

APPROFONDIMENTI

LA TEMPESTA PERFETTA SUI MERCATI DEL GAS

Agata Gugliotta, Gian Paolo Repetto - RIE

Per i mercati del gas naturale gli effetti derivanti dalla diffusione mondiale del Covid-19 sono inseriti in un contesto già caratterizzato da una serie di fattori marcatamente ribassisti, amplificandone gli effetti e determinando nel 2020 quotazioni spot minime storiche, su livelli per Europa ed Asia fino a qualche tempo fa impensabili. E al momento non si vedono ancora i segnali di un'effettiva ripresa.

Il 2019: oversupply e bolla del GNL

Dopo un 2018 caratterizzato da una crescita dei prezzi sopra le attese, soprattutto per l'Europa (+30% circa sul 2017), nel corso del 2019 un crescente disequilibrio tra offerta in sensibile aumento e domanda debole ha innescato una tendenza al ribasso delle quotazioni che si è via via accentuata.

La produzione globale di gas naturale è continuata a crescere a ritmi sostenuti, con un aumento del 3% rispetto al 2018 (quasi 140 md mc) superando per la prima volta nella storia la soglia dei 4.000 md mc. L'aumento è stato principalmente guidato dalla produzione di shale gas statunitense (60% dell'incremento), destinato per volumi significativi all'esportazione sotto forma di gas liquefatto. La produzione USA è cresciuta di oltre il 10% (+85 md mc) con i bacini degli Appalachi e dei Permiani che hanno contribuito per quasi i due terzi dell'aumento. In Eurasia l'offerta incrementale è riferibile in gran parte a progetti finalizzati all'esportazione: la produzione russa è aumentata dell'1,7% (+12 md mc) supportata dal progetto GNL di Yamal, mentre

quella azera ha conosciuto un incremento del 28% (5 md mc) in quanto il Paese ha aumentato le esportazioni dal giacimento di Shah Deniz II a sud Ovest del Caspio¹. Anche la Cina ha realizzato un incremento considerevole sfiorando il 10% (16 md mc), così come l'Australia (+18% per circa 20 md mc)² dove il gas estratto è stato indirizzato soprattutto al rafforzamento delle esportazioni di GNL³. La domanda, invece, è cresciuta ad un ritmo inferiore, +1,8% a livello globale (70 md mc), risultato di una combinazione di effetti contrastanti: l'aumento dello switch dal carbone al gas (che ha contato per il 75% dell'incremento) non è stato infatti sufficiente a controbilanciare gli effetti sui consumi del rallentamento della crescita economica e delle temperature miti. La Cina, principale traino della domanda mondiale di gas naturale insieme agli Stati Uniti, ha conosciuto un rallentamento del suo tasso di crescita economica (+6,1%, aumento annuo più basso dal 1990) impattando anche sulla domanda di gas naturale che ha continuato ad aumentare ma con un tasso dell'8,6%, meno della metà del +18,1% registrato nel 2018. Complessivamente in Asia nel 2019 i consumi sono cresciuti (+4,7%), ma ad un ritmo inferiore rispetto ai due anni precedenti (+7,1% e +5,2%)⁴.

L'aumento della produzione superando il ritmo di crescita dei consumi ha determinato nel 2019 un forte accumulo di volumi in stoccaggio sia in Europa che negli Stati Uniti. In Europa, a fine dicembre i siti erano pieni per l'88%, la percentuale più alta dal 2011⁵.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2020

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 13
 Mercati energetici Europa
 pag 18
 Mercati per l'ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

La tempesta perfetta sui mercati del gas
 Di Agata Gugliotta, Gian Paolo Repetto - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno il Pun risale a 28,01 €/MWh, pur confermandosi ai minimi per il mese (+28,5% su maggio e -42,3% sul 2019), così come i volumi complessivamente contrattati nel MGP (22,6 TWh, -9,3% sul 2019), sostenuti solo dall'export lato acquisti, e dall'offerta rinnovabile lato vendite. La liquidità del mercato risulta ancora in aumento annuale, al 73,3%. In rialzo dai minimi storici anche tutti i prezzi di vendita,

accompagnati da differenziali zionali che tornano a crescere soprattutto per le isole.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Luglio 2020 chiude il periodo di contrattazione a 36,00 €/MWh (+5,5%). Ininterrottamente in calo da inizio anno, infine, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Dopo i ripetuti minimi storici registrati nel trimestre precedente, e al primo rialzo mensile da febbraio, a giugno il Pun sale a 28,01 €/MWh (+6,22 €/MWh su maggio, +28,5%), valore che risulta comunque il più basso di sempre per il mese in analisi (-20,57 €/MWh sul 2019, -42,3%). Situazione analoga per i volumi che proseguono in lenta ripresa (circa +2.800 MWh medi orari su maggio), pur attestandosi ai minimi per giugno. Oltre agli acquisti, la dinamica del Pun riflette ancora un contesto caratterizzato anche da elevata disponibilità di offerta rinnovabile e costi del gas estremamente ridotti, non

discostandosi, al pari dei mesi precedenti, da quella registrata sulle principali borse elettriche limitrofe. Da queste ultime il prezzo del Nord riduce ulteriormente il suo differenziale (solo 1,25 €/MWh quello con la Francia, mai così basso da dicembre 2018), con un livello di import netto che si porta ai minimi storici (solo poco più di 1.000 MWh).

L'analisi per gruppi di ore mostra riduzioni annuali dei prezzi analoghe nelle diverse fasi della giornata, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,11 (+0,02) (Grafico 1 e Tabella 1).

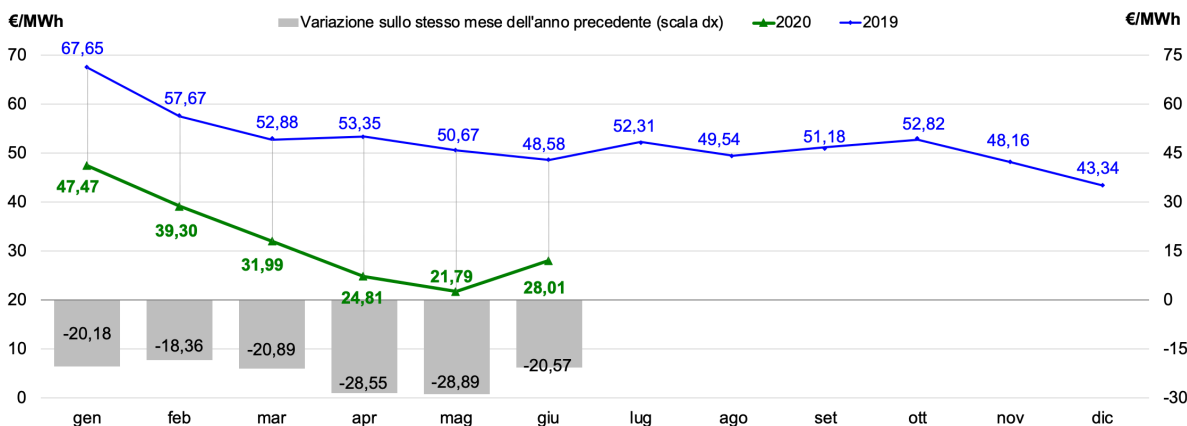
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	28,01	48,58	-20,57	-42,3%	22.966	-5,2%	31.349	-9,3%	73,3%	70,1%
<i>Picco</i>	31,08	54,78	-23,69	-43,3%	27.872	-6,0%	37.699	-10,6%	73,9%	70,3%
<i>Fuori picco</i>	26,35	45,49	-19,13	-42,1%	20.325	-5,6%	27.930	-9,2%	72,8%	70,0%
<i>Minimo orario</i>	8,00	10,00			13.016		20.391		62,4%	61,5%
<i>Massimo orario</i>	48,55	76,84			32.524		42.241		81,3%	79,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

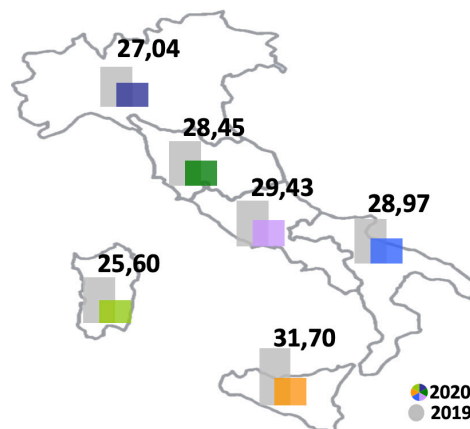
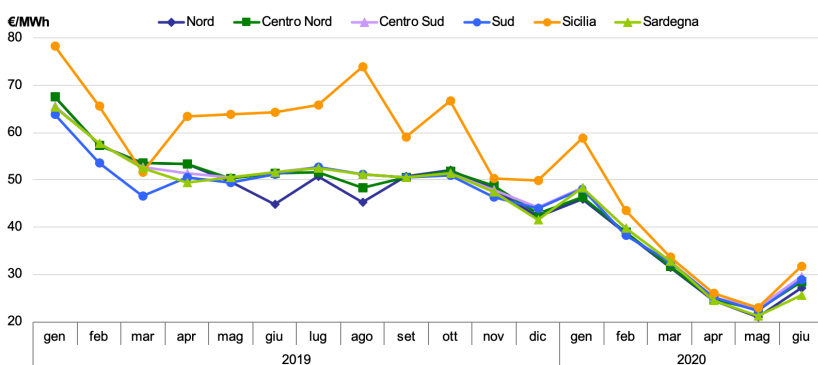


In rialzo, ma ancora molto inferiori al periodo precedente l'emergenza Covid, anche tutti i prezzi di vendita. Le quotazioni si attestano a 27/29 €/MWh sulla penisola (+6/+7 €/MWh su maggio e -18/-23 €/MWh sul 2019), mentre restano più basse in Sardegna (25,70 €/MWh, +4/-26 €/MWh) dove, in corrispondenza di un nuovo restringimento del transito con il Centro Sud per oltre metà mese e in presenza di elevata offerta eolica, si realizzano ancora

prezzi orari a 0 €/MWh o prossimi ad esso nel 9% delle ore (+4 p.p. su maggio). Prezzi a 0 €/MWh in alcune ore di inizio mese anche in Sicilia, dove tuttavia la quotazione mensile sale a 31,70 €/MWh (+9/-33 €/MWh), tornando a divergere da quella del Sud nel 23% delle ore (+19 p.p. su maggio), in particolare nella seconda parte del mese in presenza di un restringimento del transito con Rossano (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari 22,6 TWh, in ripresa del 14,5% su maggio, registra ancora una riduzione annuale del 9,3%, attestandosi come detto ai minimi per il mese di giugno. Meno intenso appare il calo annuo dei volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 16,5 TWh (-5,2%), in corrispondenza di maggiori vendite degli operatori non istituzionali, lato offerta,

e di un export più che triplicato, lato domanda; resta in doppia cifra, invece, il calo delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 6,0 TWh (-18,9%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, la liquidità del mercato, pari a 73,3%, risale di 3,2 punti percentuali sul 2019, pur in perdita di 2,2 p.p. su maggio (Grafico 3).

