13	(18,91)	8,75	1.146.687	(1.448.190)
Edison	-	(-)	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





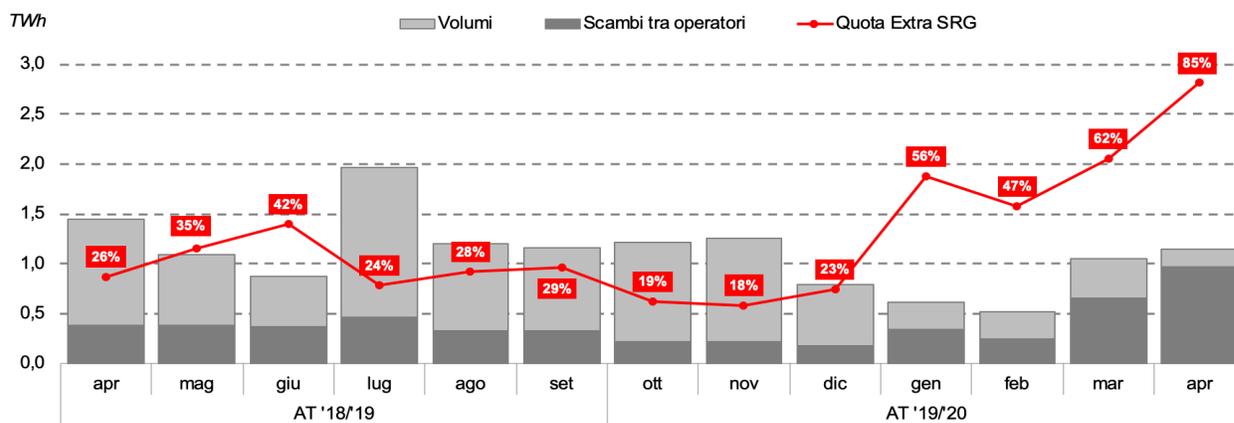
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

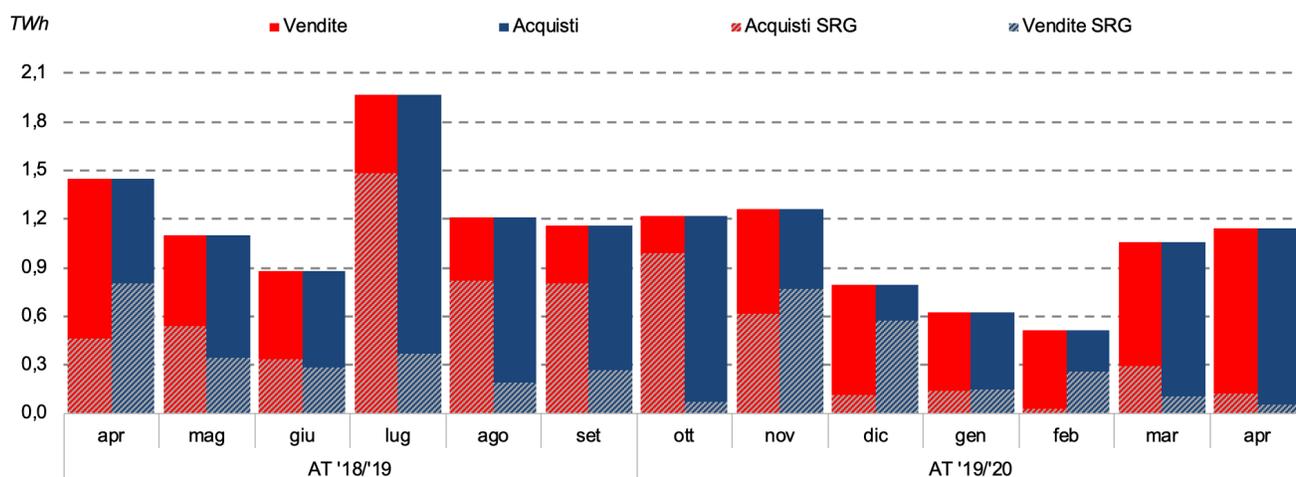
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Totale	1.146.687	(1.448.190)	1.146.687	(1.448.190)	-	(-)	-	(-)
SRG	120.317	(382.330)	54.322	(373.507)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	120.317	(377.030)	54.322	(373.507)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(5.300)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	1.026.370	(1.065.860)	1.092.365	(1.074.683)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), ad aprile gli scambi si portano a 34 GWh, in calo di 91 GWh rispetto al mese precedente. Le quantità sono concentrate principalmente sui prodotti mensili (32% del totale) e trimestrali (59%); in particolare, il mensile M-2020-05 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo

pari a 9,00 €/MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di marzo (-6%), ed una posizione aperta pari a 37 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 127 GWh (erano 291 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziati risultano in rialzo (+6/+17%), stabili i restanti.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato						OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %		
BoM-2020-04	8,00	8,00	9,08	-7,6%	1	2.880	-	-	2.880	-70,4%	6.432	12.864
BoM-2020-05	-	-	9,04	-	-	-	-	-	-	-	1.200	33.600
M-2020-05	9,00	9,00	9,00	-5,8%	1	3.720	-	-	3.720	-	1.200	37.200
M-2020-06	9,20	9,35	9,35	10,7%	2	7.200	-	-	7.200	-	1.200	36.000
M-2020-07	-	-	9,69	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-08	-	-	8,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-03	9,85	9,95	9,95	6,4%	2	11.040	-	-	11.040	-77,3%	552	50.784
Q-2020-04	12,55	12,85	12,85	17,4%	3	8.832	-	-	8.832	-	72	6.624
Q-2021-01	-	-	13,93	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-02	-	-	13,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	18,04	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					9	33.672			33.672		3.024	127.008

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di aprile si confermano le forti tendenze ribassiste registrate a marzo, in concomitanza del perdurare dell'emergenza sanitaria legata al Covid 19, con diverse commodities che aggiornano i loro minimi storici. Il greggio crolla a circa 15 \$/bbl, quasi dimezzato rispetto a marzo. Scendono anche i suoi derivati, mentre il carbone, sebbene confermi il suo trend ribassista in atto da novembre, mostra perdite limitate su

base congiunturale e inferiori alle altre commodities su base tendenziale. Decisamente più intensa la discesa delle quotazioni ai principali hub europei del gas, con il PSV ed il TTF che aggiornano i loro minimi assoluti, attestandosi rispettivamente a 8,73 €/MWh e a 6,58 €/MWh. Anche le quotazioni di diverse borse europee dell'elettricità toccano livelli mai registrati prima, con l'Italia al nuovo minimo assoluto di 24,81 €/MWh.

