

APPROFONDIMENTI

IDROELETTRICO FONTE CRUCIALE PER LA TRANSIZIONE

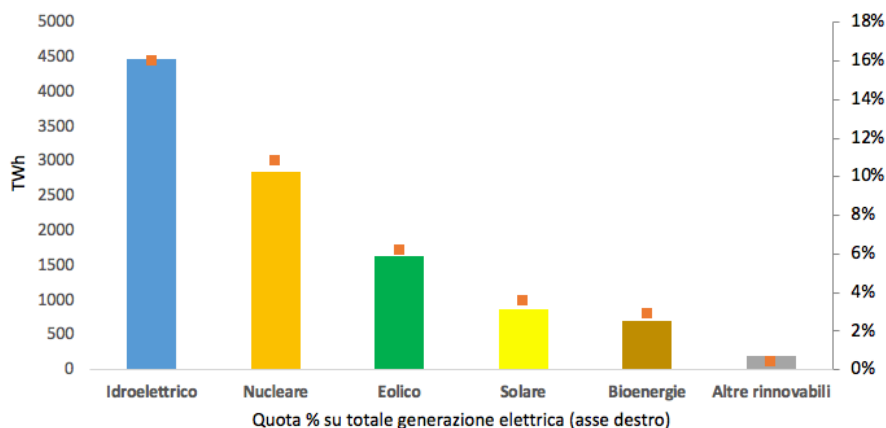
di Gian Paolo Repetto - RIE

Un rapporto speciale dell'Agenzia Internazionale di Parigi (IEA) nell'estate 2021 ha definito la tecnologia idroelettrica come il "gigante dimenticato" dell'elettricità rinnovabile. In effetti, soprattutto in Europa, gli sforzi impiegati per lo sviluppo delle tecnologie fotovoltaica ed eolica al fine di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione rischiano di far passare in secondo piano la centralità dell'industria idroelettrica nella transizione, sia come contributo diretto agli obiettivi di produzione da FER, sia come strumento per fornire al sistema elettrico la flessibilità e sicurezza necessarie a favorire la crescita delle fonti rinnovabili non programmabili. Il presente articolo intende fornire alcuni elementi sulle attuali dimensioni e funzioni del settore, sottolineando le caratteristiche che lo rendono del tutto peculiare nonché di importanza nodale nel processo di trasformazione che il sistema energetico ha intrapreso.

L'idroelettrico nel mondo

Nel 2020 il comparto idroelettrico ha fornito un sesto della produzione mondiale di elettricità con quasi 4.500 TWh (terza fonte dopo carbone e gas naturale), il 55% in più rispetto al nucleare¹, attraverso una potenza impegnata di 1.330 GW². Si tratta della più grande fonte energetica mondiale di energia pulita, producendo di più rispetto a tutte le altre fonti rinnovabili messe assieme (eolico, solare fotovoltaico, bioenergia e geotermico). In molti Paesi oggi ad economia avanzata (Italia, Norvegia, Canada, Svizzera e Austria) il comparto idroelettrico ha costituito storicamente la spina dorsale per lo sviluppo del sistema elettrico, coprendo per decenni la maggior parte del fabbisogno di elettricità. In Italia, la generazione idroelettrica favorì l'industrializzazione del Paese fornendo fra il 1915 e il 1960 circa il 90% del fabbisogno elettrico nazionale³.

Fig. 1. Generazione di elettricità low-carbon per tecnologia (TWh) e quota su totale generazione elettrica (%) Fonte: IEA



continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2022

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Idroelettrico fonte cruciale per la transizione

di Gian Paolo Repetto - RIE

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A gennaio il Pun si attesta a 224,50 €/MWh e, pur mantenendosi sui livelli molto elevati dell'ultimo trimestre del 2021, registra la prima flessione congiunturale da marzo (+269,8% sul 2021 e -20,2% su dicembre) in un contesto caratterizzato da un'analoga dinamica dei prezzi esteri limitrofi. L'andamento riflette prevalentemente il calo delle quotazioni del gas in Europa, anch'esse comunque su livelli ancora rilevanti, e si realizza in presenza di costi dei permessi di emissione ai massimi storici, di crescita della domanda (MGP: 25,5 TWh, +2,9% sul 2021, con liquidità del mercato al 75,5%) e di volumi FER e import netto modesti. Ancora alti, ma in forte riduzione mensile,

anche tutti i prezzi di vendita, compresi tra 216/217 €/MWh di Calabria e Sicilia e 227 €/MWh di Nord e Centro Nord. Il Mercato infragiornaliero registra scambi per 2,0 TWh, con un calo del 12% su dicembre che interessa sia le sessioni in asta che la contrattazione XBID nella quale tuttavia prosegue il trend di crescita degli abbinamenti, arrivati a sfiorare le 133 mila unità (vs 101 mila di dicembre). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica i prezzi tornano generalmente in riduzione, con il baseload di Febbraio 2022 che chiude il periodo di contrattazione a 232,51 €/MWh (-35,6%). Sempre in calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il nuovo anno si apre con una flessione mensile del Pun a 224,50 €/MWh, valore che pur rimanendo tra i più alti di sempre (+163,79 €/MWh, +269,8% sul 2021), segna la prima inversione di tendenza dopo mesi di ripetuti rialzi e progressivi massimi storici (-56,74 €/MWh, -20,2% su dicembre). Le dinamiche del prezzo riflettono ancora quelle dei costi del gas (89 €/MWh, rispettivamente, -27 €/MWh su dicembre e +69 €/MWh sul 2021) e si realizzano in presenza anche dell'ulteriore crescita dei permessi di emissione (84 €/ton, +5 €/ton e +51 €/ton), di acquisti nazionali in crescita (33,2 GWh, +0,4 GWh e +0,7 GWh), nonché di volumi FER in riduzione e livelli ancora non elevati delle importazioni

nette (3,5 GWh, +0,4 GWh, -1,0 GWh). In deciso calo rispetto ai valori record di dicembre anche i prezzi sulle principali borse estere settentrionali (Francia e Svizzera: 211/220 €/MWh, -63 €/MWh, Germania: 168 €/MWh, -53 €/MWh), mentre più debole risulta la flessione in Grecia (227 €/MWh, -8 €/MWh).

Restano in crescita annuale i prezzi nei gruppi di ore, mentre su base mensile si osserva una più intensa diminuzione del Pun nelle ore di picco (259,22 €/MWh, -69,37 €/MWh su dicembre). Il rapporto picco/baseload si attesta a 1,15, in calo rispetto a entrambi i riferimenti temporali (-0,2 su dicembre e -0,5 sul 2021) (Grafico 1 e Tabella 1).

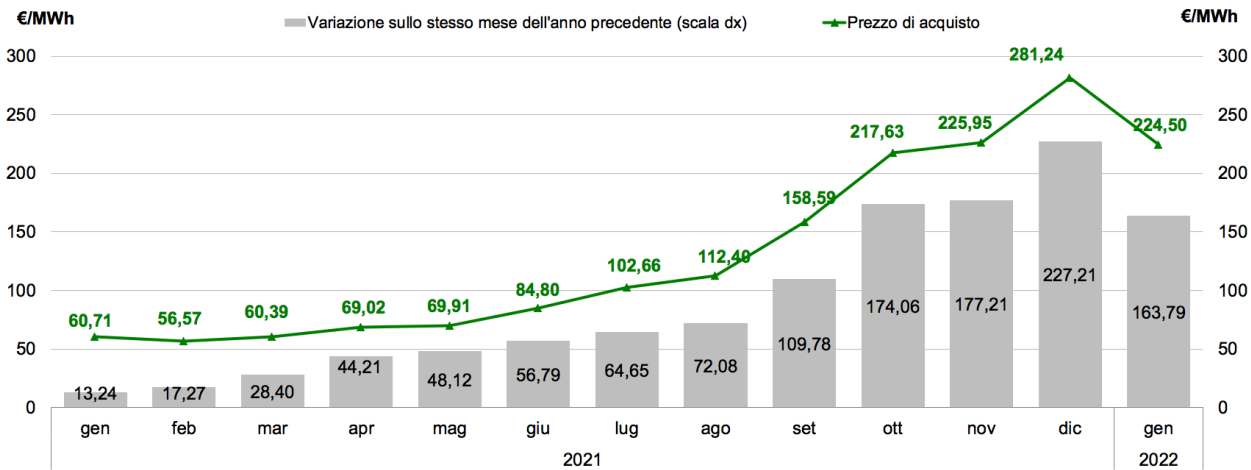
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2022	2021	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2022	2021
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	224,50	60,71	+163,79	+269,8%	25.923	+1,8%	34.324	+2,9%	75,5%	76,3%
<i>Picco</i>	259,22	74,16	+185,06	+249,5%	32.754	+1,8%	43.001	+1,6%	76,2%	76,0%
<i>Fuori picco</i>	207,97	54,77	+153,20	+279,7%	22.670	+0,8%	30.193	+2,7%	75,1%	76,5%
<i>Minimo orario</i>	67,99	30,76			14.942		19.068		66,1%	65,9%
<i>Massimo orario</i>	392,95	101,01			36.585		47.178		81,5%	83,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



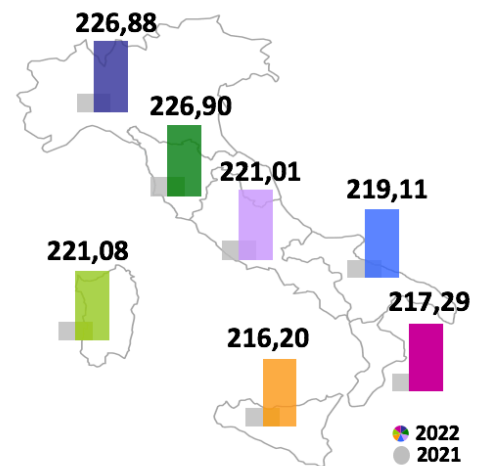
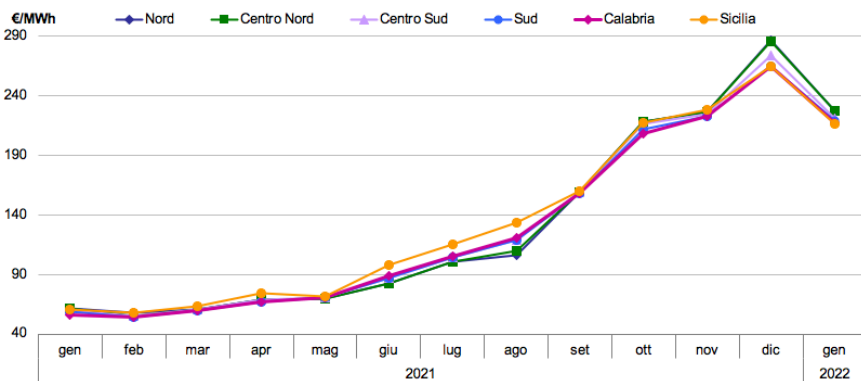
I PREZZI ZONALI

Nel suddetto contesto dinamiche analoghe al Pun si osservano sui prezzi di vendita, che rientrano dai massimi di dicembre con flessioni più intense al Nord e al Centro Nord (227 €/MWh, -59/-60 €/MWh su dicembre, +165 €/MWh sul 2021), le cui quotazioni rimangono comunque superiori a quelle delle altre zone (216/221 €/MWh, -46/-53 €/MWh e +156/161 €/MWh).

La Sicilia risulta la zona dal prezzo più basso – circostanza verificatasi in passato in due sole occasioni - anche per effetto di prezzi minimi a 0/3 €/MWh, osservati in alcune ore della giornata di sabato 29 gennaio in corrispondenza di un elevato livello di offerta eolica e del restringimento del transito SICILICA (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Ancora una crescita annuale per l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 25,5 TWh (+2,9% sul 2021). In aumento sia i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 19,3 TWh (+1,8%), sostenuti dagli scambi degli operatori nazionali non istituzionali e lato domanda anche dall'export,

che le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 6,3 TWh (+6,3%) (Tabelle 2 e 3), per una liquidità del mercato che si attesta conseguentemente al 75,5% (+3,5 punti percentuali su dicembre -0,8 p.p. sul 2021) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.286.768	+1,8%	75,5%
Operatori	14.424.467	+9,3%	56,5%
GSE	1.468.665	-23,9%	5,8%
Zone estere	3.393.636	-11,2%	13,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.250.520	+6,3%	24,5%
Zone estere	32.400	-69,0%	0,1%
Zone nazionali	6.218.120	+7,7%	24,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.537.288	+2,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.437.674	-1,2%	
OFFERTA TOTALE	43.974.961	+1,1%	