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

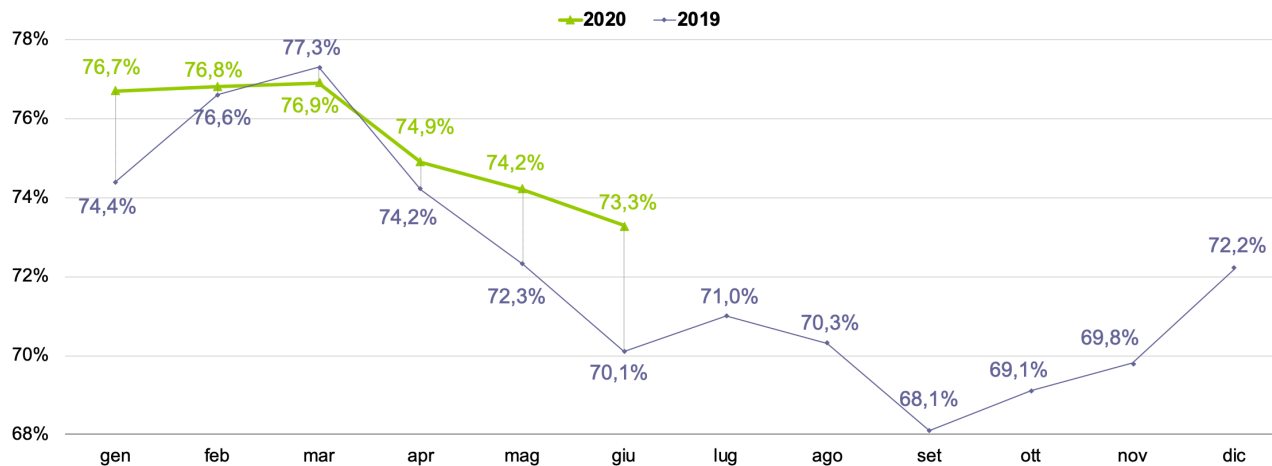
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.535.637	-5,2%	73,3%
Operatori	11.977.453	+8,4%	53,1%
GSE	2.862.268	-5,3%	12,7%
Zone estere	1.695.916	-49,8%	7,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.035.653	-18,9%	26,7%
Zone estere	86.338	-52,5%	0,4%
Zone nazionali	5.949.315	-18,1%	26,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.571.290	-9,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.987.508	+2,7%	
OFFERTA TOTALE	39.558.798	-4,5%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.535.637	-5,2%	73,3%
Acquirente Unico	3.278.882	-8,7%	14,5%
Altri operatori	8.761.848	-12,9%	38,8%
Pompaggi	4.489	-29,6%	0,0%
Zone estere	1.031.700	+227,8%	4,6%
Saldo programmi PCE	3.458.718	-0,5%	15,3%
PCE (incluso MTE)	6.035.653	-18,9%	26,7%
Zone estere	3.636	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.490.735	-13,1%	42,0%
Saldo programmi PCE	-3.458.718	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.571.290	-9,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	539.340	+16,4%	
DOMANDA TOTALE	23.110.629	-8,9%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Resta vigorosa la riduzione annuale degli acquisti nazionali, pari a 21,5 TWh (-12,4%). A livello zonale, si osservano ovunque flessioni in doppia cifra (-10/-14%) rispetto al 2019, ad eccezione della Sicilia (-8,6%), mentre su base mensile si rileva ovunque una ripresa (+6/+11%). Ancora molto elevati, e più che triplicati rispetto ad un anno fa, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 1,0 TWh (+228,9%), in crescita sia sulla frontiera settentrionale che su quella orientale (Tabella 4).

Anche a giugno, si osserva un Sistema esportatore netto in diversi giorni del mese, non solo festivi, in corrispondenza delle permanenti riduzioni della NTC. La frequenza di ore in cui il Sistema risulta in export sale con ciò al suo massimo storico, pari al 32% (+8 p.p. su maggio). Lato offerta, per quanto appena detto, le importazioni di energia dall'estero,

pari a 1,8 TWh, risultano dimezzate sul 2019 (-49,9%) e in calo del 21% su maggio, arrivando a coprire solo l'8,3% del fabbisogno nazionale, valore minimo storico (in media circa il doppio). La diminuzione dell'import ha interessato tutta la frontiera settentrionale, risultando particolarmente intensa su quella francese. Solo in debole calo annuale, invece, le vendite nazionali, pari a 20,8 TWh (-2,7%), che restano in netta riduzione solo nelle zone centro meridionali, risultando invece stabili al Nord e in crescita sulle isole (+9%). Su base mensile, le vendite aumentano in tutte le zone, con l'unica eccezione della Sicilia (-3%). Ancora in evidenza il Nord dove, la quota di domanda locale soddisfatta da vendite interne, già superiore al 90% nei due mesi precedenti, raggiunge quasi il 99%, in presenza della ulteriore riduzione dei flussi di import dall'estero (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	20.302.214	28.198	-2,3%	11.978.740	16.637	-0,1%	12.136.867	16.857	-12,9%
Centro Nord	1.998.658	2.776	-14,7%	1.622.334	2.253	-3,9%	2.265.961	3.147	-14,1%
Centro Sud	4.225.828	5.869	-0,3%	1.776.378	2.467	-11,6%	3.434.509	4.770	-10,2%
Sud	7.302.684	10.143	+9,3%	3.689.947	5.125	-9,1%	1.767.695	2.455	-12,7%
Sicilia	2.265.437	3.146	-5,0%	852.136	1.184	+8,9%	1.291.563	1.794	-8,6%
Sardegna	1.442.980	2.004	+3,6%	869.502	1.208	+9,3%	639.358	888	-13,8%
Totale nazionale	37.537.802	52.136	-0,7%	20.789.036	28.874	-2,6%	21.535.954	29.911	-12,4%
Esteri	2.020.996	2.807	-44,0%	1.782.254	2.475	-49,9%	1.035.336	1.438	+228,9%
Sistema Italia	39.558.798	54.943	-4,5%	22.571.290	31.349	-9,3%	22.571.290	31.349	-9,3%

In termini di fonti, a giugno segno positivo, per il terzo mese consecutivo, per le vendite rinnovabili che, con oltre 10,1 TWh (+4,6% sul 2019) si portano sul livello più alto in media oraria da luglio 2018, spinte da un eolico quasi raddoppiato (+89,9%) e sostenute anche dal solare (+1,6%). Cede invece l'idrico (-5,3%) sebbene ai massimi da luglio scorso, in linea con il suo profilo annuale. In virtù di ciò, la quota del rinnovabile sul

totale venduto, al 48,8% (+3,3 p.p.) resta elevata e superiore a quella dei volumi tradizionali, al 41,8% (-3,3 p.p.). Questi ultimi vedono riduzioni del ciclo combinato, particolarmente intense nelle zone centrali e un aumento solo al Nord (+5,1%), a compensare il più basso livello dell'idrico (Tabella 5, Grafico 4). Si evidenzia, tuttavia, il deciso aumento delle vendite termiche su base mensile (+26%), ai massimi da febbraio.

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.884	+3,6%	923	-2,0%	1.208	-28,7%	2.888	-26,2%	608	-7,6%	814	-3,4%	14.326	-8,5%
Gas	7.006	+5,1%	847	-1,7%	880	-19,7%	2.427	-32,2%	534	-10,2%	379	-33,5%	12.074	-9,7%
Carbone	159	-39,0%	-	-	111	-70,8%	186	+45,1%	-	-	399	+85,5%	854	-13,1%
Altre	719	+4,7%	76	-6,0%	217	-0,2%	275	+35,1%	74	+17,0%	37	-37,7%	1.397	+6,6%
Fonti rinnovabili	8.310	-3,3%	1.330	-5,2%	1.251	+17,9%	2.237	+29,5%	575	+34,4%	394	+50,5%	14.097	+4,6%
Idraulica	6.169	-5,0%	350	-6,1%	415	-14,0%	535	-5,7%	153	+9,0%	71	+10,1%	7.694	-5,3%
Geotermica	-	-	622	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	622	-5,0%
Eolica	9	-11,9%	21	+59,3%	428	+154,6%	1.221	+70,8%	274	+91,2%	206	+132,1%	2.159	+89,7%
Solare e altre	2.132	+1,9%	336	-7,0%	408	-0,7%	481	+7,8%	149	+2,7%	116	+7,6%	3.621	+1,6%
Pompaggio	443	-1,9%	-	-	8	-78,6%	-	-	-	-	-	-	451	-7,6%
Totale	16.637	-0,1%	2.253	-3,9%	2.467	-11,6%	5.125	-9,1%	1.184	+8,9%	1.208	+9,3%	28.874	-2,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

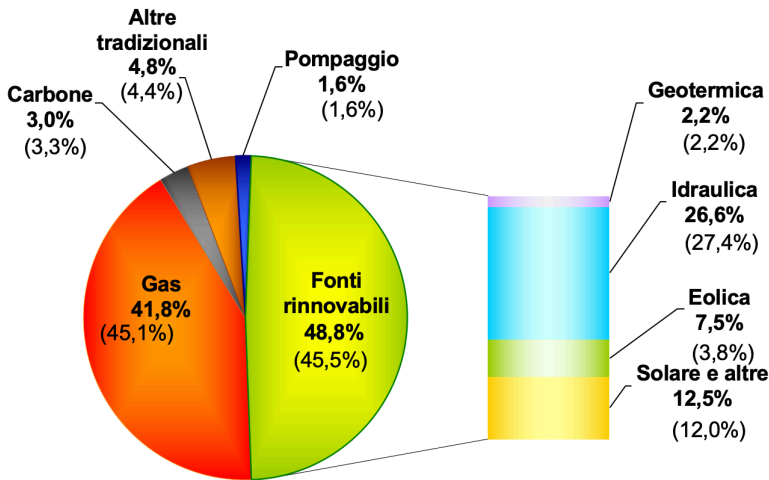
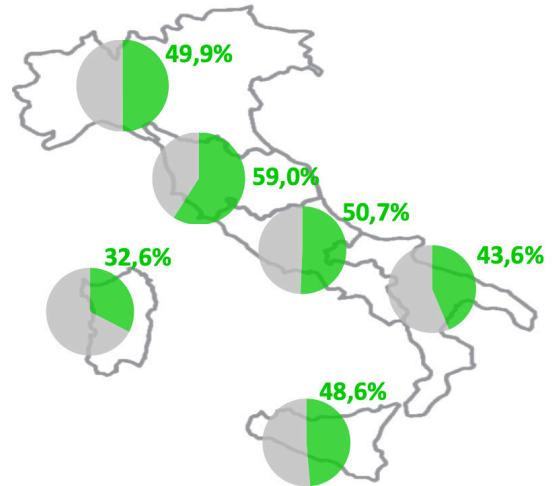