Nel mese di aprile si intensifica il crollo del greggio e dei suoi derivati. In Europa la quotazione del Brent è tra i livelli più bassi di sempre, attestandosi a 15,09 \$/bbl (-55% rispetto a marzo e quasi -80% sul 2019), mentre l'indice americano WTI nella giornata di lunedì 20 aprile è sceso, per la prima volta nella storia, addirittura su prezzi negativi relativamente al prodotto future con consegna a maggio (-37,63 \$/bbl). Decisi cali, anche se meno intensi, per i derivati del petrolio: sia l'olio combustibile (192,08 \$/MT) che il gasolio (239,13 \$/MT) perdono circa il 30% su base mensile. Le quotazioni a termine, sebbene in ribasso, mostrano tuttavia una ripresa della quotazione del

greggio, dato sui 30 \$/bbl per i prossimi mesi e a quasi 40 \$/bbl per il 2021, mentre il gasolio è previsto tra i 260 \$/MT e i 290 \$/MT.

Più contenute le perdite per il carbone che, al settimo calo consecutivo, limita la sua diminuzione, attestandosi a circa 46 \$/MT, ai minimi da circa quattro anni (-3% rispetto a marzo, -23% rispetto al 2019). Il brusco deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, infine, sia su base mensile (1,09 €/€, -2%) che annuale (-3%), favorisce una lieve attenuazione delle dinamiche ribassiste nella loro conversione in euro rispetto ad entrambi i riferimenti temporali.

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	15,09	-55%	-79%	26,57	29,91	-11%	26,88	-24%	29,74	-19%	38,94	-10%
Olio Combustibile	USD/MT	192,08	-27%										
Gasolio	USD/MT	239,13	-31%	-61%	292,75	259,14	-25%	276,45	-21%	291,94	-18%	363,45	-10%
Carbone	USD/MT	45,74	-3%	-23%	50,83	44,79	-10%	45,67	-10%	45,78	-11%	54,38	-3%

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	13,88	-54%	-78%		27,50	-	24,69	-	27,30	-	35,48	-
Olio Combustibile	EUR/MT	176,69	-25%				-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	219,95	-29%	-60%		238,22	-	253,95	-	267,96	-	331,23	-
Carbone	EUR/MT	42,08	-1%	-21%		41,20	-	41,98	-	42,05	-	49,59	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,09	-2%	-3%	1,10	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,10	-

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

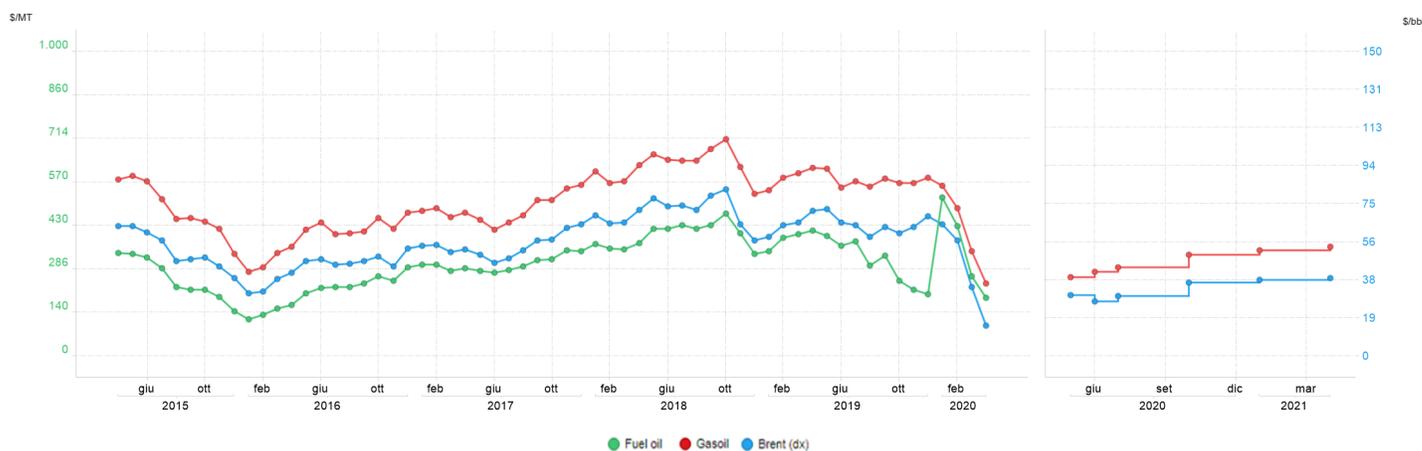


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



Le quotazioni registrate ai principali hub europei, al quinto calo consecutivo, rafforzano il trend ribassista in atto da inizio anno, con il PSV ed il TTF che aggiornano nuovamente i loro minimi storici, perdendo circa metà del loro valore rispetto al 2019. Il PSV, infatti, si attesta a 8,73 €/MWh, in calo del 14% rispetto a marzo; dinamica ancora più accentuata per il TTF, il cui valore risulta ridotto di un quarto su base mensile (6,58 €/MWh, -25%).