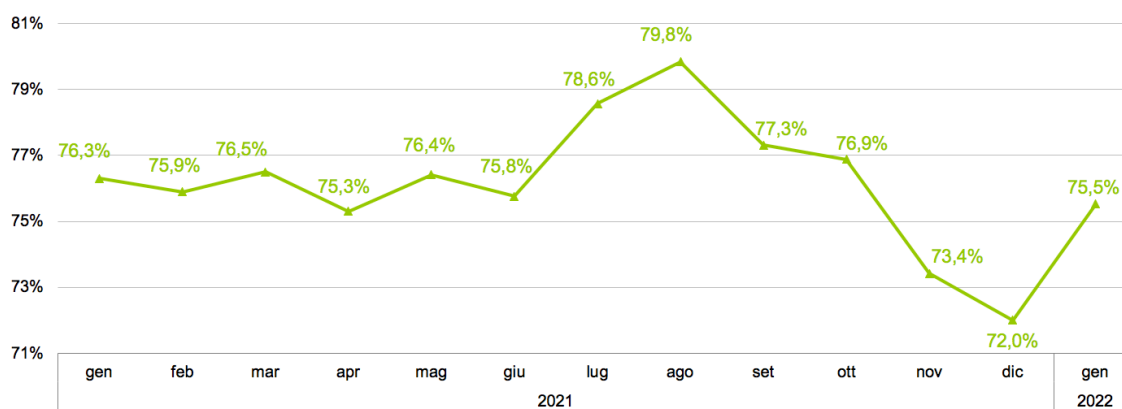
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.286.768	+1,8%	75,5%
Acquirente Unico	3.415.252	-17,6%	13,4%
Altri operatori	13.234.034	+22,7%	51,8%
Pompaggi	3.002	-60,5%	0,0%
Zone estere	786.466	+35,1%	3,1%
Saldo programmi PCE	1.848.014	-46,0%	7,2%
PCE (incluso MTE)	6.250.520	+6,3%	24,5%
Zone estere	19.199	-	0,1%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.079.335	-13,1%	31,6%
Saldo programmi PCE	-1.848.014	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.537.288	+2,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	578.263	-10,0%	
DOMANDA TOTALE	26.115.551	+2,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, ininterrottamente in crescita annuale da marzo, salgono a 24,7 TWh (+2,0% sul 2021), con incrementi in tutte le zone, ad eccezione di Calabria (-9,5%) e Sardegna (-2,5%). In aumento anche gli acquisti esteri (esportazioni) che, pari a 0,8 TWh (+38,1%), risultano inferiori da inizio 2021 solo ai livelli di dicembre, con dinamiche concentrate soprattutto sulle frontiere svizzera, greca e montenegrina (Tabella 4). Lato offerta, la maggiore

domanda risulta soddisfatta dalle vendite nazionali, in netta crescita a 22,1 TWh (+5,8% sul 2020), in un contesto caratterizzato da un'offerta nazionale in ripresa, soprattutto rispetto ai bassi livelli dell'ultima parte del 2021 (+2,4% sul 2021 e +21,7% su dicembre), e da un livello modesto delle importazioni di energia dall'estero, pari a 3,5 TWh (-12,7% sul 2021) e in calo soprattutto sulle suddette frontiere svizzera, greca e montenegrina (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.772.050	27.919	-1,6%	10.989.850	14.771	+5,3%	13.877.907	18.653	+1,7%
Centro Nord	1.634.868	2.197	+2,3%	1.367.510	1.838	+0,2%	2.163.186	2.908	+4,6%
Centro Sud	6.129.279	8.238	+13,3%	2.781.376	3.738	+3,6%	4.430.175	5.955	+2,6%
Sud	4.687.685	6.301	+13,4%	3.202.477	4.304	+21,2%	1.544.431	2.076	+4,8%
Calabria	3.218.185	4.326	+14,0%	1.688.518	2.270	-11,9%	497.529	669	-9,5%
Sicilia	2.583.734	3.473	-1,6%	1.098.113	1.476	+28,2%	1.474.330	1.982	+3,7%
Sardegna	1.268.766	1.705	-22,8%	983.408	1.322	-2,0%	744.065	1.000	-2,5%
Totale nazionale	40.294.568	54.159	+2,4%	22.111.251	29.719	+5,8%	24.731.623	33.241	+2,0%
Estero	3.680.393	4.947	-10,9%	3.426.036	4.605	-12,7%	805.665	1.083	+38,4%
Sistema Italia	43.974.961	59.106	+1,1%	25.537.288	34.324	+2,9%	25.537.288	34.324	+2,9%

LE FONTI

La decisa crescita delle vendite nazionali risulta trainata dalle fonti tradizionali (20,2 GWh medi, +14,6%), negli ultimi tre anni inferiori in media oraria solo al massimo di novembre 2021. Aumenti in doppia cifra si osservano a livello locale, eccetto che in Calabria (-19,2%), mentre in termini di tipologia di impianto, la crescita interessa sia il gas (+12,4%) che il carbone, quest'ultimo quasi raddoppiato (+85,0%) nonostante il nuovo massimo storico del costo della CO2. In calo, invece, le vendite da

fonti rinnovabili (-8,8%), in corrispondenza di una forte contrazione degli impianti idrici, scesi su uno dei livelli più bassi degli ultimi quattro anni (3,8 GWh medi, -17,3%), e di riduzioni dell'eolico (-3,5%) e del solare (-0,7%). La quota del gas sul totale venduto sale pertanto al 56,6% (+3,3 punti percentuali) e quella del carbone al 6,0% (+2,6 p.p.), mentre scende al 31,7% la quota delle vendite rinnovabili (-5,1 p. p.), con l'idrico al 12,9% (-3,5 p.p.) (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
Fonti tradizionali	11.372	+14,5%	794	+11,4%	2.313	+19,5%	2.333	+33,0%	1.670	-19,2%	818	+90,7%	901	+11,8%	20.202	+14,6%
Gas	10.087	+14,3%	737	+10,6%	1.373	+5,4%	1.789	+29,1%	1.528	-20,9%	785	+125,1%	533	+4,3%	16.833	+12,4%
Carbone	390	+187,5%	-	-	684	+84,1%	411	+95,6%	0	-	-	-	308	+22,2%	1.793	+85,0%
Altre	894	-7,8%	57	+22,7%	256	-1,8%	133	-16,1%	142	+4,6%	33	-58,5%	61	+38,5%	1.576	-7,0%
Fonti rinnovabili	3.312	-17,3%	1.044	-6,8%	1.423	-13,4%	1.972	+9,7%	599	+17,9%	657	-8,9%	420	-22,4%	9.427	-8,8%
Idraulica	2.142	-22,6%	220	-27,7%	627	-25,9%	379	+2,0%	190	-	150	+59,4%	111	-0,9%	3.819	-17,3%
Geotermica	-	-	644	+2,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	644	+2,0%
Eolica	20	+61,2%	28	-27,6%	561	-4,2%	1.369	+11,5%	362	+5,8%	435	-22,0%	242	-33,2%	3.017	-3,5%
Solare e altre	1.149	-6,1%	152	+3,8%	235	+11,5%	224	+12,7%	47	+5,8%	72	+3,8%	67	-0,2%	1.947	-0,7%
Pompaggio	88	-2,8%	-	-	2	-91,8%	-	-	-	-	0,14	-	-	-	90	-25,0%
Totale	14.771	+5,3%	1.838	+0,2%	3.738	+3,6%	4.304	+21,2%	2.270	-11,9%	1.476	+28,2%	1.322	-2,0%	29.719	+5,8%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

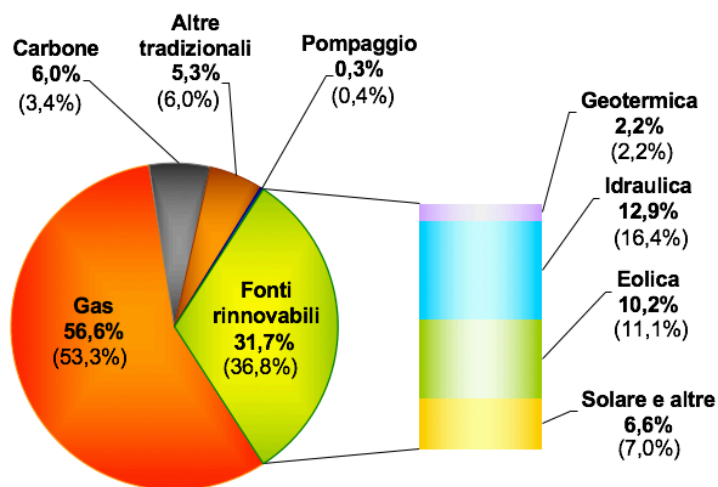
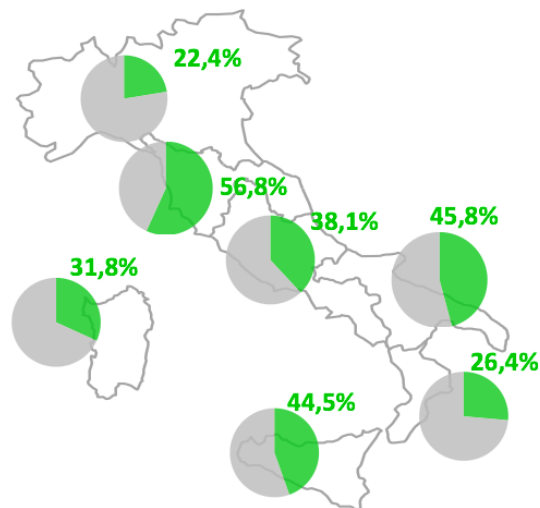


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia, attestatosi a gennaio a 2,7 TWh, resta molto basso (-0,7 TWh sul 2021) e superiore negli ultimi due anni solo ai minimi del bimestre finale del 2021. La riduzione annuale interessa sia la frontiera settentrionale, in particolare svizzera, sia il confine sud-

orientale, connotato dal dimezzamento dei volumi importati dal Montenegro e dall'inversione dei flussi con la Grecia, quest'ultima in corrispondenza di quotazioni superiori a quelle del Sud nel 37,9% delle ore (+30.1 p.p sul 2021) (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 MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	971.762 (978.267)	78,9% (72,3%)	18,0% (23,5%)	3,1% (4,2%)	31,6% (36,0%)	6,2% (11,4%)	2.784 (2.431)	1.072.031 (1.122.724)	1.038.551 (1.072.955)	1.120 (1.085)	100.269 (144.457)	100.269 (144.457)
Italia - Svizzera	1.238.096 (1.611.264)	94,9% (96,4%)	5,1% (3,6%)	- (-)	- (-)	- (-)	3.980 (3.769)	1.486.812 (1.763.142)	n/a n/a	2.633 (3.185)	248.716 (141.878)	n/a n/a
Italia - Austria*	179.262 (132.055)	87,4% (73,9%)	5,6% (9,4%)	7,0% (16,7%)	83,9% (70,3%)	5,4% (7,9%)	291 (252)	183.869 (139.361)	183.869 (137.680)	122 (118)	4.607 (7.306)	4.607 (7.306)
Italia - Slovenia*	321.519 (282.416)	88,0% (11,4%)	7,7% (84,5%)	4,3% (4,1%)	51,7% (1,6%)	2,2% (60,5%)	634 (586)	342.760 (306.193)	342.760 (306.193)	670 (670)	21.241 (23.777)	21.241 (23.777)
Italia - Montenegro	162.617 (315.750)	74,5% (93,5%)	25,5% (6,2%)	- (0,3%)	10,6% (16,8%)	0,7% (-)	627 (605)	264.958 (350.554)	n/a n/a	660 (586)	102.340 (34.804)	n/a n/a
Italia - Grecia	-117.111 (185.687)	32,8% (78,5%)	67,2% (21,5%)	- (-)	- (-)	- (-)	525 (550)	75.607 (252.274)	75.607 (243.958)	525 (533)	192.717 (66.587)	192.717 (47.902)
Italia - Malta	-63.859 (-68.006)	- (0,1%)	96,5% (96,5%)	3,5% (3,4%)	- (-)	- (-)	225 (225)	0 (10)	n/a n/a	225 (225)	63.859 (68.016)	n/a n/a
TOTALE**	2.692.286 (3.437.432)							3.426.036 (3.924.258)	1.640.786 (1.760.786)		733.750 (486.826)	318.834 (223.443)

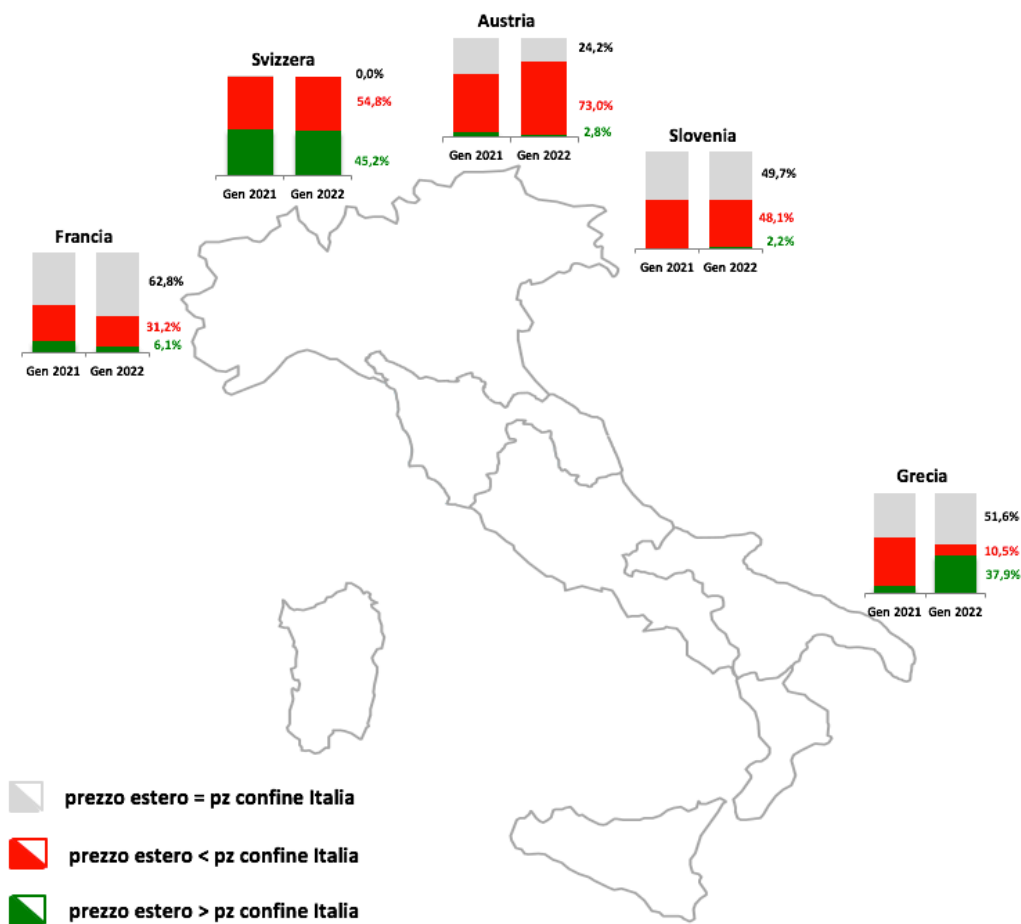
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling.

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A gennaio nel Mercato Infragiornaliero i volumi complessivamente scambiati sono stati pari a 2,0 TWh. La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,7 TWh) e in particolare sul MI-A1 (1,1 TWh), la cui quota sul totale scambiato si attesta al 54%. Quanto al XBID, nel mese sono stati conclusi quasi 133 mila abbinamenti per 266,1 GWh totali, il 98% dei quali realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). La prevalenza degli scambi in contrattazione continua ha avuto come controparte un'offerta estera (87% del totale XBID), con finalità prevalente in import

(circa il 56%), mentre sono risultate rispettivamente pari al 3% e al 10% le quote relative agli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali.