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 1.560 MWh, quasi dimezzata rispetto allo stesso mese del 2019 (-1.331 MWh). La riduzione risulta concentrata soprattutto sulla frontiera francese (-1.128 MWh), caratterizzata da una quotazione superiore a quella del Nord nel 60,8% delle ore (massimo da febbraio 2017, +56,5 p.p. su giugno 2019 e +42,8 p.p. su maggio) che ha favorito flussi in export in

circa un terzo delle ore per quasi 700 MWh medi orari. Dinamiche simili e in linea con quelle registrate nei due mesi precedenti, sia lato import che export, anche sulle altre due frontiere, dove pure i flussi si invertono ripetutamente nel corso del mese, in corrispondenza del permanente azzeramento della NTC in import, programmato dal gestore della rete di trasmissione per garantire la sicurezza della rete stessa (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.032 (2.330)	1.166 (2.293)	54,6% (96,7%)	21,3% (91,1%)	1.039 (1.051)	689 (-)	32,9% (-)	12,9% (-)
Italia - Austria	195 (219)	164 (211)	38,3% (86,5%)	33,8% (84,2%)	89 (86)	85 (80)	36,0% (5,7%)	33,9% (5,0%)
Italia - Slovenia	424 (475)	230 (386)	24,6% (83,1%)	12,6% (54,9%)	631 (631)	461 (323)	58,8% (15,1%)	28,1% (3,3%)

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

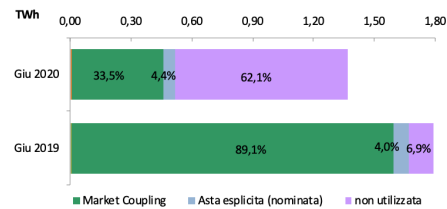
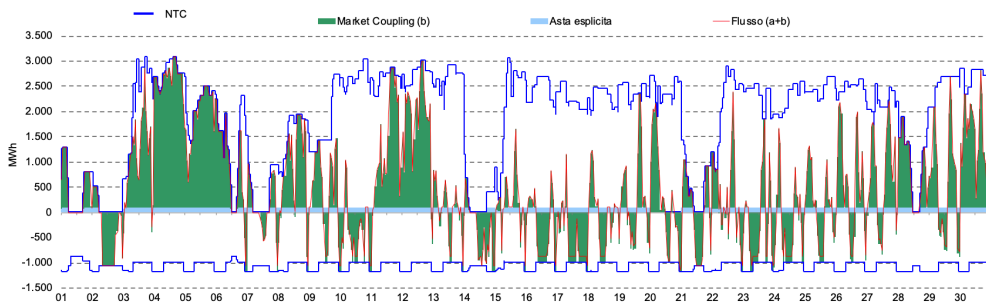


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

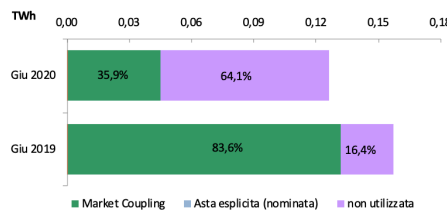
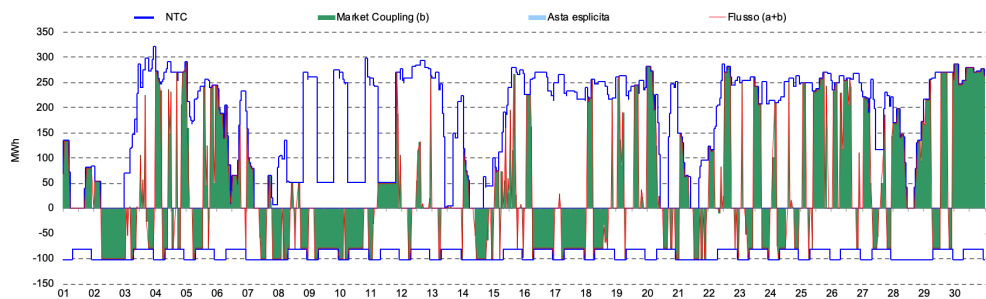
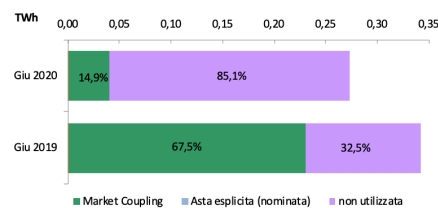
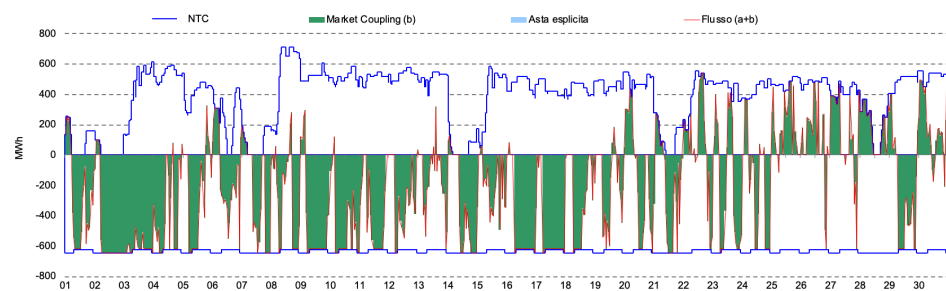


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

In crescita anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 27,91 €/MWh, che aumenta di 6,19 €/MWh su maggio (+28,5%), pur attestandosi ancora ai minimi per giugno (-20,49 €/MWh sul 2019, -42,3%).

Resta invece pressoché nullo il differenziale con il Pun (-0,10 €/MWh) (Grafico 9). In risalita mensile anche i prezzi delle singole sessioni, compresi tra poco meno di 28 €/

MWh di MI1 e MI2 e 34,60 €/MWh di MI7. Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra ancora prezzi superiori al MGP soprattutto nelle ultime due sessioni (+3%) (Figura 1 e Grafico 10).

Ai massimi dell'anno in corso i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,2 TWh, che ancora in deciso recupero mensile (+14,3%), registrano anche la minore flessione annuale dell'ultimo semestre

(-1,4%). La crescita annuale dei volumi rilevata su MI2, MI4 e MI6, quest'ultimo su uno dei livelli più elevati di sempre, risulta compensata dalle riduzioni nelle altre sessioni, soprattutto MI5 e MI7 (-17/-18%). Recupera, tuttavia, la quota di MI1 sui volumi totali, che dopo i minimi degli scorsi mesi risale sopra il 45% (Figura 1 e Grafico 10).

Il meccanismo del market coupling sulla frontiera svizzera alloca in asta implicita complessivamente in export 59,0

GWh su MI2 (massimo dall'avvio del meccanismo) e 16,6 GWh su MI6, rappresentando il 70% di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera, questo mese sul livello più elevato da febbraio 2017 (+1 p.p. sul 2019). Restano più basse le allocazioni in asta implicita in import, pari a 25,4 GWh su MI2 e a 9,3 GWh su MI6, pari al 49% di quanto transitato in vendita su tale confine (+29 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

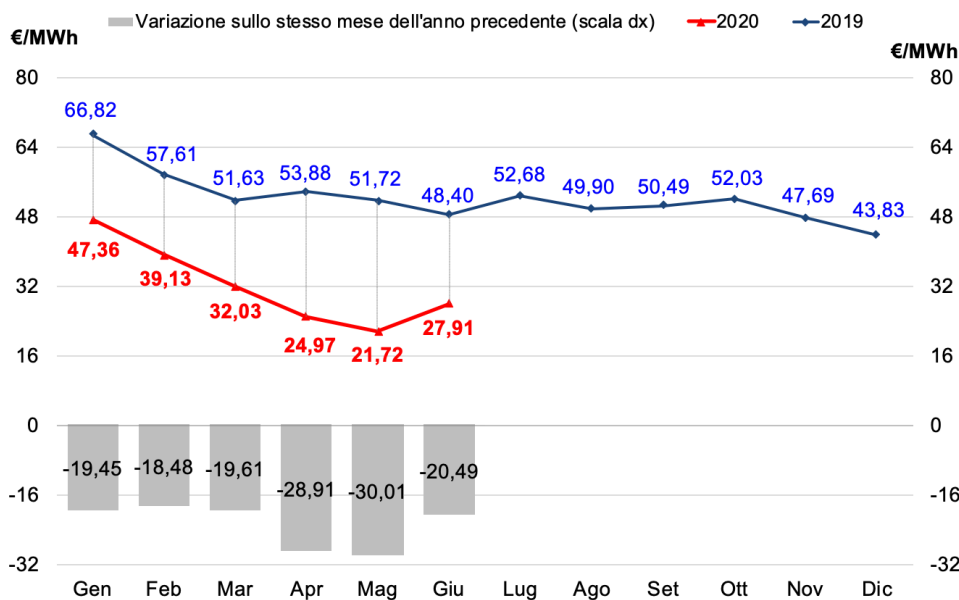
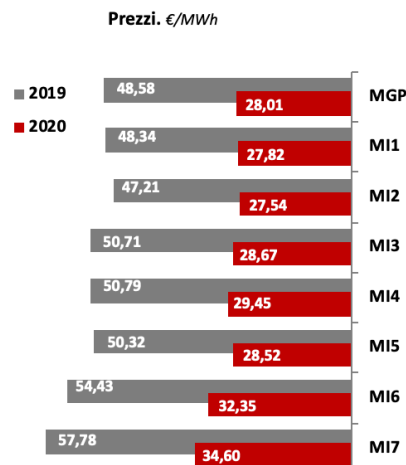


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

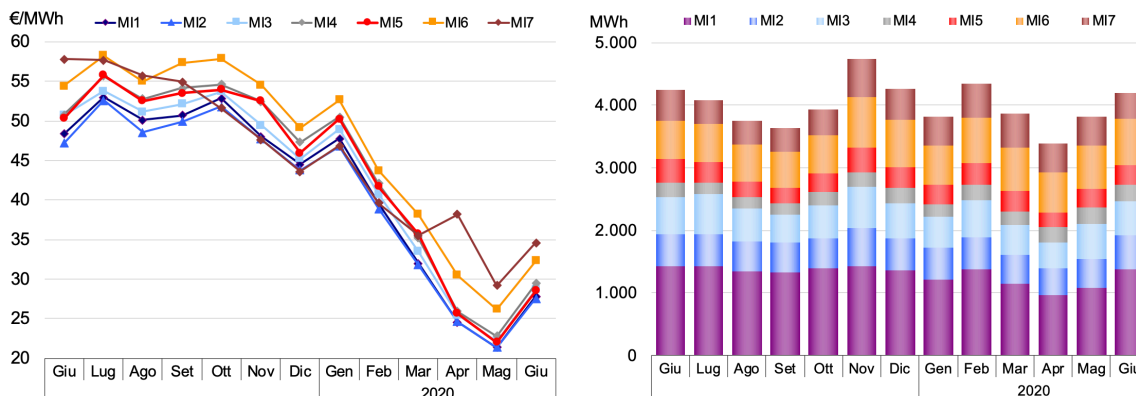
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	28,01	48,58	-42,3%	22.571.290	31.349	-9,3%
MI1 (1-24 h) (-0,7%)	27,82	48,34	-42,4%	987.545	1.372	-4,1%
MI2 (1-24 h) (-1,7%)	27,54	47,21	-41,7%	397.841	553	+9,0%
MI3 (5-24 h) (+0,8%)	28,67	50,71	-43,5%	324.282	540	-9,8%
MI4 (9-24 h) (+1,1%)	29,45	50,79	-42,0%	123.923	258	+15,8%
MI5 (13-24 h) (-2,1%)	28,52	50,32	-43,3%	114.794	319	-16,9%
MI6 (17-24 h) (+2,7%)	32,35	54,43	-40,6%	176.607	736	+21,4%
MI7 (21-24 h) (+3,1%)	34,60	57,78	-40,1%	49.314	411	-17,6%