In conseguenza di ciò lo spread tra i due riferimenti europei risulta in aumento a circa 2,15 €/MWh (+0,76 €/MWh). Le aspettative a termine per il PSV mostrano un ulteriore calo per maggio (8,60 €/MWh, -15%), mentre una risalita fino a circa 9 €/MWh è prevista per i successivi mesi di giugno e luglio. Dinamiche analoghe per il TTF, con uno spread PSV-TTF atteso confermatosi sui 2 €/MWh circa nei mesi a venire.

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	8,73	-14%	-53%	8,95	8,60	-15%	8,83	-12%	9,11		14,40	-2%
TTF	NL	6,58	-25%	-56%	6,90	6,64	-21%	6,99	-18%	7,26		12,60	-2%
CEGH	AT	8,11	-16%	-53%	7,66	7,78	-17%	7,91	-17%	7,86			
NBP	UK	5,51	-38%	-61%	5,20	4,72	-28%	5,03	-23%	5,31			



Dinamiche fortemente ribassiste anche per le quotazioni delle principali borse elettriche europee, con l'Italia che tocca il nuovo minimo storico a 24,81 €/MWh (-22% rispetto a marzo). Ribassi ancora più intensi per i restanti mercati europei, con nuovi minimi assoluti toccati anche in Francia (13,45 €/MWh, -44%), in Germania (17,09 €/MWh, -24%) e nell'area scandinava, caratterizzata da una quotazione media mensile di soli 5,26 €/MWh (-42%). Attestate attorno ai 17/18 €/

MWh, infine Svizzera, Austria e Spagna (-26%/-36% su base mensile). nettamente più intensi i cali su base tendenziale, con l'Italia e l'area centroeuropea che mostrano perdite comprese tra 54/65%, e l'area scandinava una riduzione del 90%. Le quotazioni a termine mostrano per l'Italia una progressiva risalita nei prossimi mesi, soprattutto a luglio (41,25 €/MWh, +7%), con uno spread con la Francia previsto per i prossimi mesi a circa 11/12 €/MWh.

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

Fonte: Refinitiv

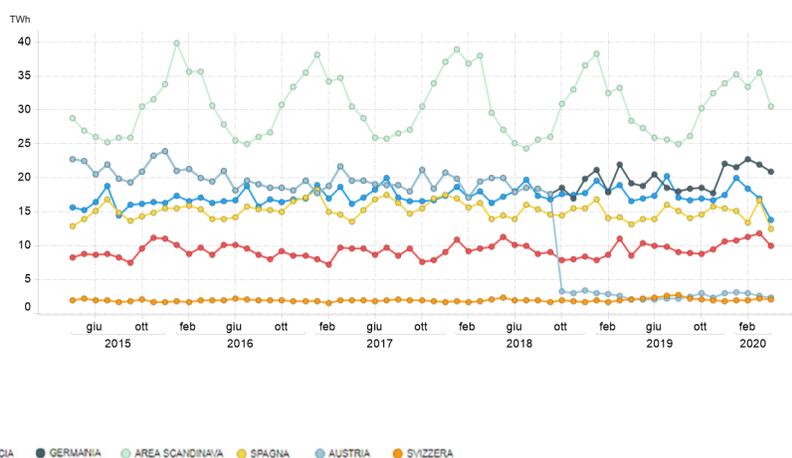
Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	24,81	-22%	-54%	25,39	29,03	-15%	33,72	-12%	41,29	7%	46,95	-2%
FRANCIA	13,45	-44%	-65%	15,31	17,97	-25%	24,33	-13%	28,73		42,62	6%
GERMANIA	17,09	-24%	-54%	17,06	21,23	-16%	26,16	-10%	29,54		37,48	1%
AREA SCANDINAVA	5,26	-42%	-87%	5,70	6,22	-38%	5,67	-40%	5,16		22,09	-5%
SPAGNA	17,65	-36%	-65%	20,05	23,56	-26%	31,23	-13%	34,12		41,75	1%
AUSTRIA	18,31	-26%	-51%									
SVIZZERA	17,22	-34%	-55%									



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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	13,8	-16%	-17%
FRANCIA	10,0	-13%	16%
GERMANIA	21,0	-2%	9%
AREA SCANDINAVA	30,5	-11%	7%
SPAGNA	12,5	-23%	-5%
AUSTRIA	2,4	-8%	8%
SVIZZERA	2,1	-5%	1%



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

In termini di volumi scambiati a pronti l'andamento su base tendenziale delle principali borse europee evidenzia un calo netto per l'Italia (13,8 TWh, -17%), più contenuto per

la Spagna (12,5 TWh, -5%), e una crescita per le restanti borse, particolarmente intensa soprattutto per la Francia (10,0 TWh, +16%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio, dopo due rialzi consecutivi, torna in flessione rispetto al mese precedente (262 €/tep). In aumento, invece, il prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale, che porta il differenziale con il riferimento di mercato a 15 €/tep (-34 €/tep). Crescono ancora rispetto al mese precedente i volumi scambiati su MTEE (+8%), con la liquidità che sale al 68%, a fronte anche del calo registrato dalle contrattazioni

bilaterali (-26%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), nella prima sessione di contrattazione di titoli riferiti alla produzione del 2020, il prezzo medio si attesta a 0,15 €/MWh, più che raddoppiato rispetto al minimo della sessione precedente. In calo, invece, le quotazioni bilaterali (0,30 €/MWh) che riducono lo spread con il riferimento di mercato. Scambi ai massimi per il mese di aprile, sia sul mercato che bilateralmente.