I prezzi osservati nel MI nel mese si attestano mediamente a 221,74 €/MWh nei mercati in asta, con valori più alti su MI-A3 (235,31 €/MWh), e a 223,47 €/MWh sul XBID, risultando inferiori ai corrispondenti valori del MGP. Il ranking zonale conferma quanto osservato su MGP, con prezzi più elevati al Nord e al Centro Nord (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9).

In tutti i grafici e in tutte le tabelle relative al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri MI" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

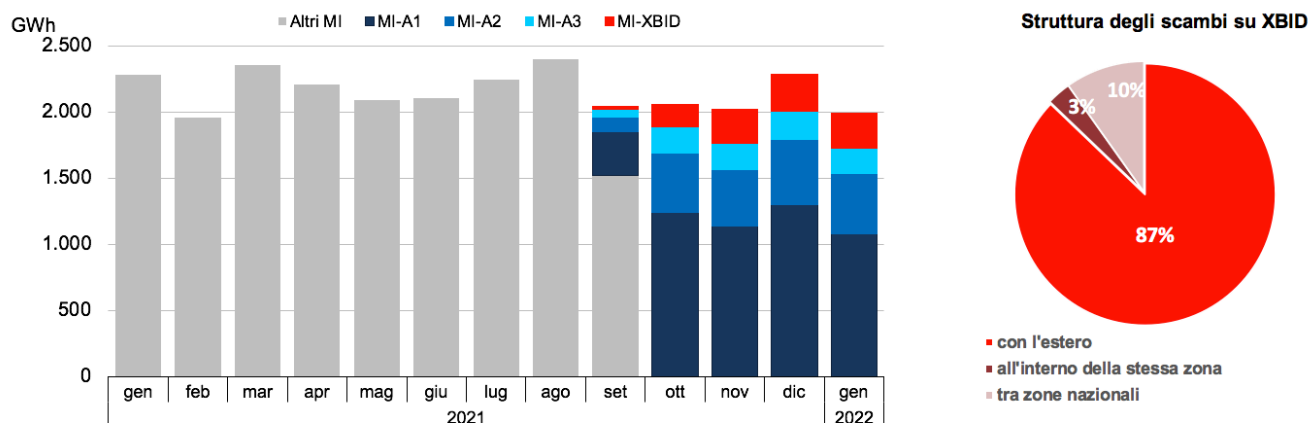


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)	MWh	(1-24 h)	MWh
Nord	525.381	133.415	57.114	715.910	58.037	773.946
Centro Nord	82.098	20.633	9.840	112.570	15.613	128.183
Centro Sud	119.047	55.235	18.761	193.043	14.804	207.847
Sud	131.676	89.182	46.742	267.600	46.539	314.139
Calabria	33.504	14.834	7.795	56.133	7.972	64.104
Sicilia	95.674	37.874	17.355	150.903	5.758	156.661
Sardegna	23.430	10.400	6.204	40.035	5.983	46.018
Estero	66.303	97.752	25.135	189.191	111.393	300.583
Totale	1.077.113	459.326	188.946	1.725.384	266.097	1.991.482

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)	MWh	(1-24 h)	MWh
Nord	597.552	171.937	59.041	828.530	48.957	877.487
Centro Nord	48.661	11.890	5.340	65.891	8.463	74.354
Centro Sud	124.514	56.485	24.025	205.024	17.495	222.519
Sud	160.478	98.644	42.149	301.271	35.266	336.537
Calabria	35.051	23.818	8.734	67.603	4.889	72.491
Sicilia	57.765	34.213	17.930	109.909	6.999	116.908
Sardegna	12.448	9.885	7.108	29.441	4.923	34.365
Estero	40.644	52.454	24.618	117.716	139.105	256.821
Totale	1.077.113	459.326	188.946	1.725.384	266.097	1.991.482

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

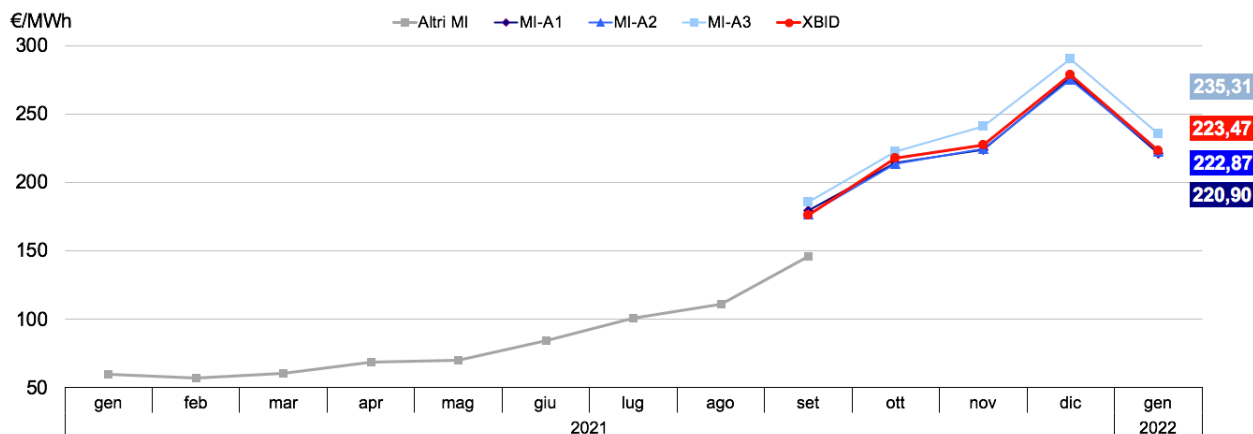


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero			
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA
			MI-A1 (1-24 h) €/MWh	MI-A2 (1-24 h) €/MWh	MI-A3 (13-24 h) €/MWh	X-BID (1-24 h) €/MWh
Nord	226,88	238,80	224,17 (-1,2%)	226,48 (-0,2%)	238,91 (+0,0%)	224,10 (-1,2%)
Centro Nord	226,90	238,86	224,22 (-1,2%)	226,49 (-0,2%)	238,99 (+0,1%)	228,00 (+0,5%)
Centro Sud	221,01	233,66	218,49 (-1,1%)	222,14 (+0,5%)	234,17 (+0,2%)	220,72 (-0,1%)
Sud	219,11	230,81	217,14 (-0,9%)	219,57 (+0,2%)	232,05 (+0,5%)	219,75 (+0,3%)
Calabria	217,29	229,65	215,13 (-1,0%)	216,63 (-0,3%)	230,78 (+0,5%)	218,63 (+0,6%)
Sicilia	216,20	229,07	215,87 (-0,2%)	215,79 (-0,2%)	230,58 (+0,7%)	219,75 (+1,6%)
Sardegna	221,08	233,69	218,55 (-1,1%)	222,14 (+0,5%)	234,17 (+0,2%)	222,63 (+0,7%)

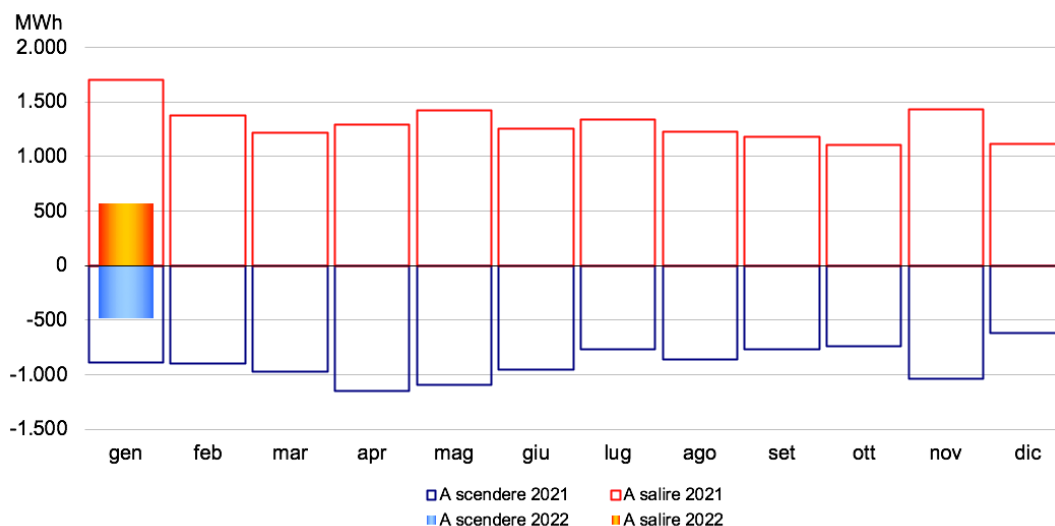
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Nel MSD ex-ante scendono sensibilmente sia gli acquisti di Terna sul mercato a salire (0,4 TWh, minimo in media oraria da novembre 2012, -66,6% sul 2021) quanto le sue vendite sul mercato a scendere (0,4 TWh, minimo in media oraria da gennaio 2016, -45,8%) (Grafico 8).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

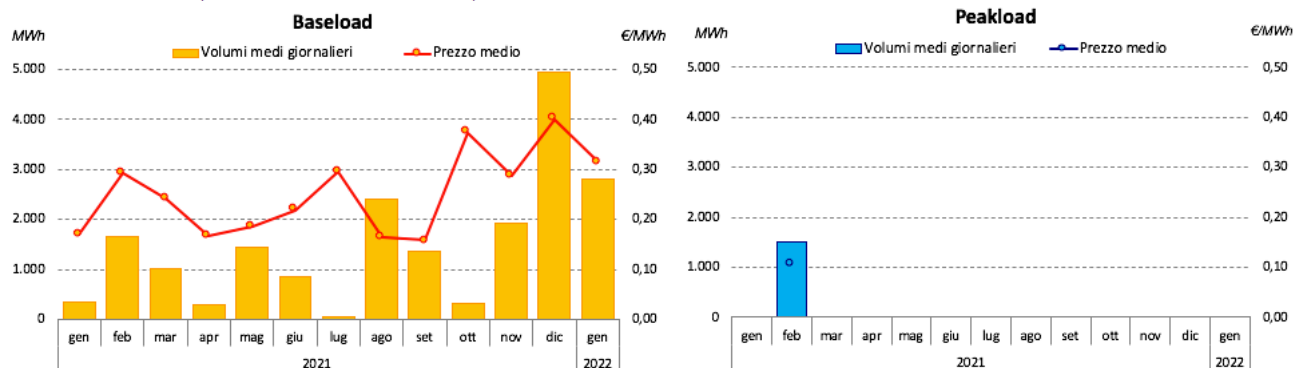
Nel MPEG si osserva sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' una netta crescita dei volumi rispetto a un anno fa (42,2 GWh, +31,7 GWh), anche a fronte di negoziazioni più che dimezzate (31 contro 69). Gli scambi si realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo medio sale a 0,32 €/MWh (+0,15 €/MWh) (Figura 3).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	31 (69)	15/31 31/31	0,32 (0,17)	0,25 (0,10)	0,35 (0,85)	42.240 (10.584)	2.816 (341)
Peakload	- (-)	0/21 0/21	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	31 (69)					42.240 (10.584)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto baseload Febbraio 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 2

GWh e un prezzo di 232,51 €/MWh sul baseload e di 265 €/MWh sul peakload (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2022	232,51	-35,6%	1	2	-	2	-	3	2.016
Marzo 2022	223,19	-32,7%	-	-	-	-	-	1	743
Aprile 2022	192,89	-13,6%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2022	191,49	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	217,62	-2,5%	-	-	-	-	-	1	2.184
III Trimestre 2022	216,90	-2,8%	-	-	-	-	-	1	2.208
IV Trimestre 2022	213,34	-12,0%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	214,96	+51,2%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	155,32	+9,2%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	2	-	2			7.344

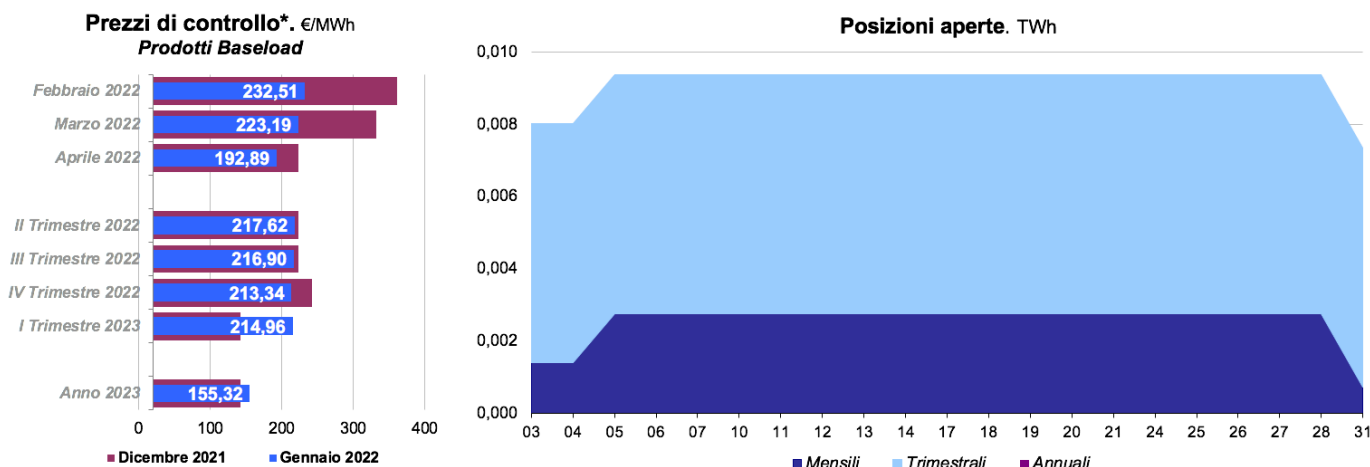
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2022	265,00	-37,9%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2022	239,57	-31,9%	-	-	-	-	-	-	-
Aprile 2022	205,29	-12,6%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2022	206,97	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	233,98	-1,4%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	233,62	-1,7%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	247,40	-10,1%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	247,55	+52,9%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	174,40	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			1	2	-	2			7.344

* 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 PCE con consegna/ritiro dell'energia a gennaio si attestano su uno dei valori più bassi degli ultimi anni, pari a 18,8 TWh (-7,7% su gennaio 2021). In crescita annuale, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,2 TWh (+5,8%) (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, mai così basso da oltre un

decennio, si attesta a 1,55 (-0,23 sul 2021) (Grafico 10). In crescita annuale i programmi registrati nei conti in immissione (6,3 TWh, +6,3%), in riduzione, invece, quelli nei conti in prelievo (8,1 TWh, -12,9%), nei quali si osserva una consistente ripresa degli sbilanciamenti a programma (4,1 TWh, +85,5%), risultati solo in debole aumento nei conti in immissione (5,9 TWh, +5,2%).