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



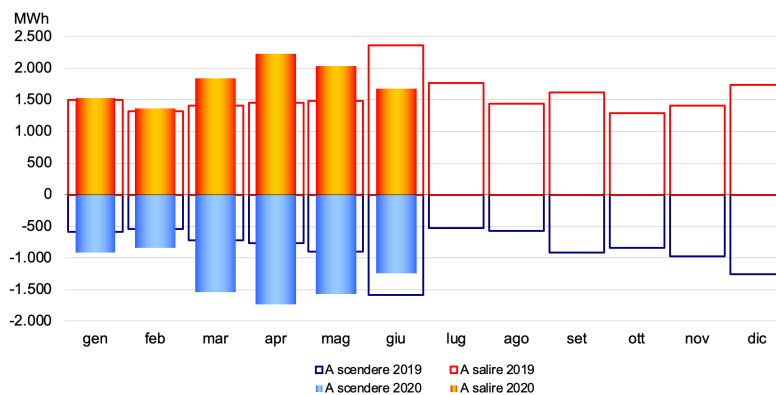
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A giugno si riduce il ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, sia rispetto al precedente trimestre che, per la prima volta da molti mesi, su base annuale. Nel dettaglio,

gli acquisti di Terna sul mercato a salire si attestano a 1,2 TWh (+29,4% su giugno 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere risultano pari a 0,9 TWh (-21,0%) (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 132 negoziazioni (+59 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 95,5 GWh (massimo da aprile 2019, +11% su giugno 2019). Come nei mesi precedenti,

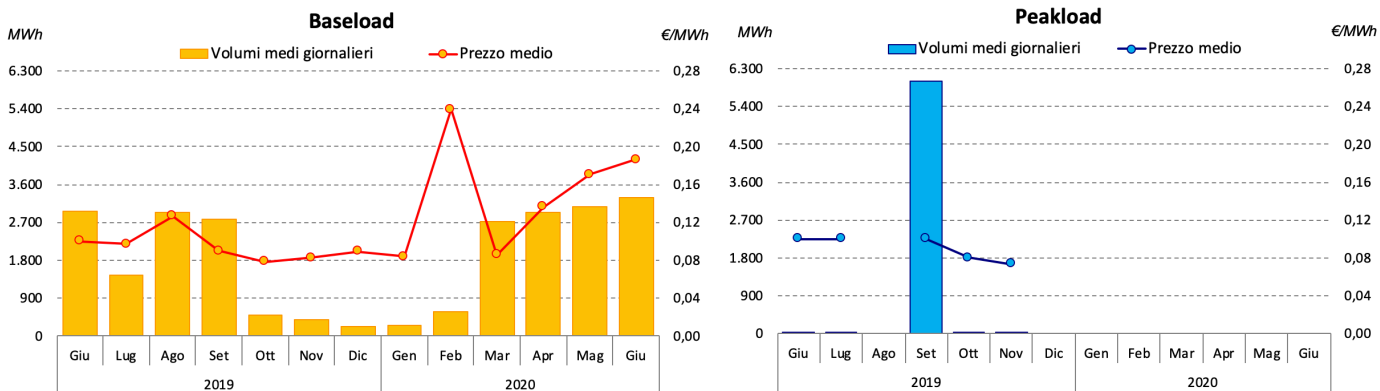
le negoziazioni hanno interessato esclusivamente prodotti baseload, scambiati ad un prezzo medio di 0,19 €/MWh, quasi doppio rispetto ad un anno fa (+0,09 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	132 (73)	29/30 (29/30)	0,19 (0,10)	0,15 (0,10)	0,25 (0,14)	95.544 (86.280)	3.295 (2.975)
Peakload	- (5)	0/22 (5/20)	- (0,10)	- (0,10)	- (0,10)	- (204)	- (41)
Totale	132 (78)					95.544 (86.484)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 4 negoziazioni, 2 sull'annuale 2021 e poi sul mensile di luglio e sull'ultimo trimestre 2020. Il prezzo di controllo risulta in calo solo per quest'ultimo prodotto (-4,3%), in aumento (oltre +5%) per gli altri. La posizione aperta complessiva a fine mese si attesta

0,8 TWh, in calo del 5,3% su maggio. Il prodotto Luglio 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 36 €/MWh sul baseload (52,31 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 39,34 €/MWh sul peakload (58,27 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 104 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Giugno

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
Luglio 2020	36,00	+5,5%	1	3	-	3	-	136	101.184
Agosto 2020	34,28	+5,0%	-	-	-	-	-	132	98.208
Settembre 2020	38,36	+10,3%	-	-	-	-	-	132	95.040
Ottobre 2020	45,55	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	35,98	+6,3%	-	-	-	-	-	132	291.456
IV Trimestre 2020	45,55	-4,3%	1	3	-	3	-	119	262.871
I Trimestre 2021	51,04	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	41,74	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	47,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	48,40	+5,2%	2	6	-	6	-	34	297.840
Totale			4	12	-	12			753.959

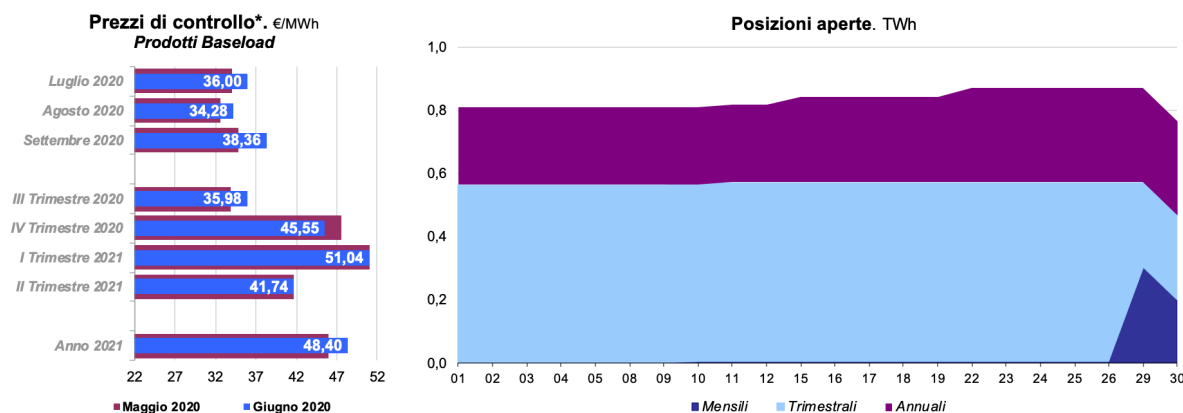
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Luglio 2020	39,34	+3,7%	-	-	-	-	-	11	3.036
Agosto 2020	35,72	+5,0%	-	-	-	-	-	11	2.772
Settembre 2020	43,76	+10,3%	-	-	-	-	-	11	2.904
Ottobre 2020	52,70	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	39,66	+6,4%	-	-	-	-	-	11	8.712
IV Trimestre 2020	53,61	-4,3%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	57,90	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	44,81	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	51,65	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	54,68	+5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			12.012
TOTALE			4	12	-	12			765.971

* 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)

Al primo rialzo mensile dell'anno (+5,1%), le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2020, pari a 22,1 TWh, che segnano, d'altro canto, il sesto ribasso annuale consecutivo (-7,8% sul 2019). Si conferma in calo, da inizio anno, anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,5 TWh (-8,2%) (Tabella 8). Ancora pressoché stabile sui livelli degli ultimi mesi il

Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,77, in linea anche con il valore di un anno fa (Grafico 13). Sempre in flessione i programmi registrati nei conti in immissione (6,0 TWh, -18,9%) e in crescita i relativi sbilanciamenti a programma (6,4 TWh, +4,8%); stessa dinamica lato prelievo, dove prosegue il calo dei programmi registrati (9,5 TWh, -13,0%) e l'aumento dei relativi sbilanciamenti a programma (3,5 TWh, -11,6%).

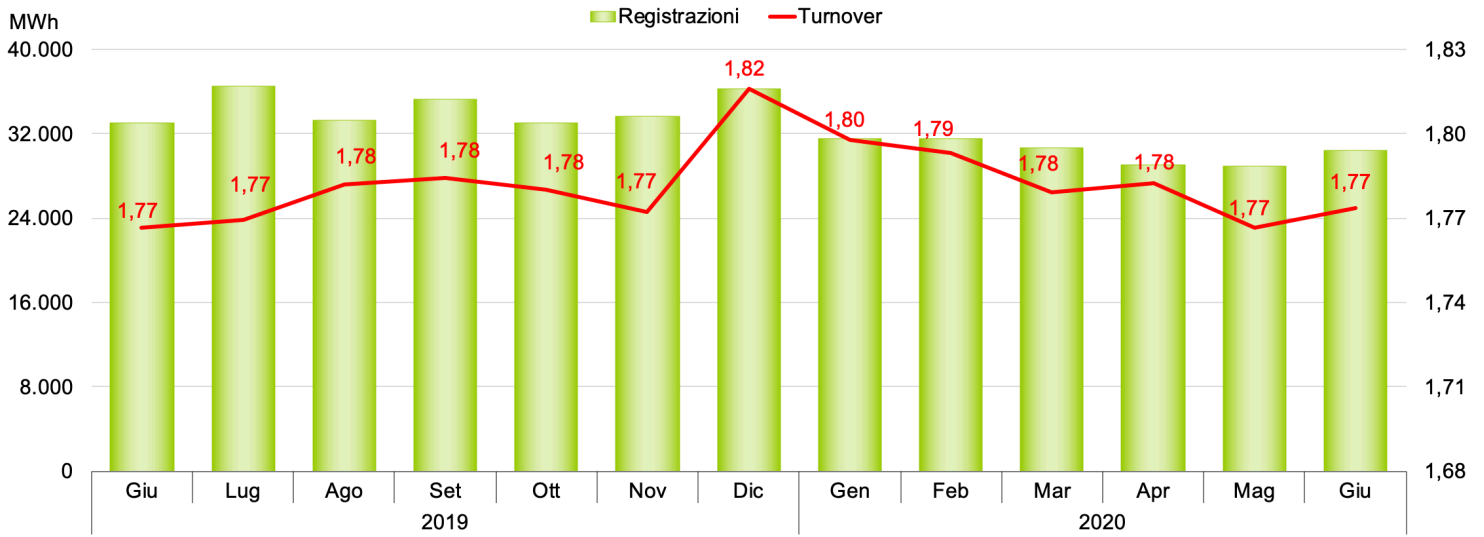
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Giugno e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.121.664	- 14,9%	27,7%	Richiesti	8.337.147	-13,0%	100,0%	9.543.911	-12,7%	100,0%
Off Peak	297.396	+501,2%	1,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.537.924	-16,1%	42,4%	10.212	+3914,0%	0,1%
Peak	110.952	+42,4%	0,5%	Rifiutati	2.301.494	+7,6%	27,6%	49.540	+336,3%	0,5%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.296.890	+7,7%	27,6%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.530.012	- 10,8%	29,5%							
Totale Non standard	15.407.859	- 6,6%	69,6%	Registrati	6.035.653	-18,9%	72,4%	9.494.371	-13,0%	99,5%
PCE bilaterali	21.937.872	- 7,9%	99,1%	di cui con indicazione di prezzo	1.241.034	-40,5%	14,9%	10.212	+3913,9%	0,1%
MTE	104.952	- 8,1%	0,5%	Sbilanciamenti a programma	6.445.947	+4,8%		2.987.228	+11,6%	
MPEG	95.544	+10,5%	0,4%	Saldo programmi	-	-		3.458.718	-0,5%	
TOTALE PCE	22.138.368	- 7,8%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.481.599	- 8,2%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno i consumi di gas naturale in Italia, in aumento del 13% rispetto al mese precedente, continuano a mostrare una flessione su base annua (-5%), risultata comunque meno significativa rispetto all'ultimo bimestre. In un contesto caratterizzato da una graduale ripresa delle attività produttive e da un'ampia disponibilità di offerta di energia elettrica da fonte rinnovabile, il calo tendenziale dei consumi appare concentrato nel settore termoelettrico e industriale (rispettivamente -11 e -9%), a fronte invece di un aumento nel settore civile (+1%). Sul lato dell'offerta si riducono le importazioni tramite gasdotto (-11%), mentre tornano a crescere quelle tramite rigassificatore GNL (+1%); in calo anche la produzione nazionale (-14%). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio, a regime ridotto