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

Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato ad aprile scende a 262,41 €/tep, in calo di 4,7 €/tep rispetto al mese precedente e superiore di 15 €/tep alla quotazione bilaterale, che per contro sale a 247 €/tep (+13%). La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a circa 6 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali sale al 96% (+12 p.p rispetto al mese di marzo). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (260,11-267,00 €/tep) scende al 64%, diminuendo di 8 p.p.

sul mese precedente.

Ancora in crescita i volumi negoziati su MTEE, pari a 210 mila tep (+8%), tra i livelli più alti dallo scorso novembre, seppure più bassi rispetto ad un anno fa (-41%); la liquidità sale al 68% (+9 p.p.), in corrispondenza anche di un intenso calo delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (100 mila tep; -26%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine aprile, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 61.455.533 tep, in aumento di 373.099 tep rispetto a fine marzo. Alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.597.697 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading						
	Medio €/tep	Var. cong.	Minimo €/tep	Massimo €/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi tep	Var. cong.	Quota %	Var. cong.	Operatori N°	Var.
Mercato	262,41	-1,8%	260,11	267,00	209.592	+8,4%	55,00	+6,5%	11.102	+111,3%	5,3%	+2,6 p.p.	10	+4
Bilaterali	246,93	+13,2%	0,00	274,50	99.837	-25,8%	24,65	-15,9%						
con prezzo >1	255,94	-1,3%	20,00	274,50	96.323	-14,8%	24,65	-15,9%						
Totale	257,42	+4,2%	0,00	274,50	309.429	-5,6%	79,65	-1,7%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

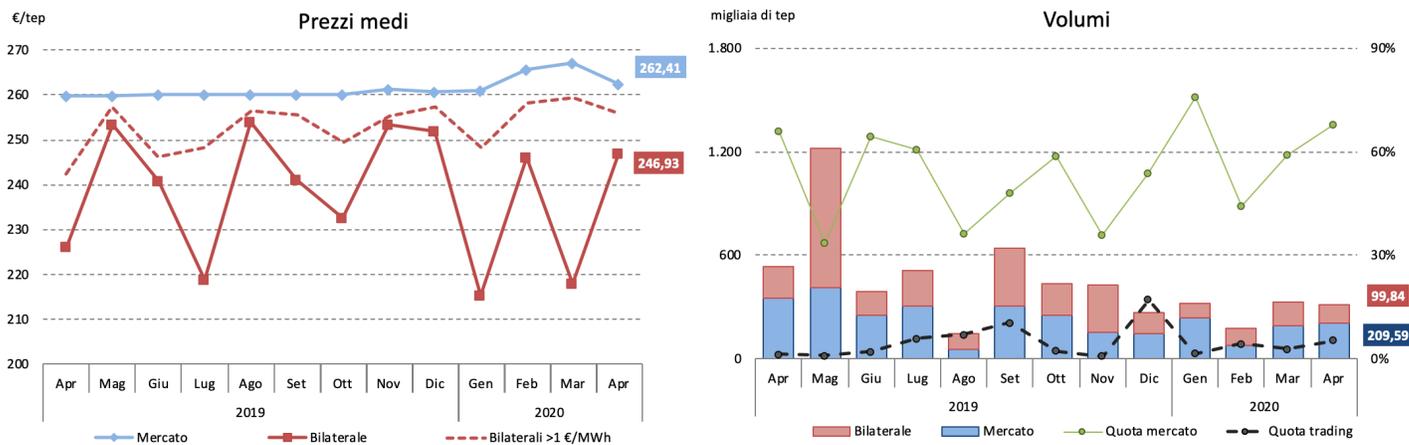


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250	€/tep					
N°	€/tep	tep	tep	€/tep					
44	261,29	2.195.174	242.624	235,16	90.016	250,00	3.597.697	61.455.533	

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

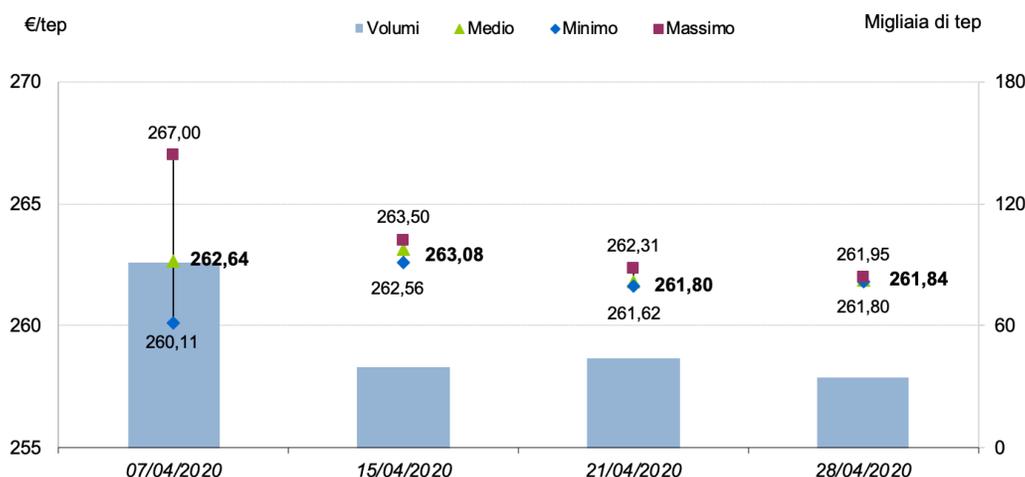
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni pressoché stabili intorno ai 262-263 €/tep ed una ridotta variabilità infragiornaliera, ad eccezione della sessione del 7 aprile quando lo spread tra il minimo ed il massimo risulta pari a 6,89 €/