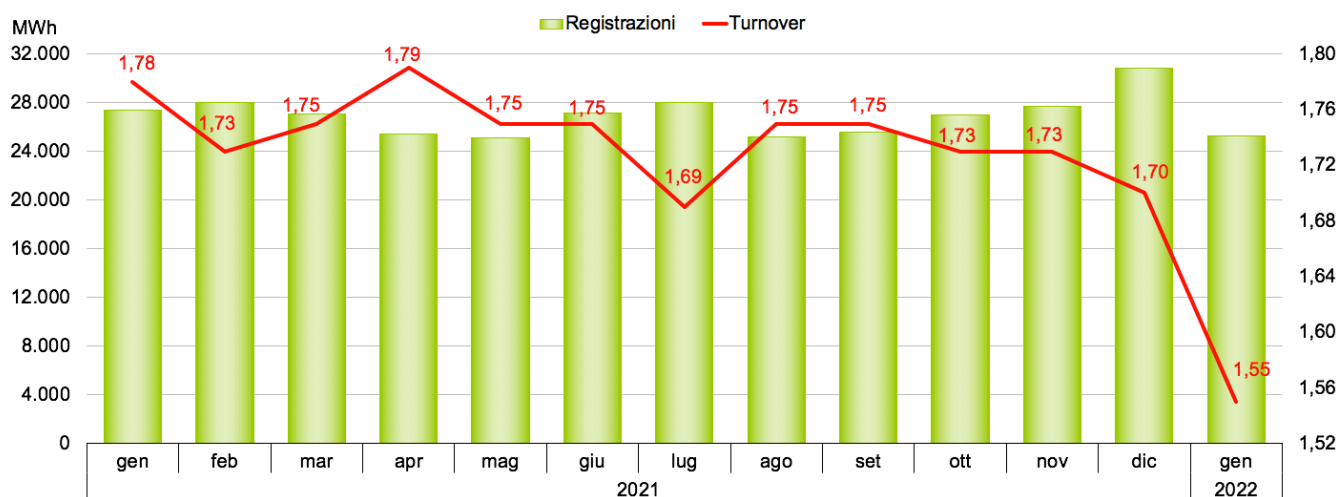
Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	5.256.319	- 14,8%	27,9%	Richiesti	7.886.389	+5,1%	100,0%	8.186.020	-12,2%	100,0%
Off Peak	250.404	+205,5%	1,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.955.122	+47,2%	50,2%	8.105.844	+59304,7%	99,0%
Peak	188.388	+177,6%	1,0%	Rifiutati	1.635.869	+0,9%	20,7%	87.486	+295,0%	1,1%
Week-end	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	1.635.741	+1,5%	20,7%	7.310	+148781,7%	0,1%
Totale Standard	5.695.111	- 9,8%	30,2%							
Totale Non standard	13.105.476	- 6,7%	69,5%	Registrati	6.250.520	+6,3%	79,3%	8.098.534	-12,9%	98,9%
PCE bilaterali	18.800.587	- 7,6%	99,8%	di cui con indicazione di prezzo	2.319.381	+115,9%	29,4%	8.098.534	+59272,4%	98,9%
MTE	744	- 98,7%	0,0%	Sbilanciamenti a programma	5.913.527	+5,2%		4.065.513	+85,0%	
MPEG	42.240	+299,1%	0,2%	Saldo programmi	-	-		1.848.014	-46,0%	
TOTALE PCE	18.843.571	- 7,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.164.047	+5,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di gas naturale in Italia tornano a segnare una flessione su base annua (-2%), guidata dai settori civile e industriale (rispettivamente -5% e -4%). In controtendenza i consumi del settore termoelettrico (+11%), spinti da una maggiore domanda, ridotte importazioni di energia elettrica e bassi livelli di offerta rinnovabile. Pressoché stabili le importazioni di gas, in corrispondenza di una contrazione dei flussi tramite gasdotto (-7%) e di una ripresa del GNL (+68%), mentre si confermano in calo le

erogazioni nei siti di stoccaggio (-5%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 11,6 TWh (-19% su base annua), con una quota sul totale consumato all'11% (-2 p.p.); in crescita solo gli scambi su MGP-Gas a negoziazione continua, che si confermano su valori tra i più alti di sempre (+52%). Scendono dai livelli record del mese precedente i prezzi su tutti i mercati, in linea con le dinamiche delle quotazioni sui principali hub europei (PSV: 89,2 €/MWh; TTF: 84,2 €/MWh).

IL CONTESTO

A gennaio i consumi di gas naturale in Italia scendono a 9.732 milioni di mc (102,9 TWh, -2%), spinti al ribasso dalla domanda del settore civile, pari a 5.716 milioni di mc (60,4 TWh, -5%), e del settore industriale, scesa a 1.158 milioni di mc (12,2 TWh, -4%), quest'ultima ai minimi dell'ultimo decennio per il mese in analisi. In aumento solo i consumi del settore termoelettrico, a 2.621 milioni di mc (27,7 TWh, +11%), che si riportano su livelli pre-pandemia, in un contesto power caratterizzato da una ripresa della domanda, da una contrazione delle importazioni e ridotta disponibilità di energia rinnovabile. In calo, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 237 milioni di mc (2,5 TWh, -33%).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale si attestano a 6.273 milioni di mc (66,3 TWh, -0,1%), sostanzialmente stabili in virtù di un incremento dei flussi tramite rigassificatori GNL, il primo dopo otto mesi (10,1 TWh, +68%), che ha compensato la flessione dei flussi tramite gasdotto (56,2 TWh, -7%). In

calo la produzione nazionale, pari a 259 milioni di mc (2,7 TWh, -14%), mentre le erogazioni si portano a 3.200 milioni di mc (33,8 TWh, -5%).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita a Mazara (20,3 TWh, +4%), a Passo Gries (8,8 TWh, +320%), che da dicembre registra una graduale ripresa dai livelli molto bassi caratterizzanti il 2021, e a Melendugno (7,7 TWh, +113%); in flessione, invece, i flussi a Tarvisio (20,3 TWh, -47%) e a Gela (2,4 TWh, -18%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, cresce l'import a Cavarzere (6,4 TWh, +11%) mentre ripartono i flussi a Panigaglia (0,5 TWh, +113%) e Livorno (3,2 TWh), questi ultimi non operativi o a regime ridotto nei mesi precedenti.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 4.180 milioni di mc (44,2 TWh), in calo del 24% dal livello raggiunto a fine gennaio 2021; il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta all'35,3% (-5,6 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.273	66,3	-0,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.917	20,3	+3,7%
Tarvisio	1.603	16,9	-47,4%
Passo Gries	833	8,8	+320,3%
Gela	227	2,4	-17,9%
Gorizia	9	0	+140,6%
Melendugno	725	7,7	+113,0%
Panigaglia (GNL)	44	0,5	+116,9%
Cavarzere (GNL)	610	6,4	+11,0%
Livorno (GNL)	305	3,2	-
Produzione Nazionale	259	2,7	-14,0%
Erogazioni da stoccaggi	3.200	33,8	-4,8%
TOTALE IMMESSO	9.732	102,9	-2,2%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	9.496	100,4	-1,0%
Industriale	1.158	12,2	-3,6%
Termoelettrico	2.621	27,7	+10,5%
Reti di distribuzione	5.716	60,4	-5,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	237	2,5	-33,4%
TOTALE CONSUMATO	9.732	102,9	-2,2%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	9.732	102,9	-2,2%

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

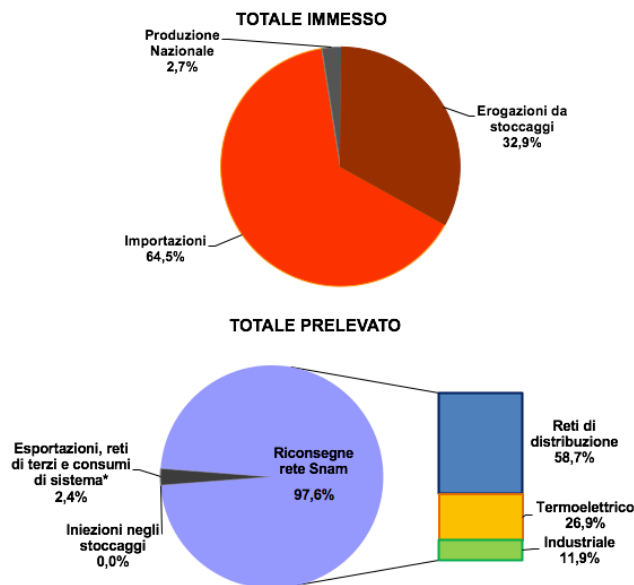
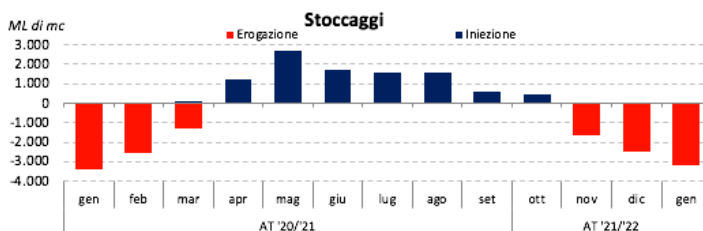
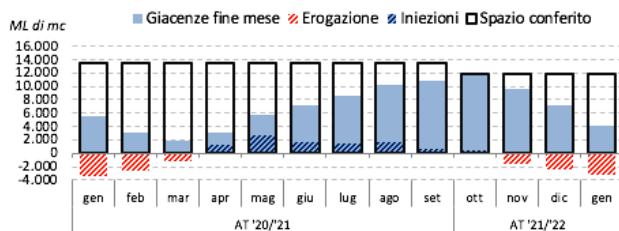


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Mi di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2022)	4.180	44,2	-24,1%
Erogazione (flusso out)	3.200	33,8	-4,8%
Iniezione (flusso in)	-	-	-
Flusso netto	3.200	33,8	-4,8%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,0%
Giacenza/Spazio conferito	35,3%		-5,6 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, arretrano dai livelli record del mese precedente le quotazioni su tutti i mercati del gas naturale, tornati poco sopra i valori di novembre e confermatesi significativamente superiori ai valori dello scorso anno. Il riferimento al PSV si porta a 89,2 €/MWh, in flessione di 27 €/MWh sul mese precedente e in aumento di 69 €/MWh su gennaio 2021, mentre la quotazione al TTF

scende a 84,2 €/MWh (-30 €/MWh su dicembre, +64 €/MWh su base annua). Lo spread tra il prezzo italiano e quello olandese cresce conseguentemente a 5 €/MWh, livello tra i più alti dal 2012 (era 2,4 €/MWh il mese precedente, 0,2 €/MWh lo scorso anno), mantenendosi sempre positivo nell'intero mese, con un picco di oltre 13 €/MWh registrato il 12 gennaio.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 11,6 TWh, in calo sia dal massimo del mese precedente, che su base annua (-18%), con una quota sul totale consumato all'11% (-2 p.p. su gennaio 2021).

La flessione tendenziale risulta attenuata solo dagli scambi registrati su MGP-Gas a contrattazione continua, mentre appare intensa nel comparto ad asta dello stesso mercato day-ahead. Nel dettaglio, i volumi scambiati nei comparti a negoziazione continua si attestano a 5,7 TWh su MGP-Gas (+52% sul 2021 e secondo valore più alto di sempre) e a 4,3 TWh su MI-Gas (-2%); sul mercato infragiornaliero si osserva un significativo aumento delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,9 TWh, +62%), sia lato acquisto (+156%) che vendita (+12), ed una consistente flessione degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,4 TWh, -25%), la cui quota scende al 56% (era 73% lo scorso anno). Il peso degli scambi di MI-Gas e MGP-Gas in contrattazione continua sul totale negoziato nel mercato

a pronti si porta così, rispettivamente, al 37% e al 49%, quest'ultimo su livelli tra i più elevati. Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead si attestano a 1,3 TWh (-78% su base annua), di cui il 59% relativi ad acquisti da parte del TSO, per una quota complessiva pari all'11% del totale scambiato su MP-GAS; gli scambi sul segmento intraday ammontano, invece, a 137 GWh (+17%).