rispetto al 2019 (-16%), con una giacenza che, a fine mese, risulta superiore del 16% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 7,8 TWh, in aumento sia su base annua (+41%) che sul mese precedente (+14%), con una quota sulla domanda totale ancora su livelli elevati (18%). In crescita gli scambi sui mercati title in negoziazione continua, mentre i nuovi comparti AGS continuano a rappresentare oltre il 20% del totale scambiato a pronti; in flessione, invece, i volumi negoziati su MGS. Le quotazioni a pronti, seguendo le dinamiche al PSV (6 €/MWh), si confermano ai minimi storici per il quinto mese consecutivo. Nessuno scambio sul mercato a termine del gas (MT-Gas), in presenza di prezzi di controllo stabili o in ribasso.

IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia, pur collocandosi tra i livelli più alti degli ultimi otto anni per il mese in analisi, si portano a 4.052 milioni di mc, in flessione su base annua (-5%), ma in aumento del 13% rispetto a maggio. La lenta ripresa delle attività produttive ed una maggiore offerta di energia elettrica da fonte rinnovabile hanno favorito il calo tendenziale dei consumi nel settore termoelettrico (1.787 milioni di mc, -11%) e industriale (1.022 milioni di mc, -9%) che, tuttavia, mostrano un'apprezzabile crescita rispetto al mese precedente (rispettivamente +26% e +4%). In aumento, invece, su base annua i consumi del settore civile, pari a 1.018 milioni di mc (+1%) e le esportazioni (225 milioni di mc, +61%), queste ultime ai massimi da oltre dieci anni per il mese di giugno.

Lato offerta, le importazioni di gas scendono a 5.709 milioni di mc (-9%), trainate dal calo dei flussi tramite gasdotto (-11%), mentre l'import tramite rigassificatori GNL sale ai massimi di sempre per il mese in analisi (1.249 milioni di mc, +1%), pari al 22% del totale; in calo la produzione nazionale (316 milioni di mc, -14%). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 1.973 milioni di mc, in flessione sia rispetto al mese precedente

che su base annua (-16%), con una quota sul totale prelevato che si riporta sopra il 30% (-7 p.p. sul mese precedente, -3 p.p. su base annua).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra un diffuso calo dei flussi sia dal Nord Europa che dall'Africa, in particolare a Mazara dove le importazioni scendono su livelli tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese di riferimento (599 milioni di mc, -16%); intense le flessioni anche a Gela (-30%) e a Passo Gries (-27%). In crescita controtendenziale, invece, l'import dalla Russia a Tarvisio (2.567 milioni di mc, +2%). L'aumento del gas importato tramite rigassificatori GNL risulta, invece, concentrato nei terminali di Panigaglia (288 milioni di mc, +2%) e Livorno (322 milioni di mc, -12%), mentre l'import a Cavarzere scende a 639 milioni di mc (-1%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 9.514 milioni di mc (ancora ai massimi degli ultimi quindici anni per il mese di riferimento), in aumento del 16% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito al 71%, anch'esso in crescita su base annua (+2,5 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Ml di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.709	60,4	-8,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	599	6,3	-16,1%
Tarvisio	2.567	27,2	+2,1%
Passo Gries	967	10,2	-26,9%
Gela	326	3,4	-30,2%
Gorizia	0	0,0	-41,6%
Panigaglia (GNL)	288	3,0	+2,3%
Cavarzere (GNL)	639	6,8	-1,1%
Livorno (GNL)	322	3,4	+3,8%
Produzione Nazionale	316	3,3	-13,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.025	63,8	-9,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.022	10,8	-8,8%
Termoelettrico	1.787	18,9	-10,7%
Reti di distribuzione	1.018	10,8	+0,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	225	2,4	+61,1%
TOTALE CONSUMATO	4.052	42,9	-5,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.973	21	-16,2%
TOTALE PRELEVATO	6.025	63,8	-9,1%

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

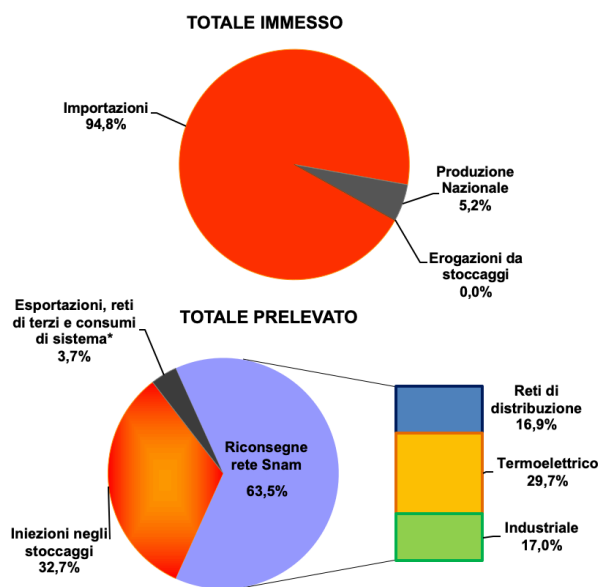
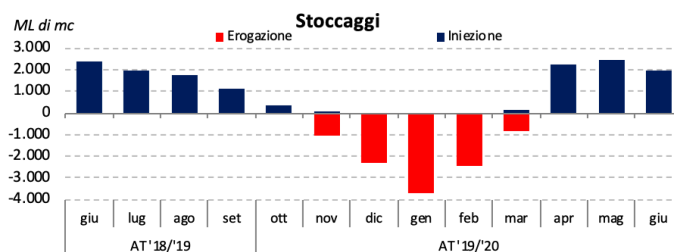
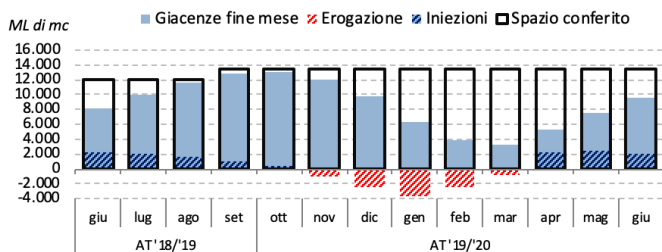


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2020)	9.514	+16,2%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.973	-16,2%
Flusso netto	1.973	-16,2%
Spazio conferito	13.396	+12,1%
Giacenza/Spazio conferito	71,0%	+2,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV aggiorna per il quinto mese consecutivo il minimo storico, a 6,01 €/MWh, in flessione di 8,53 €/MWh su base annua (-59%) e di soli 0,60 €/MWh su maggio (-9%).

Sebbene complessivamente in calo rispetto a maggio, la quotazione al PSV mostra un progressivo trend rialzista nel corso del mese, nel quale i prezzi sono cresciuti da 4,15 €/MWh di inizio giugno a 7,15 €/MWh di fine mese. Tali

dinamiche risultano più marcate per le quotazioni sui principali hub europei; il riferimento al TTF si attesta a 4,91 €/MWh, in aumento di 0,25 €/MWh rispetto al minimo storico registrato a maggio, ma ancora significativamente più basso rispetto ad un anno fa (-5,66 €/MWh, -54%). Il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese si attesta, pertanto, a 1,11 €/MWh, in calo su entrambi gli orizzonti temporali (era pari a 3,98 €/MWh a giugno 2019 e a 1,96 €/MWh a maggio).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono a 7,8 TWh, in aumento dell'11% sul mese precedente e del 41% su base annua. Nel contesto di bassa domanda di gas naturale, la quota dei volumi negoziati a pronti sul totale consumato si conferma per il quarto mese consecutivo tra i livelli più alti dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento, pari a 18% (+6 p.p. su base annua, stabile su maggio).

Le dinamiche rialziste dei volumi a pronti riflettono la crescita registrata dai mercati title, in particolare dai comparti in negoziazione continua, pari complessivamente a 5,6 TWh (+37% su base annua, +67% su maggio), rappresentativi del 72% del totale a pronti.

Nel dettaglio, i volumi scambiati in negoziazione continua si attestano a 1,9 TWh su MGP-Gas (+32% sul 2019) ed a 3,7 TWh su MI-Gas (+15%); le contrattazioni intraday risultano sostenute dalle maggiori movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,9 TWh, +34%), concentrate esclusivamente lato acquisto, mentre segnano una battuta d'arresto gli scambi tra operatori diversi dal RdB, pari a 1,8 TWh (-1%), con una quota sul totale che scende, per la prima volta da inizio anno, sotto il 50%. Gli scambi sui nuovi

comparti AGS, pressoché stabili rispetto al mese precedente, ammontano complessivamente a 1,7 TWh, (anch'essi relativi solo ad acquisti del TSO), sui quali risulta ancora residuale il contributo delle contrattazioni derivanti dall'asta relativa all'orizzonte infragiornaliero (11 GWh, concentrati in una sola sessione).

I volumi scambiati sul MGS si confermano sui livelli tra i più bassi di sempre (0,49 TWh, -45% su base annua), lievemente più alti rispetto al minimo storico di maggio (+7%). Il calo dei volumi per l'impresa operativa Stogit è riconducibile soprattutto alle movimentazioni da parte di SRG ai fini del bilanciamento, pari complessivamente a 0,12 TWh (-76%); meno intensa la flessione degli scambi tra operatori terzi (0,36 TWh, -1%).