tep, il più alto da settembre 2018. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni crescono rispetto al mese precedente, attestandosi a 52 mila tep, lievemente più alti rispetto alla media dell'anno d'obbligo in corso (50 mila tep).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Ad aprile, nella prima sessione di mercato utile per la negoziazione di garanzie riferite alla produzione del 2020, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, sale a 0,15 €/MWh, più che raddoppiato rispetto al mese precedente (+113%), ma ancora inferiore al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, invece, risulta in calo a 0,30 €/MWh (-67%). Crescono le quotazioni delle due tipologie scambiate sul mercato: in

particolare la tipologia Altro sale a 0,15 €/MWh e quella Eolico a 0,19 €/MWh (entrambe più che duplicate rispetto a marzo). Risultano dimezzati, per contro, i prezzi registrati sulla PBGO con la tipologia Altro che si attesta a 0,20 €/MWh (-52%) e la tipologia Eolico a 0,34 €/MWh (I volumi scambiati, seppure in calo rispetto a marzo si attestano sui livelli più alti mai registrati per il mese di aprile, sia sul mercato (57 mila MWh) che bilateralmente (160 mila MWh).

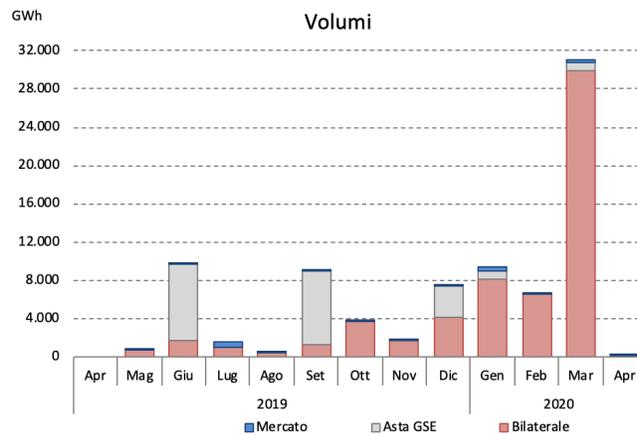
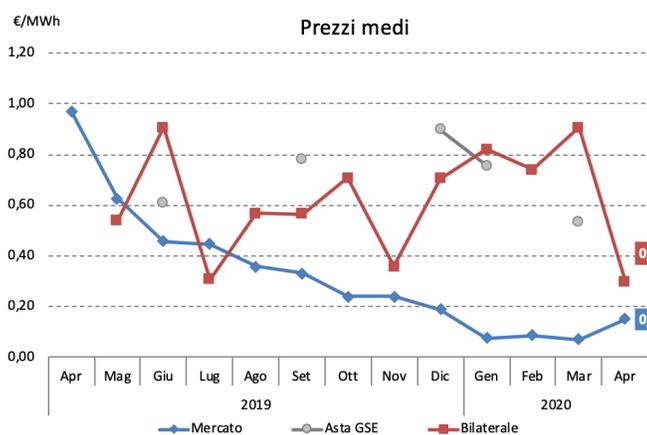
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,15	+113,1%	0,15	0,20	57.359	-76,5%	8.615	-49,8%
Bilaterali	0,30	-67,0%	0,01	0,62	160.142	-99,5%	47.915	-99,8%
con prezzo >0	0,30	-68,8%	0,01	0,62	160.142	-99,4%	47.915	-99,8%
Totale	0,26	-71,1%	0,01	0,62	217.501	-99,3%	56.530	-99,8%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

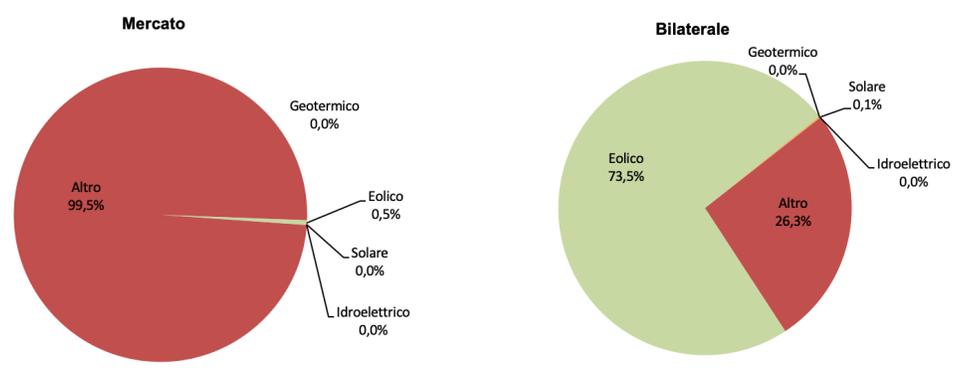


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle due piattaforme.

Le due principali categorie contrattate sono la tipologia Altro, predominante sul mercato (99,5%), ed Eolico, negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (73,4%).

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

Fonte: dati GME



FINANZA SOSTENIBILE: (QUASI) PRONTE LE REGOLE PER ACCEDERE AI FINANZIAMENTI “VERDI”

Di Matteo Leonardi, Claudia Checchi - Ref-e

(continua dalla prima)

La regolazione del settore finanziario trova fondamento nell'articolo 2 dell'Accordo di Parigi 2015 in cui la comunità internazionale si impegna in uno sforzo collettivo per mantenere i cambiamenti climatici al di sotto dei 2°, possibilmente 1,5°. Nell'accordo il settore finanziario viene chiamato ad essere coerente con le strategie di decarbonizzazione: Making finance flows consistent with a pathway towards low greenhouse gas emissions and climate-resilient development (art 2.c).

In linea con il principio dell'Accordo, nel marzo 2018 la Commissione Europea ha presentato un piano d'azione per la finanza sostenibile incentrato su tre pilastri.