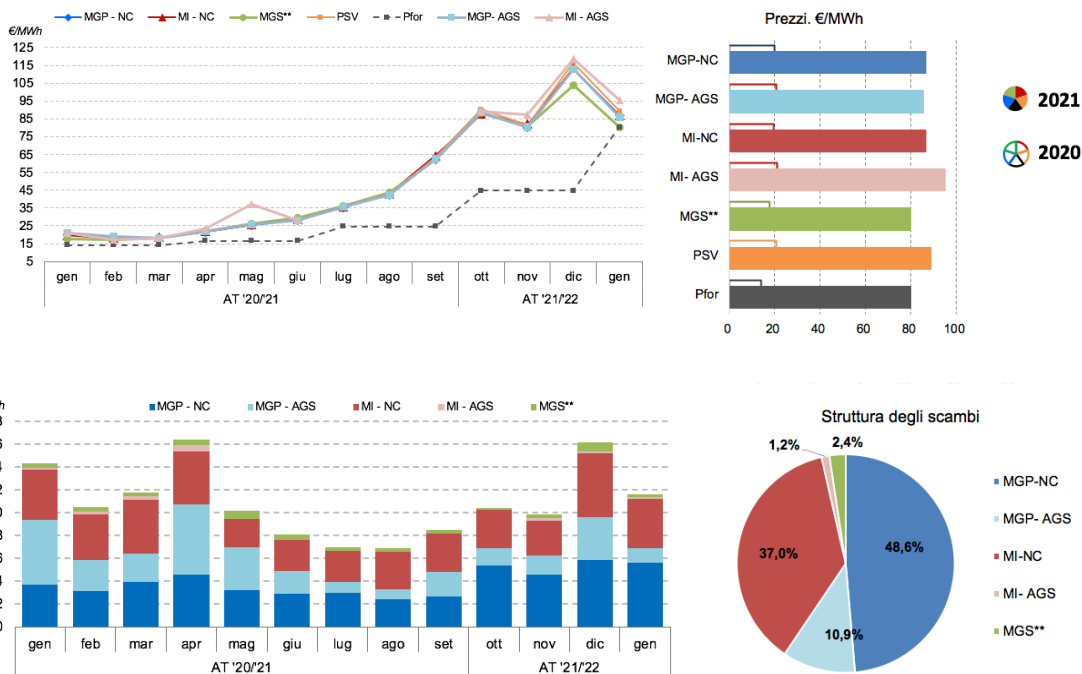
Le quantità scambiate sul MGS scendono a 0,3 TWh, in flessione del 35% su base annua per effetto principalmente della riduzione degli scambi tra operatori terzi (0,1 TWh, -63%) in parte attenuata dalle maggiori movimentazioni da parte di Snam (0,15 TWh, +70%), concentrate lato acquisto e effettuate esclusivamente con finalità di Bilanciamento. Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli sviluppi di tutti i principali hub, sono comprese tra gli 80,28 €/MWh di MGS, per il secondo mese consecutivo il più basso, ed i 95,43 €/MWh del comparto intraday AGS.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	86,91	(19,88)	49,00	101,00	5.660.088	(3.733.632)
Comparto AGS	85,76	(20,85)	48,54	98,40	1.263.000	(5.670.840)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	86,71	(19,64)	46,00	102,50	4.300.800	(4.371.624)
Comparto AGS	95,43	(20,89)	93,67	96,90	136.872	(116.544)
MGS**						
Stogit	80,28	(17,83)	63,30	92,85	278.463	(430.065)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

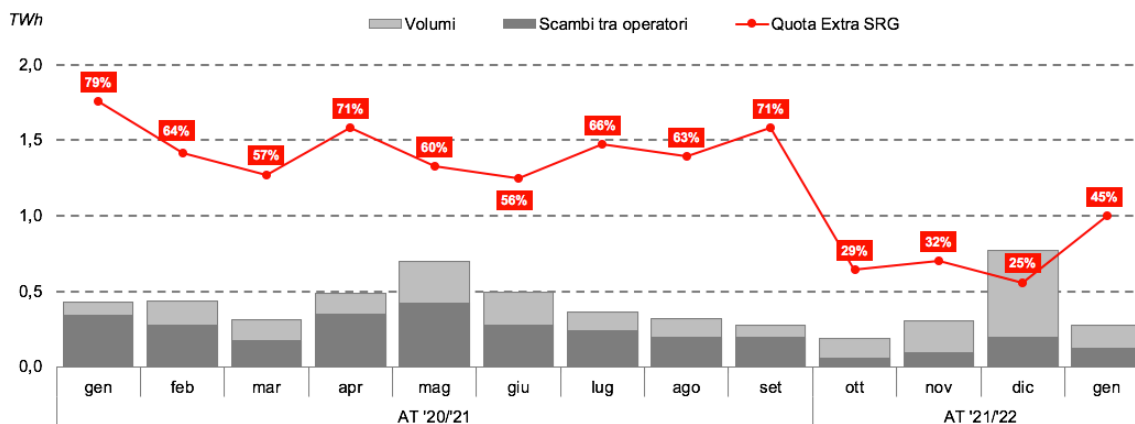
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

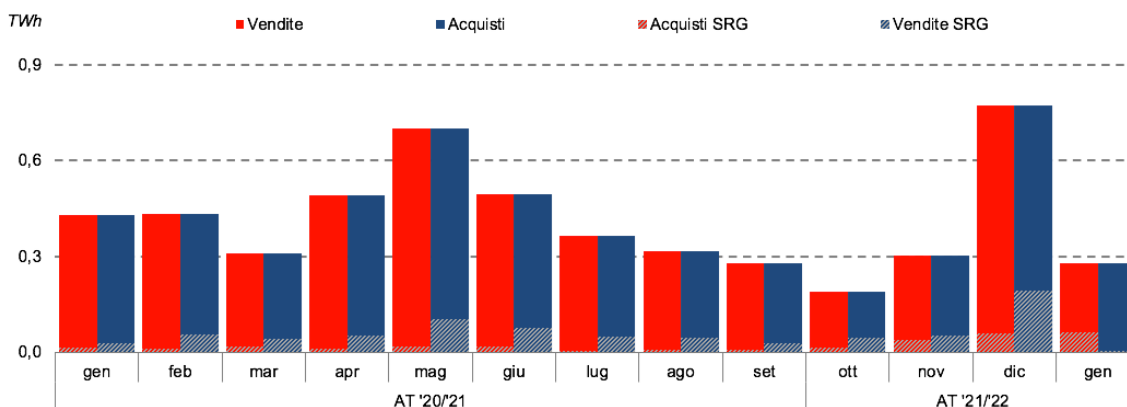
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	278.463	(430.065)	278.463	(430.065)	-	(-)	-	(-)
SRG	142.168	(28.389)	10.453	(61.268)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	142.168	(28.389)	10.453	(61.268)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	136.295	(401.675)	268.010	(368.797)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) la posizione aperta; stabili o in calo tutti i prezzi di controllo. a gennaio non sono stati registrati scambi, nulla controllo.

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	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %			
BoM-2022-01	-	-	80,88	-26,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-02	-	-	105,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-02	-	-	105,68	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-03	-	-	94,52	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-04	-	-	89,91	-5,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-05	-	-	88,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	90,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	89,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	78,16	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	100,00	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	100,58	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	45,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a gennaio sono stati scambiati 455 GWh, riferiti al periodo di consegna Marzo 2022,

ad un prezzo medio di 62,64 €/MWh, inferiore alla quotazione media a termine al PSV per lo stesso mese (86,35 €/MWh).

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno le quotazioni europee di greggio e combustibili si portano ai massimi da fine 2014 e torna in crescita mensile anche il carbone. Restano molto elevati, ma in decisa flessione su dicembre, sia i

prezzi del gas sui principali hub europei, con lo spread PSV-TTF superiore a 5 €/MWh per la prima volta negli ultimi quattro anni, che le quotazioni sulle principali borse elettriche europee, tornate sui livelli di novembre.

Dopo il calo nell'ultimo bimestre 2021, a gennaio le quotazioni di Brent (87,25 \$/bbl), gasolio (731,13 \$/MT) e dell'olio combustibile (604,11 \$/MT) tornano a crescere, mostrando rialzi del 15/17% su dicembre e portandosi ai massimi da oltre sette anni (+51%/+66% sul 2021). Stessa dinamica per il carbone, che tuttavia resta inferiore ai livelli record di settembre-ottobre (150,88 \$/MT, +12% su

dicembre e +122% sul 2021). In rialzo le quotazioni di breve e medio periodo sui mercati a termine, attese su livelli non molto distanti dagli attuali valori spot.

Il tasso di cambio euro/dollaro (1,14 €/€), stabile rispetto a dicembre, si riduce del 7% sul 2021, con conseguente rafforzamento della crescita annua delle quotazioni di greggio e combustibili rivalutate in euro.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	87,25	17%	60%	78,18	84,69	13%	85,57	15%	84,73	14%	75,03	
Olio Combustibile	USD/MT	604,11	15%	51%									
Gasolio	USD/MT	731,13	16%	66%	670,25	746,04	16%	736,73	15%	726,45	14%	664,81	
Carbone	USD/MT	150,88	12%	122%	119,00	155,29	15%	142,08	13%	131,33		102,91	

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	77,07	17%	73%		74,79	-	75,53	-	74,72	-	65,48	-
Olio Combustibile	EUR/MT	533,59	15%	63%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	645,88	16%	78%		658,86		650,25		640,64		580,20	
Carbone	EUR/MT	133,28	12%	139%		136,75		125,05		115,49		89,58	
Tasso Cambio	EUR/USD	1,13	0%	-7%	1,14	1,13		1,13		1,13		1,15	

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

Fonte: Refinitiv

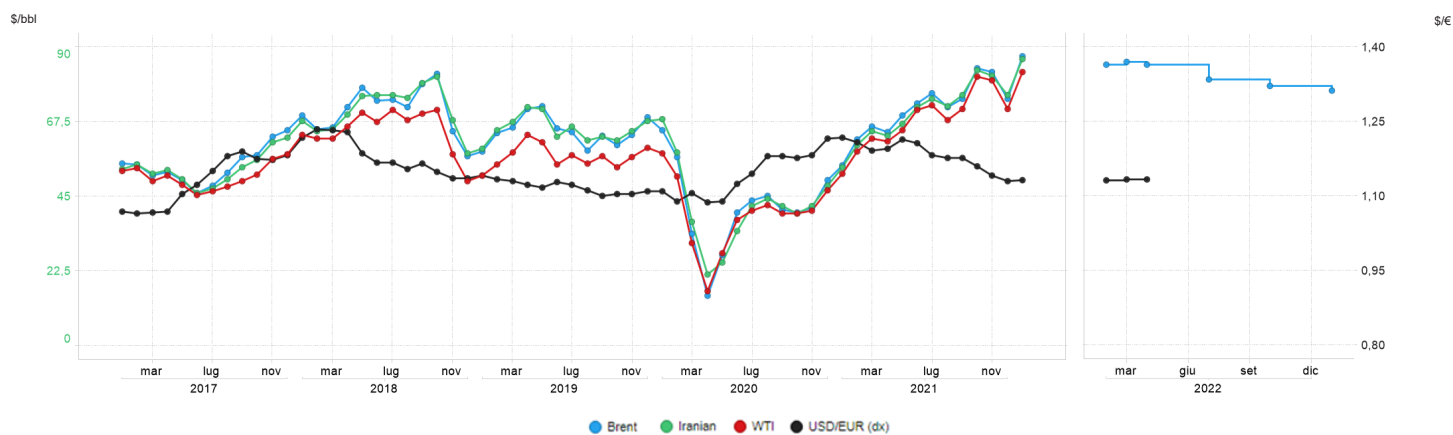


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

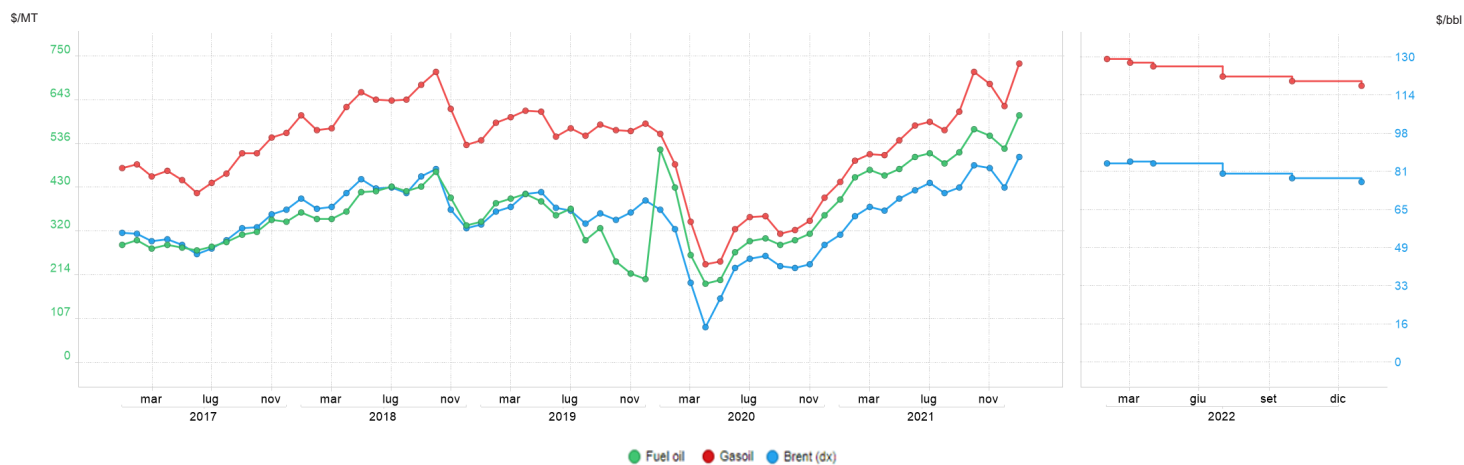
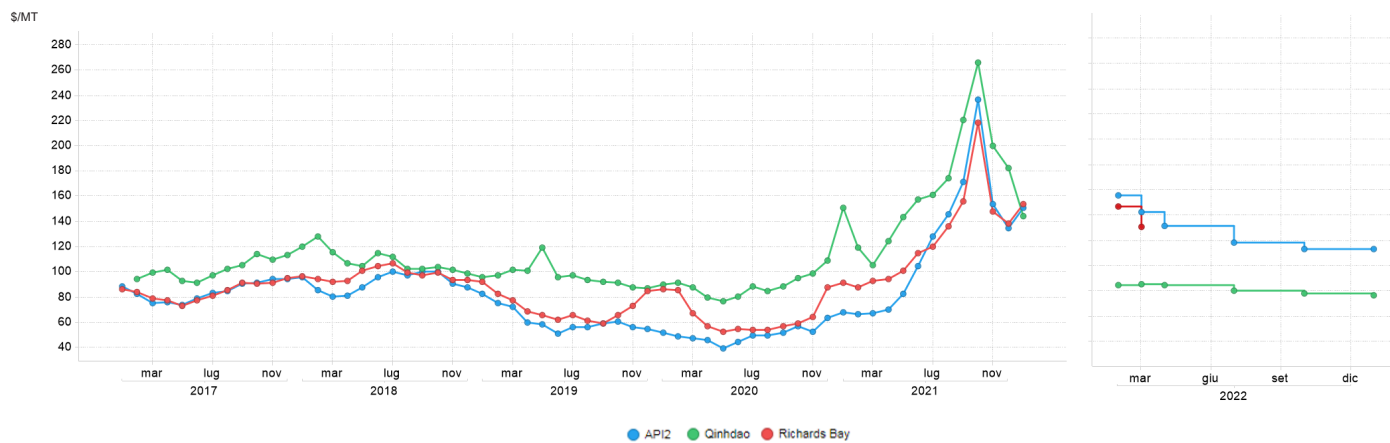