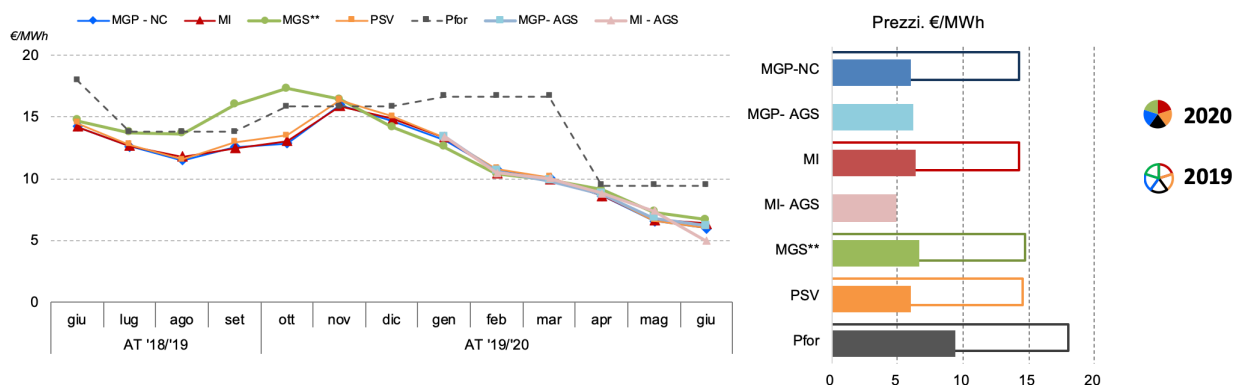
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti aggiornano ovunque i minimi storici e, seguendo gli sviluppi tendenziali e congiunturali al PSV, si attestano sopra i 6 €/MWh in quasi tutti i comparti, con un minimo a 5,98 €/MWh nel segmento a negoziazione continua di MGP-Gas. Risulta anche questo mese poco significativo il prezzo registrato nell'unica sessione con scambi del comparto AGS nell'ambito del mercato infragiornaliero (4,95 €/MWh, nel giorno gas lunedì 1 giugno).

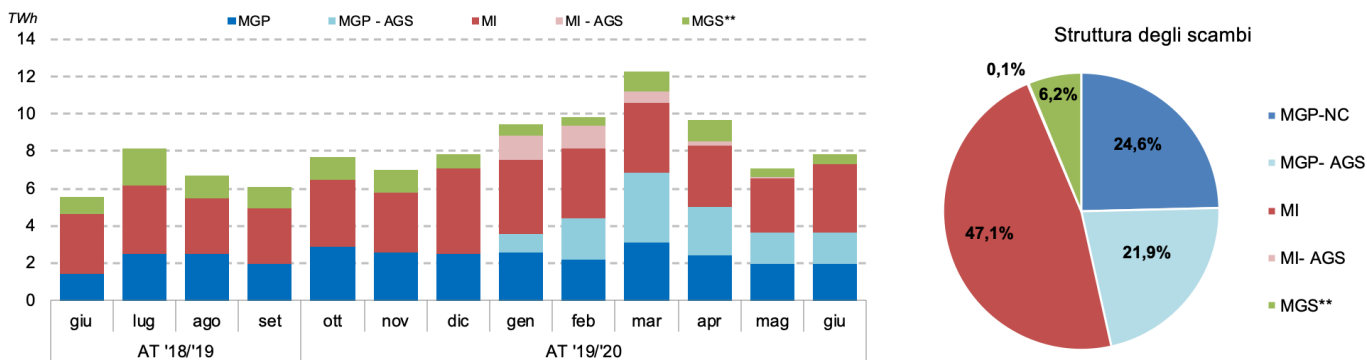
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP					
Negoziazione continua	5,98	(14,23)	4,28	200,00	1.925.472 (1.456.416)
Comparto AGS	6,19	(-)	5,00	7,04	1.711.224 (-)
MI					
Negoziazione continua	6,38	(14,22)	4,40	8,00	3.686.328 (3.207.360)
Comparto AGS	4,95	(-)	4,95	4,95	10.872 (-)
MGS**					
Stogit	6,65	(14,71)	5,58	7,38	487.318 (882.669)
Edison	-	(-)	-	-	- (-)
MPL	-	(-)	-	-	- (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





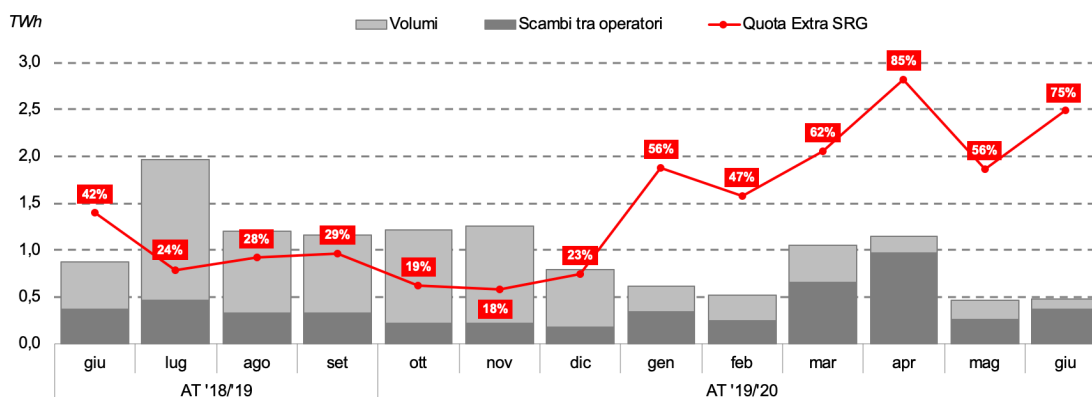
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

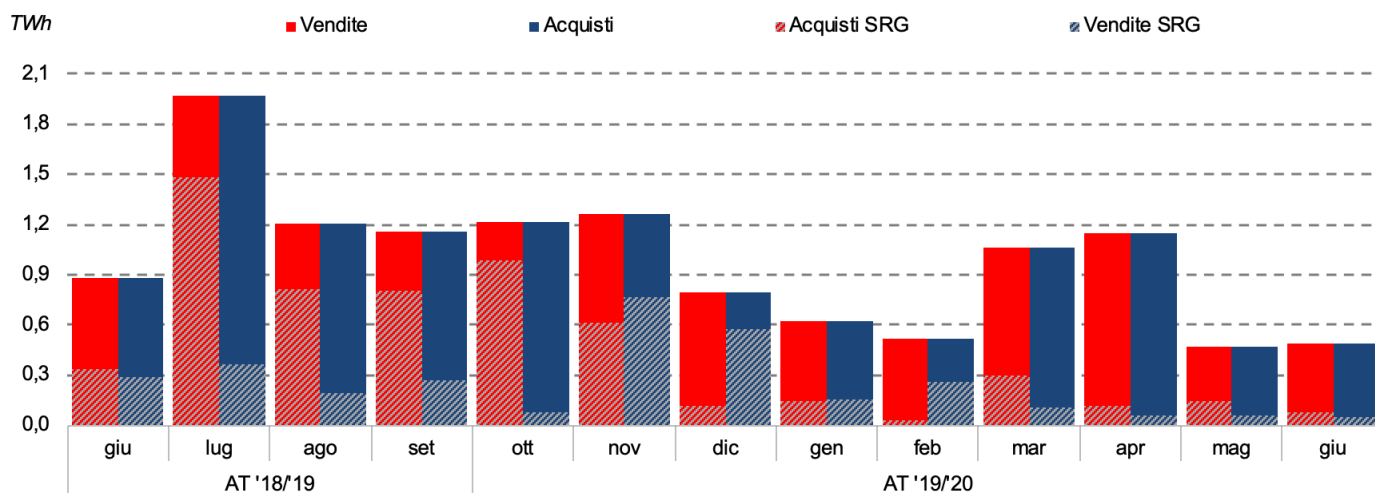
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	487.318	(882.669)	487.318	(882.669)	-	(-)	-	(-)
SRG	76.642	(306.504)	45.772	(46.157)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	76.642	(163.342)	45.772	(46.157)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(143.162)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	410.675	(576.166)	441.546	(836.513)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno non sono stati registrati scambi. Il mensile M-2020-07, mai contrattato, chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 9,68 €/MWh, in

linea con l'ultimo riferimento di maggio. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 87 GWh (erano 123 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziabili risultano stabili o in ribasso (-17%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2020-06	-	-	5,82	-17,3%	-	-	-	-	-	-	1.200	2.400
BoM-2020-07	-	-	7,88	-	-	-	-	-	-	-	552	15.456
M-2020-07	-	-	9,68	-0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-08	-	-	7,33	-17,1%	-	-	-	-	-	-	552	17.112
M-2020-09	-	-	6,90	0,0%	-	-	-	-	-	-	552	16.560
M-2020-10	-	-	8,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-03	-	-	9,95	0,0%	-	-	-	-	-	-	552	50.784
Q-2020-04	-	-	11,33	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	312	28.704
Q-2021-01	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	120	10.800
Q-2021-02	-	-	13,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	11,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	18,04	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											2.640	88.632

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A giugno, in concomitanza con l'ulteriore rallentamento delle restrizioni dovute all'emergenza Covid 19, si registra una decisa ripresa su base mensile del greggio e dei suoi derivati: il petrolio, infatti, risulta quasi raddoppiato, attestandosi sui 40 \$/bbl, comunque ancora a ridosso dei minimi dal 2004, mentre i suoi derivati recuperano circa un terzo del loro valore. Attenua il suo trend ribassista il carbone, che sfiora

i 45 \$/MT (+14%). Non si interrompe, invece, la caduta del PSV, che tocca un nuovo minimo storico (6,01 €/MWh), a differenza del TTF che, invece, risulta in lieve rialzo (4,91 €/MWh). In tale scenario, anche le principali borse europee iniziano a mostrare una ripresa delle loro quotazioni, con l'Italia che recupera circa un terzo su base mensile, toccando i 28 €/MWh.

Nel mese di giugno il greggio fa segnare il secondo rialzo consecutivo, quasi raddoppiando il suo valore rispetto a maggio (40,05 \$/bbl, +47%), ma mantenendosi sui livelli minimi da 16 anni e inferiore di circa il 40% allo scorso anno. In ripresa congiunturale, anche se più contenuta (circa il +33%), i suoi derivati si attestano a 269,15 \$/MT l'olio combustibile e a 325,38 \$/MT il gasolio. In rialzo tutte le quotazioni a termine, con il petrolio che si conferma sui 41 \$/bbl per i prossimi mesi e sui 43 \$/bbl per il 2021.

Dopo otto ribassi consecutivi torna a crescere anche il carbone (44,68 \$/MT, +14%), rimasto comunque sui

minimi da metà 2016 e in calo su base tendenziale (-12%). La tendenza alla ripresa appare confermata anche dalle aspettative future che, per i prossimi mesi, arrivano a prospettare quotazioni in aumento fino a sfiorare i 50 \$/MT a settembre.

In deciso apprezzamento, infine, il tasso di cambio dell'euro nei confronti del dollaro su base congiunturale (+3%), secondo una dinamica che tende a contenere nella loro conversione in euro i moderati rialzi delle principali commodities; tasso di cambio invariato, invece, su base congiunturale.