- Indirizzare i flussi finanziari sugli investimenti sostenibili per una crescita inclusiva e sostenibile.
- Gestire i rischi finanziari legati ai cambiamenti climatici, ai danni ambientali e alle questioni sociali.
- Rafforzare la trasparenza e la prospettiva a lungo termine delle attività economiche e finanziarie.

Negli ultimi due anni un pacchetto di provvedimenti ha preso vita dal piano d'azione di marzo 2018. Vediamo i passaggi più importanti.

La tassonomia. Nel Maggio 2018 la Commissione ha avanzato una proposta di regolazione per facilitare gli investimenti sostenibili attraverso l'introduzione di una tassonomia che definisca, rispetto a diverse dimensioni, le modalità per essere definiti sostenibili.

La presenza di una tassonomia è una componente essenziale per la regolazione della finanza perché definisce nella pratica i settori e le attività economiche che possono

essere considerate sostenibili rispetto a diverse macro dimensioni ambientali: il climate change (mitigazione ed adattamento), l'uso sostenibile e protezione di acqua e risorse marine, la transizione ad un economia circolare, il controllo e la riduzione degli inquinanti, la protezione e il ripristino di biodiversità ed ecosistemi.

La Commissione ha ottenuto nel Dicembre 2019 un accordo con il Consiglio ed il Parlamento Europeo e la proposta si avvia ora, attraverso atti delegati, ad essere operativa.

La tabella di marcia, dopo un periodo di consultazione che si è chiuso di recente, prevede che la tassonomia sia completata -per quanto riguarda il climate change sia nella dimensione della mitigazione (riduzione delle emissioni) che dell'adattamento (risposte al cambiamento climatico comunque in atto) - per fine 2020 in modo che sia operativa per il 2021, mentre per le altre quattro dimensioni ambientali il framework normativo dovrà essere completato al 2021, per essere operativo al 2022.

Per dotare la tassonomia di strumenti tecnici di implementazione la Commissione ha nominato nel luglio 2018 un Technical Expert Group (TEG). Nel marzo 2020 il TEG ha pubblicato il report finale contenente le raccomandazioni alla Commissione sul disegno della tassonomia stessa ed una guida per le imprese su come impiegarla per la trasparenza (disclosure) finanziaria circa la sostenibilità. Il report contiene gli allegati tecnici in cui vengono forniti i criteri per settanta settori circa la mitigazione del climate change (senza arrecare altri danni ambientali) e 68 settori per l'adattamento.

Tabella 1: Settori contemplati dalla tassonomia TEG e relativo impatto di emissioni dirette

Codice NACE	Settore	Emissioni settoriali dirette, MtCO2e (2018)	Modalità di selezione
A	AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA	562	Emissioni, completo
B	ATTIVITÀ ESTRATTIVA	81	Emissioni, parziale
C	ATTIVITÀ MANIFATTURIERE	836	Emissioni, parziale
D	FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA	1021	Emissioni, completo
E	FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITÀ DI TRATTAMENTO DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	162	Emissioni, completo
F	COSTRUZIONI	64	Emissioni, parziale

(continua)

G	COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	79	Non considerato
H	TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	544	Emissioni, parziale
I	SERVIZI DI ALLOGGIO E DI RISTORAZIONE	17	Non considerato
J	SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	9	Abilitante, completo
K	ATTIVITÀ FINANZIARIE E ASSICURATIVE	11	Non considerato
L	ATTIVITÀ IMMOBILIARI	5	Abilitante, parziale
M	ATTIVITÀ PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	17	Abilitante, parziale
N	ATTIVITÀ AMMINISTRATIVE E DI SERVIZI DI SUPPORTO	21	Non considerato
O	AMMINISTRAZIONE PUBBLICA E DIFESA; ASSICURAZIONE SOCIALE OBBLIGATORIA	29	Non considerato
P	ISTRUZIONE	17	Non considerato
Q	SANITÀ E ASSISTENZA SOCIALE	32	Non considerato
R	ATTIVITÀ ARTISTICHE, DI INTRATTENIMENTO E DIVERTIMENTO	8	Non considerato
S	ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI	10	Non considerato
T	ATTIVITÀ DI FAMIGLIE E CONVIVENZE COME DATORI DI LAVORO	0,7	Non considerato
U	ATTIVITÀ DI ORGANIZZAZIONI E ORGANISMI EXTRATERRITORIALI	0	Non considerato
	Totale	3525	
	Totale settori inclusi	3301	
	Percentuale su totale	93,5%	

I settori che rientrano nella tassonomia sono quelli significativi nella transizione energetica sia negli impatti sia nella dotazione di tecnologie per la transizione.

Ad esempio nel settore delle attività manifatturiere, che rappresentano il 24% delle emissioni dirette totali, vengono contemplate 9 attività produttive che rientrano

nella tassonomia grazie alla possibilità di adottare processi produttivi in grado di diminuire in maniera sostanziale le emissioni di CO₂ (ad esempio modificando le modalità di produzione o la natura del prodotto finito) o perché risultano abilitanti per altri settori per perseguire la riduzione delle emissioni.