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



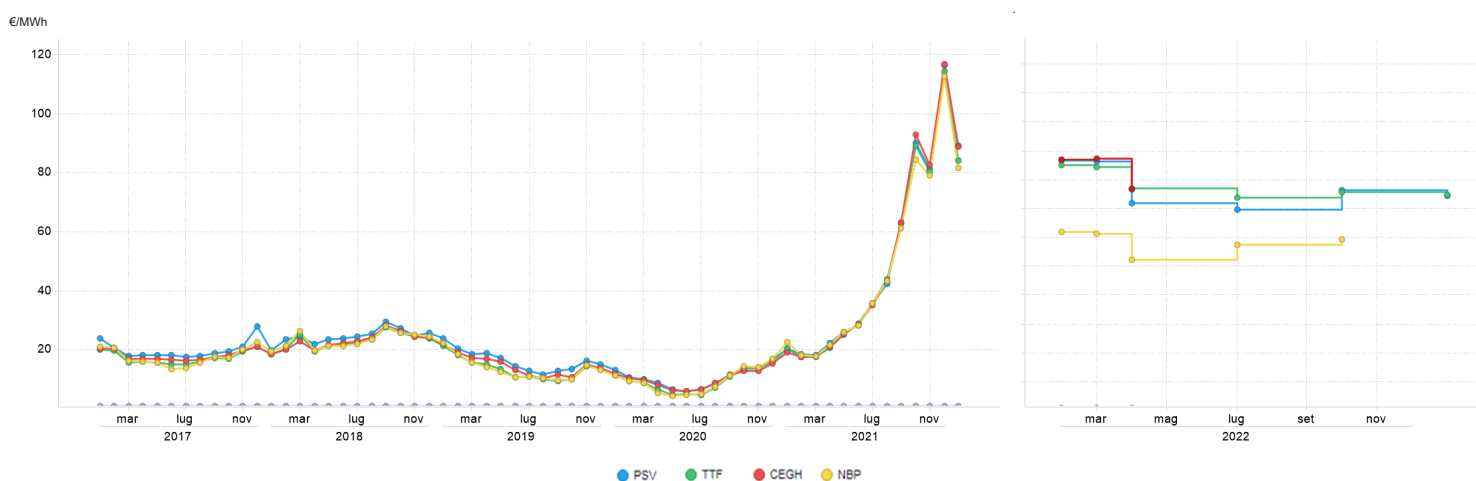
Brusca frenata, dopo i record di dicembre, per le quotazioni sui principali hub europei del gas (-23%/-28%) che, ancora molto elevate (+260%/+366% sul 2021) e volatili nel corso del mese, si attestano a 84,17 €/MWh sul TTF e a 89,21 €/MWh sul PSV. Mai negativo nel mese, come non accadeva da aprile, lo spread

PSV-TTF si porta, quindi, a gennaio su uno dei valori più alti dell'ultimo decennio (+5,04 €/MWh, era 2,35 €/MWh a dicembre e 0,2 €/MWh nel 2021). Anche i mercati futures rivedono al ribasso le aspettative di prezzo per i mesi di prossima consegna con uno spread atteso tra PSV e TTF previsto in riduzione.

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	89,21	-23%	333%	70,00	86,65	-23%	86,35	-21%	71,90		49,46	
TTF	NL	84,17	-26%	313%	69,00	85,20	-25%	84,53	-20%	76,98		46,91	
CEGH	AT	89,06	-24%	366%	88,60	87,10	-25%	87,13	-20%	76,59			
NBP	UK	81,63	-28%	260%	43,57	61,98	-32%	61,39	-31%	52,21			



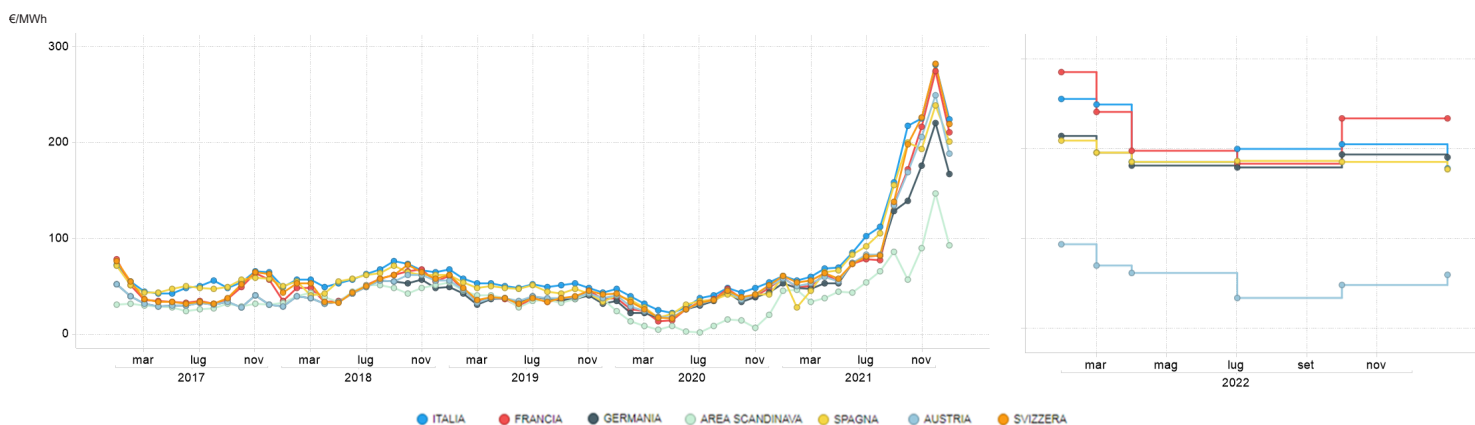
Dinamica analoga al gas si osserva anche sui mercati elettrici, dove i prezzi restano elevati (+104/+270% sul 2021), anche a fronte di flessioni mensili in doppia cifra rispetto ai record di dicembre (-16/-37%). Il prezzo italiano torna il più alto (224,50 €/MWh), ma rimane sui valori elevati di dicembre la sua frequenza di allineamento con quello francese (211,42 €/MWh), pari al 63% delle ore. Quotazioni superiori ai 200

€/MWh anche in Svizzera (219 €/MWh) e Spagna (202 €/MWh), mentre restano più bassi i prezzi di Germania, Austria (168/189 €/MWh) e area scandinava (93,25 €/MWh). La dinamica congiunturale si riflette anche sui mercati futures, dove le quotazioni attese, sebbene in calo, risultano per i prossimi due mesi generalmente superiori agli attuali livelli spot.

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	224,50	-20%	270%	330,95	255,23	-12%	249,54	-8%	185,28	-17%	140,04	-2%
FRANCIA	211,42	-23%	255%	272,50	285,58	-48%	240,90	-23%	197,43		134,39	
GERMANIA	167,73	-24%	218%	221,44	214,08	-35%	195,46	-23%	181,24		126,70	
AREA SCANDINAVA	93,25	-37%	104%	117,50	93,38	-20%	70,32	-19%	61,46		37,64	
SPAGNA	201,72	-16%	235%	209,75	209,54	-28%	196,12	-23%	185,59		109,82	
AUSTRIA	189,01	-24%	228%									
SVIZZERA	219,36	-22%	263%									



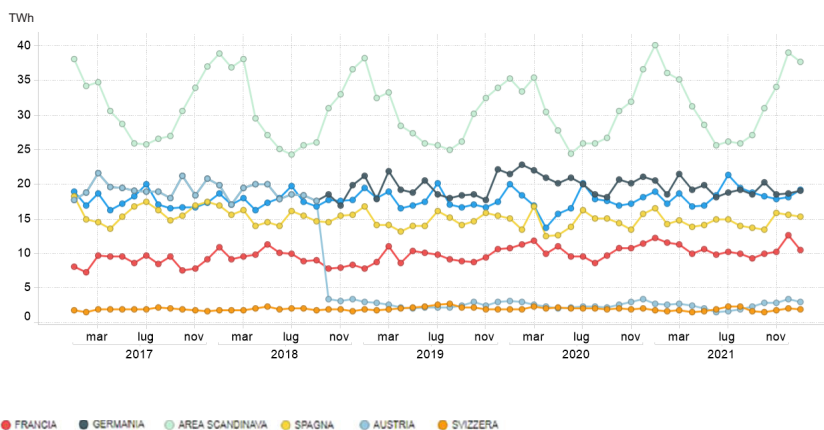
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, si registra una lieve crescita sulla borsa italiana (19,3 TWh, +1%), mentre in riduzione risultano i volumi negoziati nell'Area scandinava (37,8 TWh, -7%), in Germania (19,1

TWh, -8%) in Spagna (15,4 TWh, -8%), e soprattutto in Francia (10,5 TWh, -15%), con quest'ultima che, dopo il picco di dicembre, torna sui livelli osservati nella seconda parte del 2021.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,3	6%	1%
FRANCIA	10,5	-17%	-15%
GERMANIA	19,1	2%	-8%
AREA SCANDINAVA	37,8	-3%	-7%
SPAGNA	15,4	-2%	-8%
AUSTRIA	3,1	-11%	9%
SVIZZERA	2,0	-5%	9%



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

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

■ A gennaio sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio mostra un lieve calo a 257,6 €/tep (-0,3%), mentre la quotazione bilaterale cede 3,6 €/tep, attestandosi a 238 €/tep (-1,5%). Crescono gli scambi sul mercato (+91%), con la liquidità che sale al 74%, in corrispondenza di una consistente flessione delle contrattazioni bilaterali (-13%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si porta a

0,87 €/MWh (+24%), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali, anch'esse in aumento a 0,57 €/MWh (+69%). In ripresa gli scambi sia sul mercato (+225%) che sulla piattaforma bilaterale (+121%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,7 TWh, ad un prezzo medio di 1,03 €/MWh (+14%).

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

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

Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato a gennaio si attesta a 257,64 €/tep, in lieve calo rispetto al mese precedente (-0,68 €/tep, -0,3%). Il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, invece, scende a 238,00 €/tep (-3,60 €/tep, -1,5%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 20 €/tep. La differenza tra i due riferimenti risulta pari a 2,38 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi si attesta al 93% (-2 p.p. su dicembre 2021). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli di prezzo minimo e massimo osservati sul mercato (255,60-260,00 €/tep) risulta pari al

55% (-0,5 p.p.). I volumi negoziati sul MTEE mostrano una crescita sul mese precedente del 91%, salendo a 138,8 mila tep, e trainano la liquidità del mercato, che aumenta al 74% (+17 p.p. rispetto al mese precedente) anche in virtù del contemporaneo calo delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (48,2 mila tep, -13% rispetto a dicembre).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 66.494.190 tep, in aumento di 126.013 tep rispetto a fine dicembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.581.898 tep, in aumento di 125.907 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori			
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep			tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.		
Mercato	257,64	-0,3%	255,60	260,00	138.775	+91,4%	35,75	+90,9%	1.807	-4,0%	1,3%	-1,3 p.p.	8	+5
Bilaterali	238,00	-1,5%	0,00	268,00	48.230	-13,2%	11,48	-14,5%						
con prezzo >1	255,26	+0,2%	213,68	268,00	44.968	-14,7%	11,48	-14,5%						
Totale	252,58	+0,6%	0,00	268,00	187.005	+46,0%	47,23	+46,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

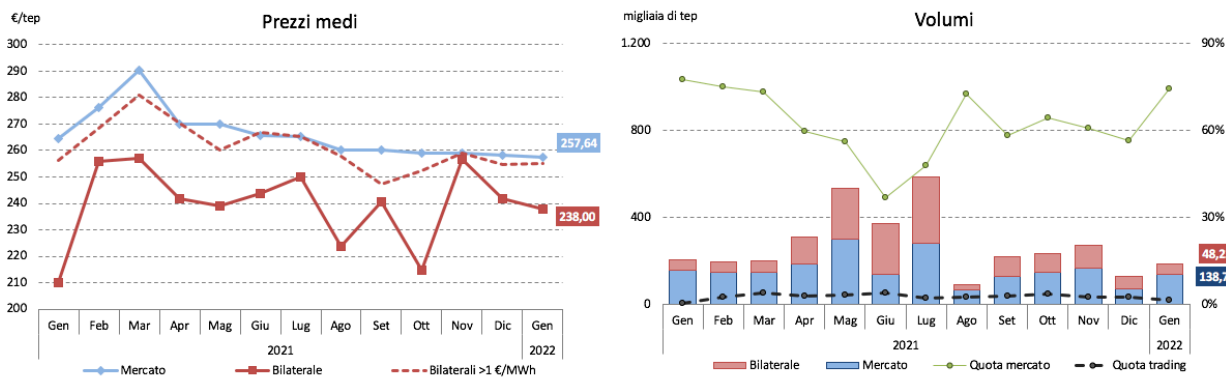


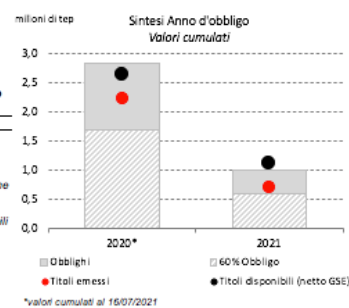
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni N°	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						
23	259,14	789.230	342.670	256,22	302.575	250,00	2.581.898	66.494.190	1.469.391	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2016/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.

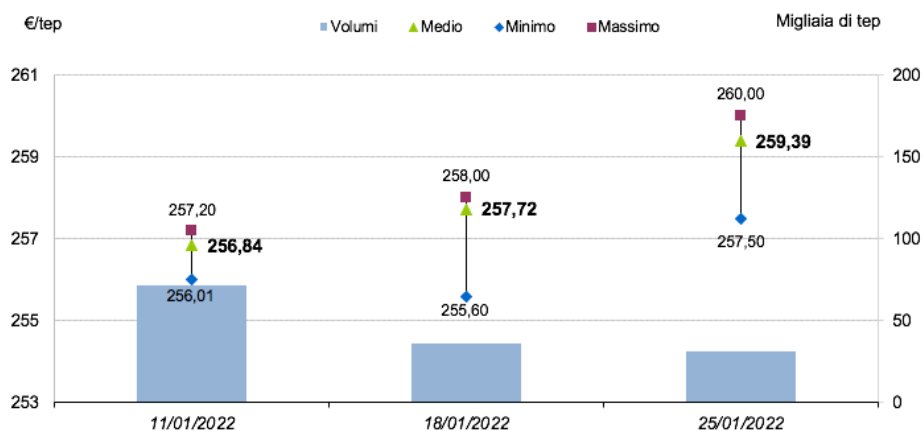


L'analisi delle singole sessioni mostra un lieve trend crescente delle quotazioni medie, comprese tra i 256,84 €/tep della sessione dell'11 gennaio e i 259,39 €/tep del 25 gennaio. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta pari a circa 2 €/tep,

lievemente inferiore rispetto a quanto rilevato lo scorso dicembre. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano una crescita a 46,3 mila tep, con un massimo di 71 mila tep raggiunto nella prima sessione dell'anno.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di gennaio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 0,87 €/MWh (+24% su dicembre). In crescita anche le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (0,57 €/MWh, +69%) che riducono il loro differenziale dal riferimento di mercato (0,30 €/MWh). L'analisi per tipologia scambiata sul MGO mostra un apprezzamento generalizzato delle quotazioni, con prezzi sostanzialmente allineati a 0,87 €/MWh. Sulla PBGO, invece, i prezzi variano tra 0,44 €/MWh della tipologia Eolico, e 0,77 €/MWh del Geotermoelettrico, negoziata per la prima volta

dall'avvio del nuovo anno di contrattazione. In termini di negoziazioni, i volumi scambiati sul mercato salgono a 162 mila MWh (+225% rispetto al mese precedente), mentre quelli registrati sulla piattaforma bilaterale si portano a 10,6 TWh (+121%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,7 TWh, ad un prezzo medio di 1,03 €/MWh, in aumento rispetto alla sessione di dicembre (+14%). Diffuso l'incremento dei prezzi delle varie tipologie scambiate, ad eccezione di quella Eolico (1,0 €/MWh, -0,25 €/MWh).