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	40,05	47%	-39%	37,86	40,80	26%	40,77	23%	40,90	21%	43,43	12%
Olio Combustibile	USD/MT	269,15	33%										
Gasolio	USD/MT	325,38	32%	-41%	283,75	339,86	20%	345,60	18%	351,35	17%	385,31	11%
Carbone	USD/MT	44,68	14%	-12%	42,25	46,57	7%	47,70	8%	49,34	7%	55,10	5%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	35,60	43%	-39%		36,22	-	36,18	-	36,27	-	38,25	-
Olio Combustibile	EUR/MT	239,21	29%	-25%									
Gasolio	EUR/MT	289,20	28%	-41%		301,74	-	306,64	-	311,53	-	339,41	-
Carbone	EUR/MT	39,71	10%	-12%		41,35	-	42,32	-	43,74	-	48,53	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,12	3%	0%	1,11	1,13	-	1,13	-	1,13	-	1,14	-

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

Fonte: Refinitiv

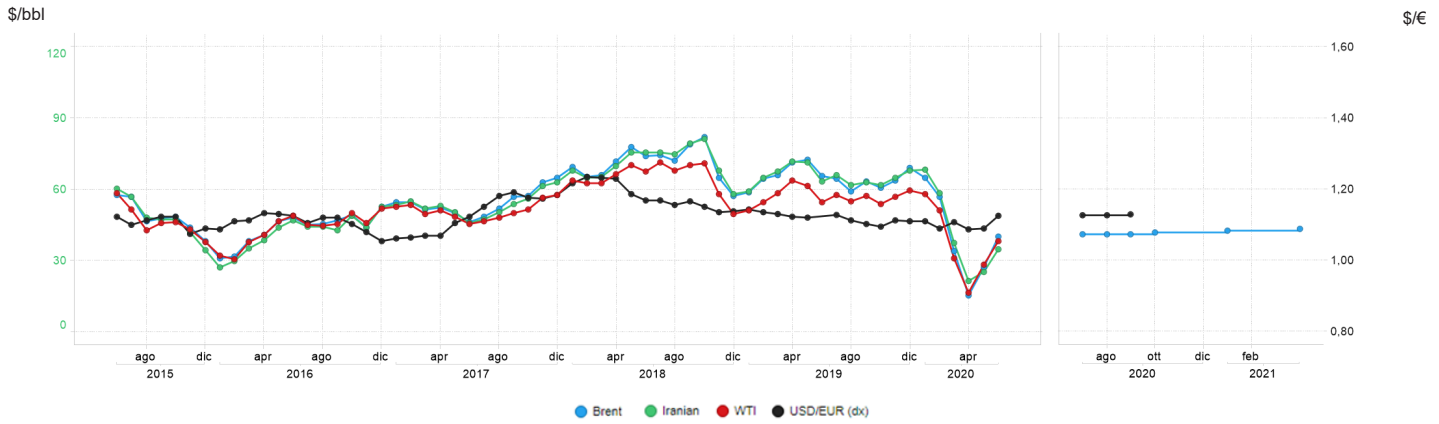


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

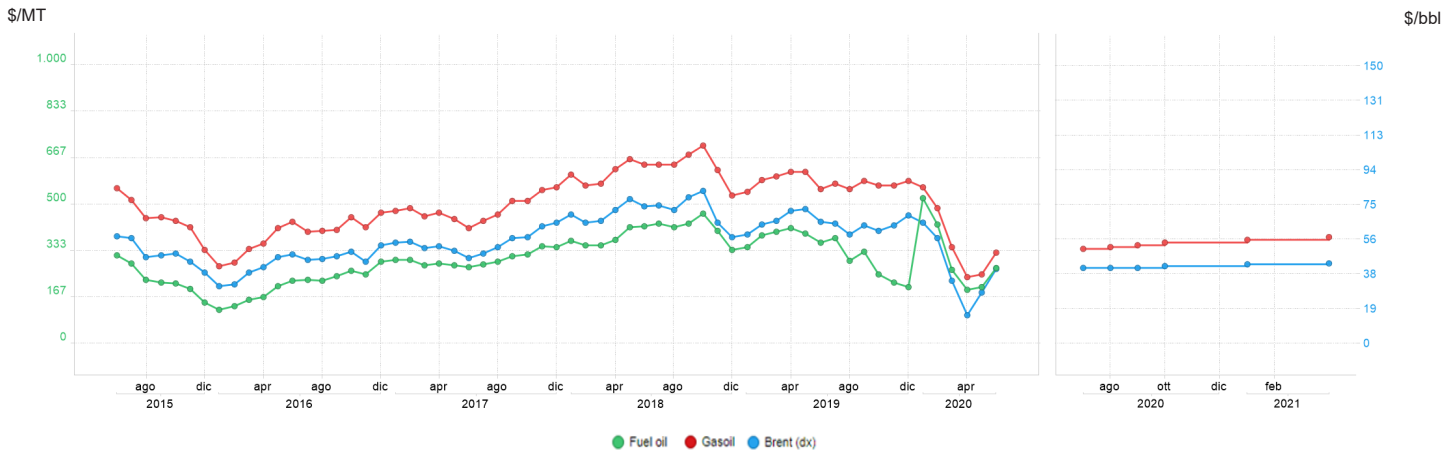
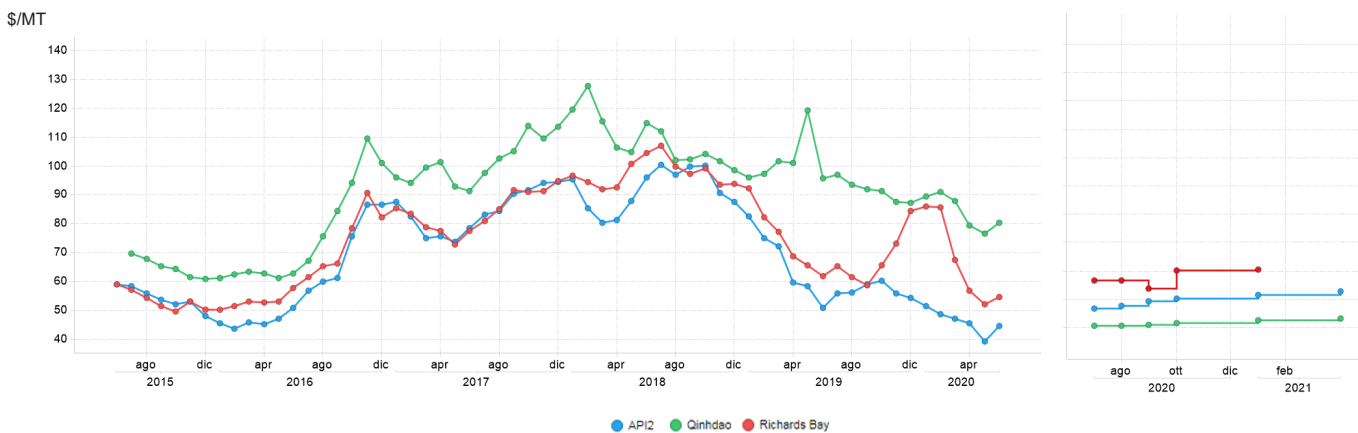


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



Andamento contrastato delle quotazioni registrate ai principali hub europei: il PSV prosegue il suo trend ribassista attestandosi, al settimo calo consecutivo, a 6,01 €/MWh (-9%), nuovo minimo assoluto del suo valore medio mensile, e quasi il 60% in meno rispetto a giugno 2019. Interrompe la tendenza ribassista, invece, il TTF, che torna a ridosso dei 5 €/MWh (4,91 €/MWh, +5%), risultando comunque più che

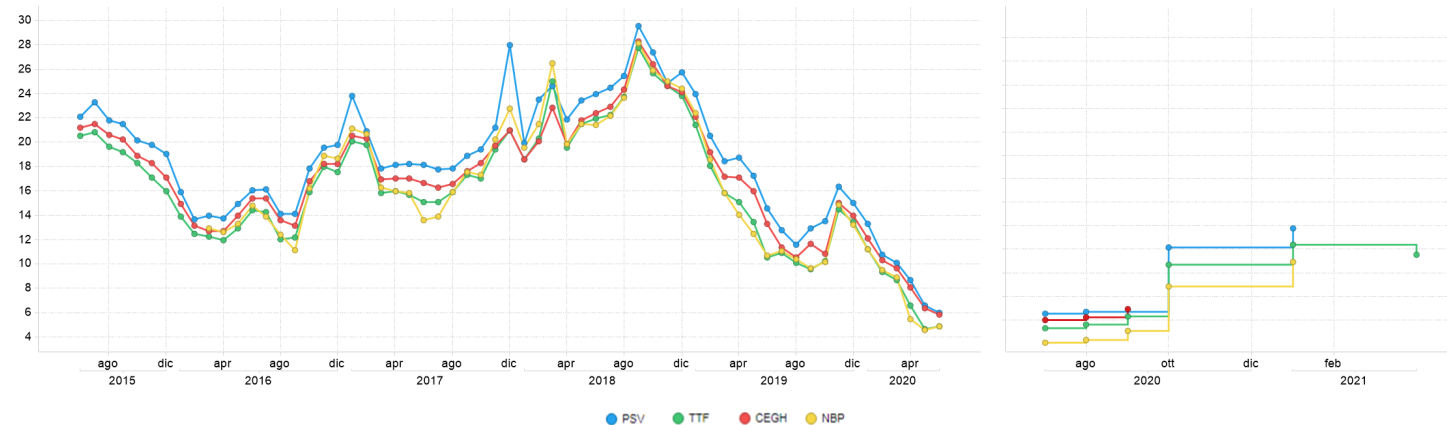
dimezzato su base annuale (-54%). Ne consegue un calo dello spread PSV – TTF a 1,1 €/MWh, (-1 €/MWh circa rispetto al mese scorso). Le aspettative a termine, sebbene in ribasso, mostrano comunque una graduale ripresa della quotazione del PSV nei prossimi mesi, fino a quasi 7 €/MWh ad agosto, e uno spread PSV – TTF che dovrebbe confermarsi attorno a 1 €/MWh.

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

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	6,01	-9%	-59%	5,25	6,51	-7%	6,73	-3%			13,91	0%
TTF	NL	4,91	5%	-54%	3,63	5,29	-1%	5,65	-3%	6,29		12,22	0%
CEGH	AT	5,85	-8%	-56%	4,66	6,01	-5%	6,25	2%	6,93			
NBP	UK	4,89	7%	-54%	2,74	4,06	5%	4,27	-6%	5,06			

€/MWh



Andamento omogeneo e in generale ripresa per le quotazioni delle principali borse elettriche europee. L'Italia, dopo aver toccato il suo minimo storico a maggio, torna a crescere (28,01 €/MWh, +29%), confermando tuttavia una perdita pari a circa il 40% rispetto al 2019.