Tabella 2: Settori del comparto manifatturiero contemplati nella proposta di tassonomia del TEG

	Criterio	Esempio
Manifattura tecnologie a bassa emissione	Abilitante	Ad esempio componenti per la mobilità elettrica o per l'efficienza energetica
Cemento	Riduzione emissioni	Efficienza energetica, uso di fonti rinnovabili, sostituzione del prodotto finale
Alluminio	Riduzione emissioni	Efficienza energetica soprattutto nei consumi indiretti (elettrico) ed acquisto di energia verde
Ferro Acciaio	Riduzione emissioni	Efficienza, cambio di processo
Idrogeno	Abilitante	Produzione di idrogeno da fonti rinnovabili anziché fossili
Chimica di base inorganica	Riduzione emissioni	Efficienza energetica, acquisto di energia da fonti rinnovabili
Chimica di base organica	Riduzione emissioni	Impieghi di <u>feedstock</u> rinnovabili
Fertilizzanti	Riduzione emissioni	Impiego di idrogeno rinnovabile
Plastiche	Riduzione emissioni	Impiego di materiale riciclato per prodotti non usa e getta

(continua)

Nel settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata, che rappresenta il 29% delle emissioni dirette, vengono valutati 25 settori, relativi alla produzione elettrica con rinnovabili, gas e bioenergie, trasporto e storage di energia, servizio di fornitura di calore, raffrescamento con fonti rinnovabili e gas. Anche in questo caso l'inclusione nella tassonomia dipende dal potenziale di riduzione diretta o potenzialmente abilitante. Nella proposta del TEG non rientrano nella tassonomia per il climate change né la generazione elettrica da nucleare né quella a gas naturale con un'emissione superiore ai 100gCO₂/kWh escludendo pertanto gli impianti a ciclo combinato che non abbiano possibilità di associare carbon capture and storage. Non rientra nella tassonomia proposta dal TEG la generazione elettrica da incenerimento di rifiuti.

Il regolamento. Un secondo provvedimento del piano d'azione è la proposta di un regolamento sull'informativa in materia di investimenti sostenibili e rischi per la sostenibilità. La cosiddetta disclosure. Il regolamento introdurrà obblighi di informativa su come gli investitori istituzionali e i gestori patrimoniali integrano i fattori ambientali, sociali e di governance (ESG) nei loro processi di gestione del rischio. Il regolamento entra in vigore dal marzo 2021.

Valutare l'esposizione degli investimenti rispetto al rischio di climate change necessita di metodologie complesse in grado di elaborare non solo l'attuale impatto delle attività economiche sui cambiamenti climatici ma anche le prospettive di decarbonizzazione che espongono le società tanto a rischi quanto ad opportunità. Inoltre il set tecnologico con cui si arriverà alla decarbonizzazione è ancora incerto ed incompleto e pertanto sono possibili diversi scenari in base ai quali valutare l'allineamento degli investimenti. Lo strumento Pacta (Paris Agreement Capital Transition Assessment) che incorpora le raccomandazioni della TCFD (Task Force on Climate-Related Financial Disclosures) offre la possibilità di valutare on-line l'allineamento dei propri investimenti rispetto ad uno scenario compatibile con gli obiettivi di Parigi 2015.

Molte imprese parallelamente al percorso di consolidamento del framework normativo sulla finanza sostenibile hanno sottoscritto impegni volontari di decarbonizzazione facilitando in questo modo gli obblighi di disclosure degli investitori. Gli impegni riguardano solitamente l'intenzione di affidarsi unicamente a forniture di energia rinnovabile - come ad esempio nel programma RE100 (<http://there100.org/>) nella quale si trovano oltre 230 imprese e multinazionali - oppure impegni più ampi per la decarbonizzazione - come ad esempio l'iniziativa climate action 100+ (<http://www.climateaction100.org>) o il Climate Disclosure Project (<https://www.cdp.net/en>).

Al pari possono essere considerate delle tappe verso la disclosure, con l'intento di assicurare una sempre minore esposizione degli investimenti al rischio climate change, le policy interne degli investitori nei confronti dei settori con una più evidente esposizione al rischio di lock in. Queste policy declinano per gli investimenti in equity i criteri e le tempistiche con le quali gli investitori mantengono i capitali nelle imprese maggiormente esposte al climate change, per i finanziamenti le modalità con le quali si continuano a finanziare e si finanzieranno i nuovi progetti industriali ed infrastrutturali. Per il comparto assicurativo le policy comprendono anche le garanzie per le infrastrutture esistenti e per i nuovi contratti nei settori maggiormente esposti (come quelli dell'olio e del carbone).

Con il lancio del Green Deal nel dicembre 2019 l'Europa ha annunciato l'intenzione di indirizzare 1000 miliardi di Euro nei settori strategici alla decarbonizzazione. Nell'ambito della finanza pubblica sempre sul finire del 2019 la Banca europea per gli investimenti ha pubblicato una policy interna a supporto della decarbonizzazione anticipando, tra le altre cose, l'intenzione di non finanziare infrastrutture riferibili alle fonti fossili, inclusi gli impianti di generazione con un coefficiente di emissione superiore ai 250gCO₂/kWh. Il piano di azione descritto, e la tassonomia in particolare, fornirà lo schema di riferimento per l'accesso alle risorse disponibili.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 1 aprile 2020 n. 115/2020/R/EEL “Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità per l’orizzonte temporale di lungo termine per la regione (CCR) GRIT, ai sensi dell’articolo 10 del regolamento (UE) 2016/1719 (FCA)” | pubblicata il 2 aprile 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/115-20.htm>

Con la deliberazione n.115/2020/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee della regione per il calcolo della capacità Italia-Grecia (nel seguito: CCR IT-GR) la metodologia di calcolo della capacità per gli orizzonti temporali di lungo termine relativa alla medesima CCR IT-GR.

In particolare, l’articolo 10, comma 10.1, del Regolamento europeo n.2016/1719 (c.d. Regolamento Forward Capacity Allocation - FCA) prevede che i TSO¹ di ciascuna Capacity Calculation Region europea presentino congiuntamente una proposta di metodologia per il calcolo coordinato della capacità, con riferimento agli orizzonti temporali di lungo termine annuali e mensili (di seguito: proposta di metodologia di calcolo) e che tale proposta venga approvata da tutte le NRAs coinvolte nella CCR di riferimento.

A tal riguardo, giova ricordare che, in esito alla trasmissione da parte dei TSO interessati della prima proposta di metodologia di calcolo per la CCR IT-GR, le NRAs della regione avevano formulato una richiesta congiunta di emendamenti.