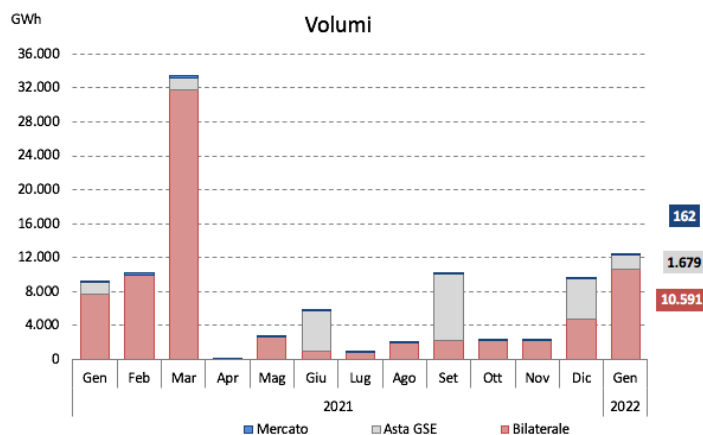
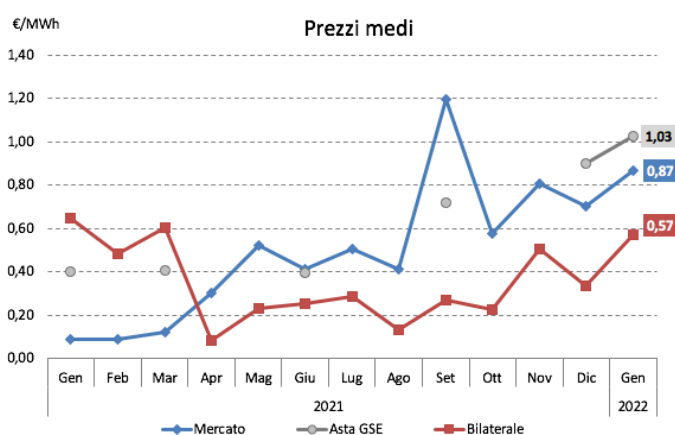
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,87	+23,8%	0,75	0,95	162.418	+225,1%	140.925	+302,4%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,57	+69,1%	0,00	1,25	10.590.759	+121,2%	6.030.169	+274,0%
	0,58	+68,0%	0,01	1,25	10.410.736	+122,6%	6.030.169	+274,0%
Totale	0,57	+68,5%	0,00	1,25	10.753.177	+122,2%	6.171.093	+274,6%
Asta GSE	1,03	+14,0%	0,20	1,13	1.678.537	-64,2%	1.724.330	-59,1%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

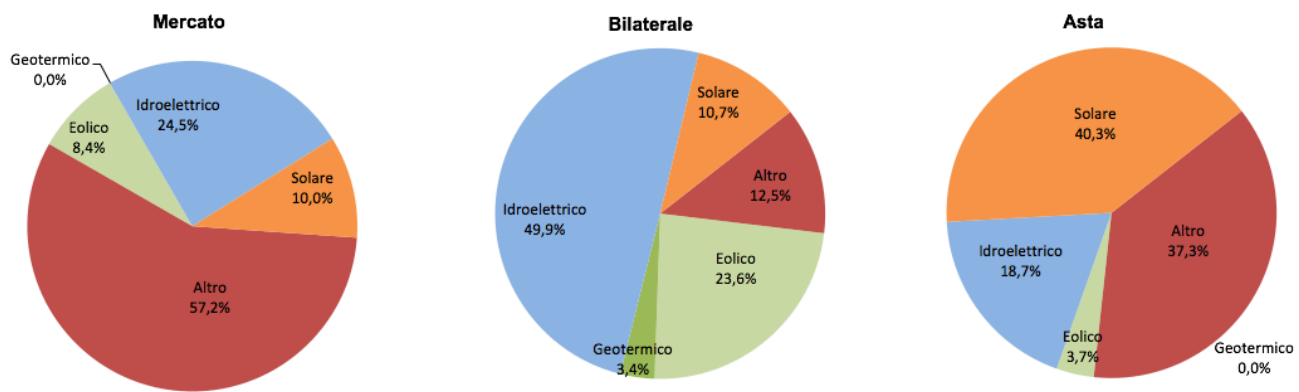


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra la predominanza della tipologia Altro

sul mercato (57%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (50%) e di quelle Solare e Altro in asta (40% e 37%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2021

Fonte: dati GME



IDROELETTRICO FONTE CRUCIALE PER LA TRANSIZIONE

di Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

Si può dire che fino a circa la metà degli anni '70, siano state le economie avanzate (Nord America, Europa, Giappone, Australia) a guidare l'espansione dell'idroelettrico, seguite dalla Russia. Successivamente la crescita della capacità a livello mondiale è avvenuta, invece, ad opera delle economie emergenti e in via di sviluppo. Asia e America Latina hanno da allora rappresentato il motore della crescita globale di questa fonte, principalmente attraverso investimenti del settore pubblico in grandi impianti. Oggi in 35 paesi nel mondo, l'energia idroelettrica costituisce oltre il 50% dell'elettricità prodotta. Di questi, 28 sono economie emergenti e in via di sviluppo con una popolazione totale di 800 milioni di abitanti a cui il comparto garantisce l'accesso all'energia a costi convenienti⁴. Nelle economie avanzate, invece, causa la crescita degli impieghi di gas naturale e delle altre fonti rinnovabili, la quota dell'idroelettrico nella copertura del fabbisogno è scesa, pur mantenendo un'importanza fondamentale per il funzionamento del sistema. Negli ultimi 15 anni la leadership della Cina nel mercato idroelettrico è stata notevole diventando responsabile del 50% dell'espansione della capacità lorda globale. Al di fuori di questo Paese, è stata aggiunta nuova capacità idroelettrica in India, Brasile e in alcune grandi economie del sud-est asiatico (principalmente dal 2005), mentre lo sviluppo di grandi impianti sta supportando l'elettrificazione nell'Africa sub-sahariana⁵. La Cina è quindi progressivamente diventata il maggior produttore di energia idroelettrica al mondo con una capacità di 370 GW (27,8%), seguita da Brasile con 109 GW (8,2%), Stati Uniti con 102 GW (7,7%), Canada con 82 GW (6,2%) e India con 51 GW (3,8%).

Il settore in Europa e in Italia

In Europa sono installati 254 GW di potenza idroelettrica (pompaggi inclusi) pari ad una quota del 19% di quella mondiale, per una produzione di circa 670 TWh a rappresentare il 16% della produzione elettrica complessiva del Continente e il 36% di quella da FER, costituendo la principale tecnologia rinnovabile. La figura n. 2 evidenzia i paesi europei in cui è presente la maggior potenza e la quota della produzione complessiva nazionale coperta da questa fonte. Questi paesi rappresentano il 75% della potenza idroelettrica installata in Europa.

In Italia la potenza è di circa 23 GW, con una generazione che nel 2021 è stata di 44,3 TWh (al netto dei pompaggi in produzione) pari al 14% del fabbisogno elettrico e al 16% della produzione interna. L'idroelettrica ha rappresentato il 39% della produzione rinnovabile complessiva⁶. Mentre nei paesi extra-europei in via di sviluppo i grandi impianti idroelettrici continuano a diffondersi, in Europa e in Italia il settore ha raggiunto da tempo la piena maturità. Tra il 2015 e il 2020 la capacità idroelettrica europea è cresciuta solo del 6% (+14 GW). Le sole nuove installazioni di importanti dimensioni riguardano la Turchia, che rappresenta oltre il 70% dell'espansione nel Continente. Al di fuori di questo Paese i nuovi progetti sembrano limitati a Portogallo e Croazia. In quasi tutta Europa gli aspetti e le normative legati all'impatto ambientale, combinati con lo sfruttamento già in atto dei principali corsi d'acqua, rendono praticamente impossibile la realizzazione di nuovi impianti di grande taglia.

Tuttavia, a livello mondiale, la competenza nella produzione

Fig.2. Paesi europei per potenza e quota dell'idroelettrica sul totale nazionale - Fonte: IHA, Terna, BP Statistical Review 2021

	Potenza idroelettrica installata (1)	Quota della produzione idroelettrica sul totale nazionale (2)
	GW	%
Norvegia	33	91%
Turchia	31	26%
Francia	26	13%
Italia	23	16%
Spagna	20	12%
Svizzera	17	53%
Svezia	16	43%
Austria	15	57%
Germania	11	4%

Note: (1) Pompaggi inclusi; (2) Dati 2021 per l'Italia, 2020 per i restanti paesi.

(continua)

di apparecchiature idroelettriche rimane principalmente in Europa. Si stima che l'industria europea delle apparecchiature idroelettriche rappresenti più di due terzi del mercato mondiale. Molte importanti università e centri di ricerca specializzati nell'energia idroelettrica si trovano in Europa, assicurando così un costante aggiornamento delle competenze. Inoltre il settore idroelettrico dell'UE-27 più Regno Unito, fornisce direttamente e indirettamente oltre 100.000 posti di lavoro⁷. In quasi tutti i paesi dotati dei più consistenti parchi idroelettrici, la gestione è rimasta per la quota maggiore ai produttori nazionali "storici". Ad esempio: in Germania, RWE detiene il 35% della potenza idroelettrica installata; in Austria, Verbund il 55%; in Svezia, Vattenfall il 52%; in Norvegia, Statkraft il 39%; in Francia, EDF il 79%. In Italia, Enel attualmente detiene il 55% circa della potenza idroelettrica nazionale⁸. Nel nostro Paese, la fonte idrica ha costituito storicamente una base fondamentale per lo sviluppo del sistema economico e del sistema elettrico. Come detto, fino all'inizio degli anni 1960 la generazione idroelettrica ha coperto in media il 90% del fabbisogno nazionale. Con la crescita della domanda, lo sviluppo del termoelettrico e il recente aumento delle fonti rinnovabili non programmabili, la percentuale è progressivamente scesa, permanendo però ed

anzi aumentando il suo ruolo strategico per il funzionamento del sistema. Alla potenza lorda installata di 23,1 GW è collegata una producibilità lorda media annua⁹ di 54,9 TWh. Nel 2020 gli impianti erano complessivamente 4.509, ma il 72% è relativo ad installazioni con potenza fino a 1 MW per appena il 3,8% della capacità complessiva e il 6,9% della producibilità. Il piccolo o mini-idroelettrico rappresenta oggi la fascia più dinamica grazie al ridotto impatto ambientale e al recente sviluppo di tecnologie in grado di sfruttare in modo efficiente piccoli salti e portate molto ridotte. Tuttavia, sono gli impianti di medio-grande taglia a costituire la parte preponderante del comparto. Le installazioni superiori ai 30 MW rappresentano il 71% in termini di potenza e il 54% in termini di producibilità dell'intero settore. Gli impianti a serbatoio e a bacino¹⁰, generalmente di medio-grandi dimensioni, costituiscono il 74% della potenza installata e il 53% in termini di producibilità annua. Quelli ad acqua fluente rispettivamente il 26% e il 47% (fig. 3). Il peso degli impianti a serbatoio e a bacino si è ridotto nel tempo, mentre è aumentato quello delle installazioni ad acqua fluente. Tuttavia i primi oltre a contribuire ancora in modo prevalente alla produzione idroelettrica nazionale, possono servire in misura maggiore servizi al sistema.

Fig. 3. Suddivisione degli impianti idroelettrici italiani per tipologia

Fonte: elaborazioni su dati Terna

2020	Impianti	Potenza efficiente lorda	Producibilità lorda media annua	Impianti	Potenza efficiente lorda	Producibilità lorda media annua
	n.	MW	GWh	%	%	%
Impianti a serbatoio	191	12.081	15.205	4,2%	52,3%	27,7%
<i>di cui pompaggio puro e misto</i>	23	7.329	5.631	0,5%	31,8%	10,3%
Impianti a bacino	204	4.923	13.992	4,5%	21,3%	25,5%
Impianti ad acqua fluente	4.114	6.077	25.689	91,2%	26,3%	46,8%
TOTALE	4.509	23.081	54.886	100,0%	100,0%	100,0%

Costi e vantaggi ambientali

La tecnologia idroelettrica presenta elevati livelli di efficienza dei processi di conversione energetica, essendo in grado di convertire direttamente lavoro meccanico in elettricità con fattori di efficienza che possono raggiungere l'85% mentre per talune tipologie di impianti termici possono al massimo superare di qualche punto il 60%. Una maggior efficienza energetica riduce i costi di produzione dell'energia. Si stima che l'idroelettrica sia in grado di generare nel suo intero ciclo di vita, che può giungere sino a 80-100 anni, oltre 200 volte l'energia necessaria a costruirla, mantenerla e gestirla¹¹.

Si tratta di una tecnologia ad alta intensità di capitale e più contenute spese operative, a cui si aggiungono gli importi, spesso rilevanti, per i canoni concessori.