Nello specifico, con la deliberazione n. 380/2019/R/EEL, l’ARERA aveva chiesto a TERNA di dare attuazione agli emendamenti delle NRAs alla prima proposta inviata dai TSO regionali². Con la deliberazione in oggetto, la proposta di metodologia di calcolo, modificata dai Gestori di Rete sulla base degli emendamenti richiesti, è stata approvata dall’ARERA in coordinamento con le altre NRAs della regione.

A completamento, si rappresenta che, con deliberazione n.114/2020/R/EEL³, l’ARERA ha altresì approvato, di concerto con le NRAs coinvolte, la proposta dei medesimi TSO relativa alla metodologia per il modello comune della rete europea rilevante per gli orizzonti temporali annuale e mensile (c.d. proposta CGMM FCA), inviata ai sensi del medesimo Regolamento FCA.

Comunicato del GME | “Cessazione applicazione del sistema dello “split payment” | del 30 aprile 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=435>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha ricordato che il 30 giugno 2020 terminerà il periodo transitorio di applicazione, per i soggetti passivi IVA residenti/stabiliti in Italia, del sistema di liquidazione dell’IVA denominato “split payment” introdotto dalla legge n. 190/2014 (c.d. “Legge di Stabilità 2015”). A tal riguardo, salvo diversa indicazione da parte delle Istituzioni competenti, lo “split payment” cesserà di avere applicazione:

- per le cessioni di beni e servizi effettuate dagli operatori nei confronti del GME, per le quali quest’ultimo non è debitore di imposta, che saranno fatturate dal 1° luglio 2020;
- per le cessioni di beni e servizi effettuate dal GME nei confronti degli operatori italiani, per le quali gli stessi non sono debitori di imposta, che saranno fatturate dal 1° luglio 2020.

A tal proposito il GME ha informato che di tale adeguamento normativo, ove applicabile, si terrà conto anche ai fini del calcolo dell’esposizione nell’ambito del sistema di garanzie del GME per tutte le operazioni che saranno effettuate anticipatamente rispetto al 1° luglio 2020, ma che verranno regolate finanziariamente a partire da tale data.

GAS

Comunicato del GME | “Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR): conferimento della capacità annuale e pluriennale” | del 20 aprile 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=433>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto l’aggiornamento del documento “Gestione aste prodotti annuali e pluriennali” relativo alle modalità di svolgimento delle procedure di conferimento della capacità annuale e pluriennale sui comparti OLT e GNL Italia. In particolare, tale aggiornamento consegue alla richiesta dell’ARERA di introdurre “meccanismi di controllo” per garantire la coerenza delle offerte presentate dagli operatori tra le diverse fasi dell’asta aperta ascendente. A tal riguardo, il GME ha provveduto ad adeguare la Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 10 di cui al Regolamento PAR relativamente al meccanismo di determinazione degli esiti dell’asta aperta ascendente. Inoltre, sono state altresì modificate le DTF n. 3 e 7, al fine di recepire le previsioni relative alla procedura di conferimento annuale e pluriennale con manifestazione di interesse introdotte dalla società “OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.” nel proprio codice di rigassificazione, approvato dall’ARERA con Delibera 85/2020/R/GAS del 24 marzo 2020. Si segnala infine che, al fine di consentire agli operatori della

PAR di testare le nuove modalità di gestione delle procedure di conferimento della capacità annuale e pluriennale sui comparti OLT e GNL Italia - nonché le novità introdotte, per il comparto OLT, con riferimento ai conferimenti annuali e pluriennali con manifestazione di interesse – il GME ha organizzato apposite sessioni di prove in bianco dall'11 al 15 maggio 2020.

Deliberazione 21 aprile 2020 n. 134/2020/R/GAS “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. in relazione all’attività di monitoraggio del mercato del gas all’ingrosso per l’anno 2019” | pubblicata il 23 aprile 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/134-20.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 134/2020/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - ai sensi dell’articolo 10, comma 10.3, lettera b), dell’Allegato A alla deliberazione 631/2018/R/GAS (c.d. “TIMMIG”) - i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel corso dell’anno 2019 per l’attività di monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale.

Comunicato del GME | “Approvazione delle Regole di funzionamento del mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti” | del 3 aprile 2020 Download <https://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=430>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 3 aprile u.s., sono entrate in vigore le “Regole di funzionamento del mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti” (Regole MCIC), approvate con Decreto 2 Aprile 2020 del Direttore Generale della “Direzione generale per l’approvvigionamento, l’efficienza e la competitività energetica” (DGAECE) del Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi dell’articolo 6, comma 6.5 bis, del D.M. 10 ottobre 2014.

Con il medesimo comunicato sono state altresì pubblicate, sul sito internet del GME, le Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF), recanti le disposizioni attuative e procedurali delle suddette Regole MCIC.

A tal riguardo, il GME ha invitato tutti i soggetti interessati alla partecipazione al MCIC a presentare la documentazione necessaria per l’ammissione al mercato. Il medesimo Gestore ha altresì reso noto che, ai fini della presentazione delle offerte sul MCIC, è necessario essere in possesso di almeno un conto proprietà presso il “Portale BIOCAR” del GSE e che l’accesso al sistema informatico del MCIC avviene attraverso uno o più profili operativi di accesso con i quali l’operatore risulta essere registrato presso il “Portale BIOCAR”.

Con successivo comunicato⁴, il GME ha reso nota la data di svolgimento della prima sessione di contrattazione del MCIC (i.e. 14 maggio 2020), nonché la sezione del sito internet nella quale è disponibile il calendario delle sessioni di contrattazione del MCIC.

¹ Transmission System Operators

² Cfr. Newsletter 114 aprile 2018

³ <https://www.arera.it/it/docs/20/114-20.htm>

⁴ <https://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=432>

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.