Le spese in conto capitale rappresentano la maggior parte dei

costi unitari di produzione rispetto ai costi di O&M stimabili in un range compreso tra l'1% e il 4%, in funzione inversa alla dimensione degli impianti. Convenienza e competitività dell'idroelettrico si basano quindi sui bassi costi marginali (inteso come costo variabile legato ad un'unità incrementale di produzione). Nulli per l'idro ad acqua fluente non essendovi necessità di combustibili, mentre sono maggiori, pur se sempre molto contenuti, per l'idro a serbatoio/bacino dovuti alla gestione della diga e delle altre opere idrauliche e per l'idro a pompaggio per pompare l'acqua. La bassa quota dei costi variabili, come per le altre risorse rinnovabili (solare ed eolico), si confronta con quella molto più elevata, sino all'80% per le centrali termiche, esposte, quindi, all'elevata volatilità e instabilità dei prezzi delle materie prime che impiegano (specie gas naturale)¹².

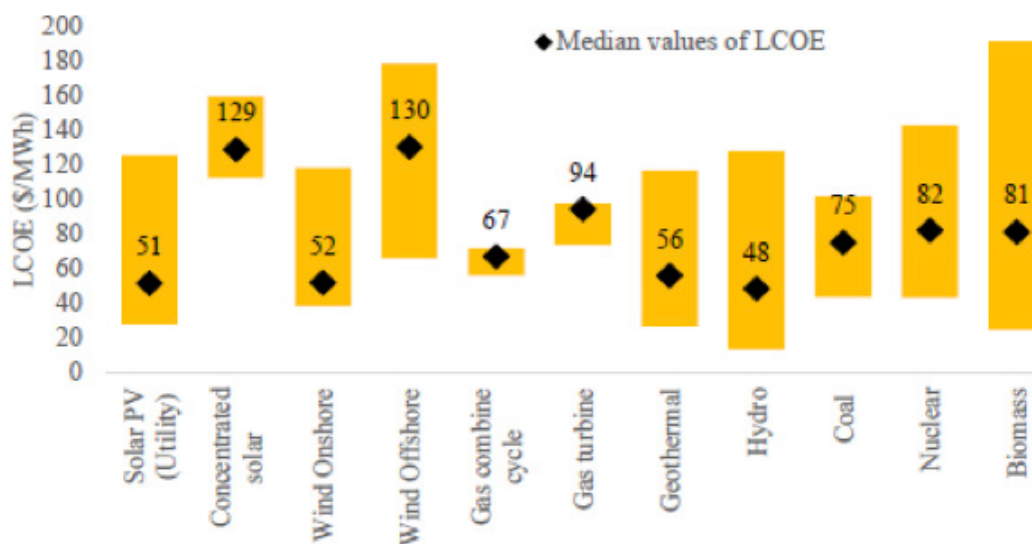
(continua)

Pur in un contesto di riduzione dei costi di eolico e fotovoltaico, la maggior parte degli studi attesta che l'idroelettrico resta in media (nell'eterogeneità delle tipologie e delle dimensioni degli impianti) una tra le fonti di generazione elettrica più convenienti e competitive. La figura n. 4 riporta una delle varie stime comparate dei costi unitari di produzione della generazione elettrica

da diverse tecnologie applicando la metodologia del Levelised Cost of Energy (LCOE). Emerge che il kWh idroelettrico nei suoi valori minimi e medi riferibili a grandi impianti risulta competitivo. Inoltre, la fonte idroelettrica garantisce una programmabilità non riscontrabile per eolico e fotovoltaico, valore generalmente non colto dalla metodologia LCOE.

Fig. 4. Levelised cost of electricity (LCOE)

Fonte: World Bank Group 2020



In ogni caso, il valore economico del ricorso ad impianti idroelettrici esistenti varia anche in funzione del compito che sono chiamati a svolgere. In fasi di bassa domanda è conveniente ricorrere a unità a minor costo, mentre nei picchi di domanda il carico addizionale è soddisfatto da unità a costi relativamente superiori. Conseguentemente il valore economico dell'idroelettrica, equiparabile al "costo evitato" che consente di ottenere, aumenta, essendo il suo costo inferiore a quello delle più immediata alternativa delle turbine a gas. Inoltre i calcoli eseguiti secondo la metodologia LCOE non considerano la maggior parte dei benefici addizionali e dei servizi al sistema forniti da questa fonte, spesso non remunerati. Così come non tiene conto delle esternalità che può generare¹³. Tra l'altro, l'idroelettrica assume un valore strategico anche nella mitigazione dei cambiamenti climatici presentando tra tutte le tecnologie energetiche la più bassa intensità emissiva nel ciclo di vita. È quindi risorsa cruciale, in grado di fornire significativi volumi di produzioni low-carbon, sia di base che di picco. Si stima che questa tecnologia contribuisca ad evitare annualmente più di 180 milioni di tonnellate di emissioni di CO2 annue pari al 15% di quelle complessivamente generate dal settore energetico dell'UE¹⁴.

Servizi al sistema

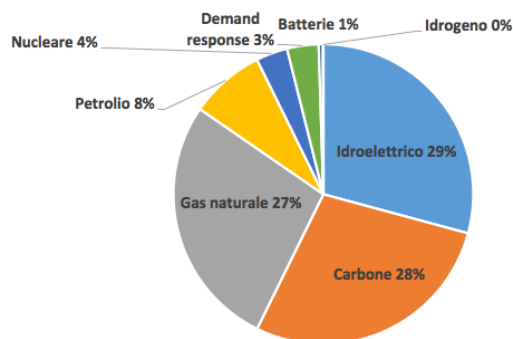
Il contributo fondamentale dell'energia idroelettrica alla

transizione non si limita alla grande quantità di elettricità rinnovabile che produce, ma si estende alle sue capacità di fornire stoccaggio e flessibilità operativa per i sistemi elettrici, il che rende questa tecnologia un abilitatore naturale per l'integrazione di maggiori quantità di energia eolica e solare. Una rara combinazione di attributi che non dovrebbe essere sottovalutata. Infatti, rispetto a solare od eolico, l'idroelettrica presenta le stesse qualità ambientali senza averne i limiti in termini di intermittenza e difficoltà di programmazione. L'idroelettrica è in grado di soddisfare le diverse esigenze temporali di flessibilità, coadiuvata da altre strategie di accumulo.

Con bassi costi operativi e grandi capacità, le centrali idroelettriche sono oggi la fonte di accumulo principale e più conveniente. A livello mondiale i pompaggi rappresentano oltre il 90% degli accumuli elettrici con 160 GW di potenza installata e 9.000 GWh di capacità. In Europa la potenza installata ammonta a circa 55 GW e rappresenta quasi l'80% della capacità di accumulo continentale¹⁵. È l'unica tecnologia di stoccaggio matura su larga scala e ancora più conveniente rispetto ad altre opzioni. Le centrali idroelettriche a pompaggio rimarranno una fonte fondamentale di capacità di stoccaggio insieme alle batterie elettrochimiche, i cui tempi di sviluppo e sostenibilità economica a livello utility scale rimangono ancora incerti.

Fig. 5. Fonti di flessibilità per il sistema elettrico a livello mondiale

Fonte: IEA



Molte centrali idroelettriche possono variare la loro produzione a salire e a scendere molto rapidamente rispetto ad altre fonti come il nucleare, il carbone e il gas naturale. Questo alto grado di flessibilità consente loro di adeguarsi rapidamente ai cambiamenti della domanda e di compensare le fluttuazioni della generazione da altre fonti. Gli impianti idroelettrici, soprattutto bacini e pompaggi (in parte minore l'acqua fluente)

possono contribuire a quasi tutti i servizi di rete contribuendo alla flessibilità e al bilanciamento del sistema da frazioni di secondo a mesi, a stoccaggi di lungo termine. Oggi le centrali idroelettriche rappresentano quasi il 30% della capacità mondiale di fornitura di elettricità flessibile a livello globale, in base alle esigenze ora su ora del sistema, in modo simile alle capacità delle centrali a carbone e gas naturale.

Fig. 6. Supporti al sistema dalle diverse tipologie di impianti idroelettrici

Fonte: elaborazioni su fonte IEA

Funzioni di sistema	Bacini	Pompaggi	Acqua fluente
Risposta inerziale	●	●	●
Regolazione della tensione (1)	●	●	●
"System strenght" (2)	●	●	●
Black-start	●	●	●
Fast start	●	●	●
Capacità di "ramping"	●	●	●
Flessibilità intraday	●	●	●
Flessibilità inter-day	●	●	●
Demand-side response	●	●	●
Generazione in baseload	●	●	●
Accumulo giornaliero	●	●	●
Accumulo stagionale	●	●	●

Note: (1) Regolazione della tensione fornendo o assorbendo potenza reattiva e aiutando a mantenere un livello di tensione specifico sulla rete; (2) Capacità di un sistema elettrico di gestire le fluttuazioni di offerta e domanda mantenendo stabile il livello di tensione

Territorio e usi plurimi

Vi è un'ulteriore peculiarità dell'idroelettrica che merita attenzione, ossia il rapporto col territorio. La costruzione e la conduzione di un grande impianto idroelettrico comportano profondi impatti sulle aree circostanti, sia dal punto di vista della tutela del territorio che della vita e dell'economia delle comunità locali¹⁶. Relativamente alla gestione del

territorio e delle acque, l'esercizio di una centrale di grandi dimensioni implica molteplici aspetti di attenzione riguardanti la tutela dell'assetto idrogeologico delle aree interessate, quali: controllo dei flussi di piena sui corsi d'acqua a regime torrentizio; presidio territoriale anche attraverso opere di manutenzione e sistemi di monitoraggio; gestione dell'habitat, pulizia delle acque e gestione dei sedimenti; distribuzione della

risorsa idrica in modo razionale nel tempo; prevenzione degli incendi¹⁷. Inoltre, l'influenza generata negli anni da grandi impianti idroelettrici risulta tale da condizionarne il tessuto economico, che nel tempo si è andato costruendo attorno alla loro presenza e che può trovare nello sviluppo degli usi plurimi delle acque nuovi fattori di crescita. Si possono citare: indotto occupazionale; disponibilità di acqua potabile da immettere in acquedotti; irrigazione per usi agricoli; sviluppo di attività turistiche e sportive intorno ai bacini. A queste esternalità positive si possono contrapporre esternalità negative da contrastare, quali i rischi inerenti alla canalizzazione di un sistema fluviale naturale, alterazione del regime idraulico, riduzione della biodiversità, modifiche del paesaggio.

Le esigenze di rinnovamento del parco impianti

In Europa l'età media degli impianti idroelettrici è di 45 anni (in Nord America di quasi 50). Si tratta di parchi che presentano elementi di obsolescenza con necessità di ammodernamento per garantire il loro contributo alla sicurezza del sistema. In Italia quasi il 60% della potenza installata ha più di 50 anni¹⁸, dove l'invecchiamento degli assets è anche una delle cause della riduzione della producibilità dei medio-grandi impianti a bacino e serbatoio. IEA stima che da qui al 2030 saranno spesi per la modernizzazione di impianti obsoleti circa 127 miliardi di dollari principalmente in economie avanzate, quasi un quarto del totale investimento idroelettrico. In Nord America e in Europa, si prevede che i lavori di ammodernamento dell'esistente rappresenteranno quasi il 90% dell'investimento totale nell'energia idroelettrica in questo decennio. Tuttavia, l'Agenzia di Parigi considera che la spesa prevista non sia

sufficiente per soddisfare le esigenze di modernizzazione del parco idroelettrico globale, che stima in 300 miliardi di dollari fino al 2030, più del doppio dell'importo che attualmente si valuta possa essere speso. Al fine di stabilire un contesto favorevole alla realizzazione degli investimenti di ammodernamento e per realizzare il potenziale di crescita dell'idroelettrico non ancora sfruttato nei Paesi in via di sviluppo, IEA indica una serie di linee guida: porre l'energia idroelettrica in cima all'agenda della politica energetica e climatica; riconoscere il suo ruolo critico per la sicurezza dei sistemi elettrici e rifletterne il valore attraverso meccanismi di remunerazione; applicare solidi standard di sostenibilità per lo sviluppo del comparto con regole e regolamenti snelli; massimizzare le capacità di flessibilità delle centrali esistenti e prevedere misure per incentivarne l'ammodernamento; sostenere l'espansione dei pompaggi; mobilitare finanziamenti a prezzi accessibili per la crescita sostenibile di questa fonte in economie in via di sviluppo.

Per l'Italia, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), inviato dal Governo alla Commissione nel dicembre 2019 e in corso di revisione, considera il grande idroelettrico una risorsa in larga parte già sfruttata, ma "di grande livello strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione", senza peraltro precisare le modalità con cui farlo. La definizione di un quadro di regole certo e favorevole a nuovi investimenti di ammodernamento a livello UE garantirebbe di preservare l'efficienza dei grandi impianti idroelettrici esistenti favorendone un aumento della potenza e della producibilità. Ne deriverebbe un importante contributo all'aumento delle rinnovabili che l'Europa deve faticosamente perseguire.

¹ Fonte IEA: Hydropower Special Market Report (2021);

² Fonte: International Hydropower Association (IHA), Hydropower Status Report (2021);

³ Fonte: elaborazioni su dati Terna;

⁴ Fonte IEA: Hydropower Special Market Report (2021);

⁵ Fonte, IEA e IHA ibidem;

⁶ Fonte: elaborazioni su dati Terna, Rapporto mensile sul sistema elettrico (dicembre 2021);

⁷ Fonte IEA, ibidem;

⁸ A. Clò: "L'idroelettrica un'opportunità per la transizione ecologica del paese", supplemento alla Rivista Energia (luglio 2021);

⁹ La producibilità da apporti naturali di un impianto idroelettrico in un determinato periodo è la quantità massima di energia elettrica che gli apporti naturali nel periodo considerato gli permetterebbero di produrre o invasare, supponendo una loro utilizzazione completa e tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza;

¹⁰ Gli impianti idroelettrici sono classificati, in base alla durata di invaso dei serbatoi, in tre categorie: a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente. Impianti a serbatoio: quelli che hanno un serbatoio classificato come "serbatoio di regolazione" stagionale; impianti a bacino: quelli che hanno un serbatoio classificato come "bacino di modulazione"; impianti ad acqua fluente: quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di due ore;

¹¹ Fonte: Eurelectric (2018).

¹² A. Clò: Ibidem

¹³ A. Clò: Ibidem

¹⁴ Fonte: Eurelectric Hydropower fact sheets (2018)

¹⁵ Fonte: IEA e IHA, ibidem

¹⁶ A. Clò A. Ibidem

¹⁷ Società Economica Valtellinese (2016)

¹⁸ Elaborazioni su dati Terna

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.
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.