Apprezzamenti su base congiunturale ancora più intensi per le restanti borse europee, variate tra i 25,79 €/MWh della Francia (+73%) e i 30,62 €/MWh della Spagna (+44%), valori che mostrano una distanza dai corrispondenti livelli del

2019 in diminuzione (-12%/-35%). In controtendenza l'area scandinava, che fa segnare un nuovo minimo storico a ridosso dei 3 €/MWh (-62% su base mensile, -89% su base annuale). In ottica prospettica, infine, le attese espresse dai mercati futures mostrano una progressiva crescita per la quotazione italiana, data a 37 €/MWh per settembre, con un differenziale rispetto alla quotazione francese in diminuzione sui 2 €/MWh per luglio ed agosto e addirittura negativo a settembre (-1 €/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	28,01	29%	-42%	26,16	34,03	-11%	33,24	-10%	36,88	6%	47,30	3%
FRANCIA	25,79	73%	-12%	20,18	31,50	11%	31,64	11%	37,70		46,71	4%
GERMANIA	26,18	49%	-19%	21,38	30,34	11%	30,50	12%	34,34		39,02	7%
AREA SCANDINAVA	3,15	-62%	-89%	3,90	6,28	28%	12,23	42%	17,31		24,43	10%
SPAGNA	30,62	44%	-35%	26,70	32,73	7%	32,78	10%	36,42		41,99	3%
AUSTRIA	26,54	51%	-23%									
SVIZZERA	25,65	52%	-20%									

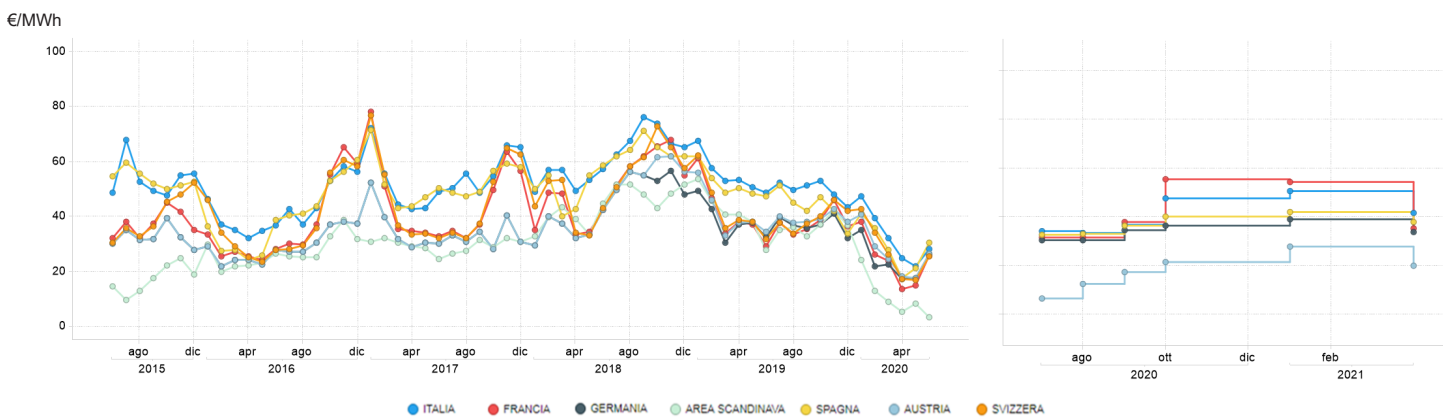
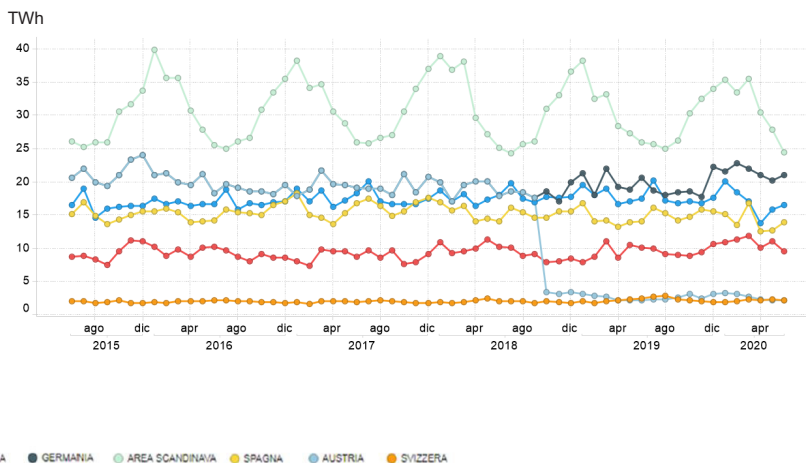


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,5	8%	-5%
FRANCIA	9,6	-10%	-5%
GERMANIA	21,0	7%	2%
AREA SCANDINAVA	24,4	-9%	-6%
SPAGNA	13,9	13%	-1%
AUSTRIA	2,2	6%	1%
SVIZZERA	2,1	-3%	-11%



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

Risultano in calo le variazioni su base tendenziale rispetto ai volumi scambiati a pronti sulle principali borse europee: Italia e Francia perdono circa il 5%, attestandosi rispettivamente a 16,5 TWh e a 9,6 TWh, variazioni più

intense per l'area scandinava (24,4 TWh, -6%) e, soprattutto, per la Svizzera (2,1 TWh, -11%). Sostanzialmente stabili, o in leggero aumento, invece, Spagna (13,9 TWh, -1%), Austria (2,2 TWh, +1%) e Germania (21,0 TWh, +2%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio si porta a 259,56 €/tep, mostrando un nuovo, seppur lieve, calo rispetto al mese precedente (-0,6 €/tep). In aumento, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (+7 €/tep), che riduce il differenziale con il riferimento di mercato a circa 16 €/tep. Calano i volumi scambiati su MTEE (-8%), con la liquidità che scende al 39%, a fronte di contrattazioni bilaterali più che triplicate. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio scende a 0,19 €/MWh (-8% rispetto al

mese precedente), portando a 0,28 €/MWh lo spread con il corrispondente valore bilaterale che, invece, aumenta del 33%. Significativa la crescita rispetto a maggio degli scambi sul mercato, quasi quadruplicati, mentre arretrano le contrattazioni bilaterali (-47%).

Nella sessione d'asta del GSE sono stati assegnati 6,9 TWh ad un prezzo medio di 0,44 €/MWh, in calo di 0,09 €/MWh rispetto alla precedente seduta di marzo.

Nessuno scambio, infine, nel mese di giugno sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo.

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

A giugno il prezzo medio registrato sul mercato organizzato segna il terzo calo consecutivo e si porta a 259,56 €/tep (-0,57 €/tep rispetto al mese precedente), confermandosi superiore di 16 €/tep (-8 €/tep su maggio) alla quotazione bilaterale, in aumento per contro a 244,00 €/tep (+7 €/tep). La differenza tra i due riferimenti di prezzo si riduce a 2,4 €/tep considerando le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali sale al 95% (+2 p.p). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (259,03-260,00 €/tep), scende al 26% (-33 p.p. sul mese precedente).

I volumi negoziati su MTEE, pari a 223 mila tep, calano dell'8% rispetto al mese precedente, risultando più bassi anche rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-11%). La liquidità scende al 39% (-32 p.p.), in corrispondenza anche del significativo incremento delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, più che triplicate rispetto al mese precedente (+258%) e raddoppiate rispetto a giugno 2019 (+151%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 62.494.762 tep, in aumento di 687.085 tep rispetto a fine maggio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili è pari a 4.637.676 tep.

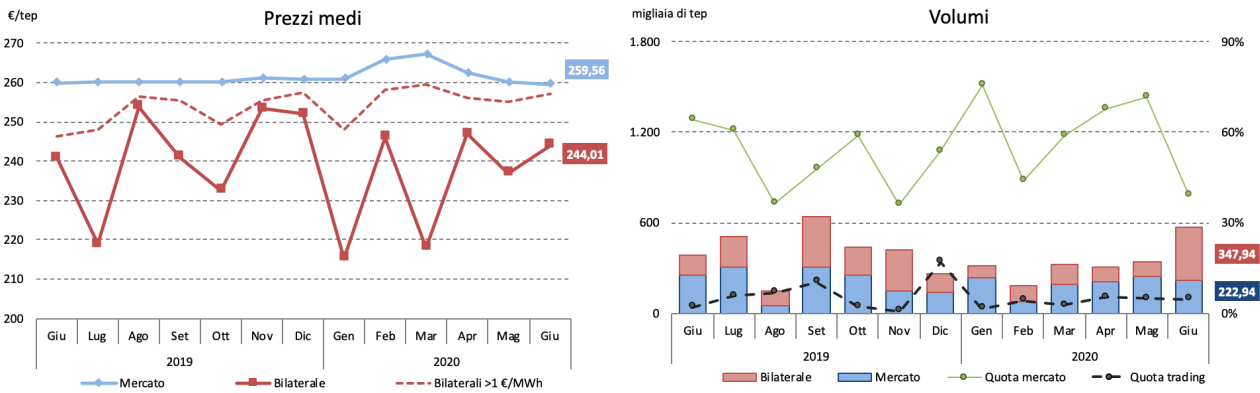
Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading				Operatori	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.		
Mercato	259,56	-0,2%	259,03	260,00	222.942	-8,5%	57,87	-8,7%	10.439	-12,1%	4,7%	-0,2 p.p.	3	-1
Bilaterali con prezzo >1	244,01	+3,0%	0,00	261,52	347.935	+258,0%	84,90	+268,6%						
	257,15	+0,8%	100,00	261,52	330.148	+265,7%	84,90	+268,6%						
Totale	250,08	-1,4%	0,00	261,52	570.877	+67,5%	142,76	+65,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

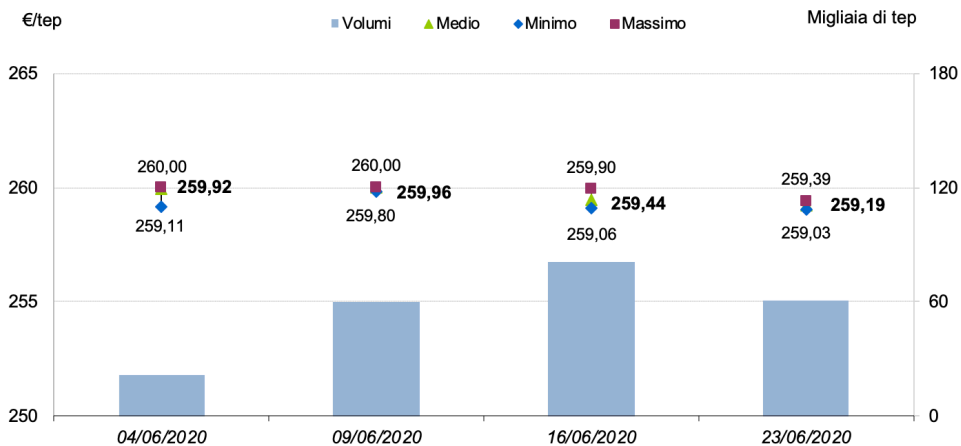


L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni stabili poco sotto i 260 €/tep ed una ridotta variabilità infra-sessione, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo sempre inferiore o uguale a 0,89

€/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni si attestano a 56 mila tep, in crescita rispetto al mese precedente, in cui erano 43 mila.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A giugno il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, scende a 0,19 €/MWh (-8% rispetto al mese precedente), allargando il differenziale con il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, invece, risulta in crescita a 0,47 €/MWh (+33%). In aumento sul mercato la quotazione media della tipologia Eolico (0,40 €/MWh; +91%) ed in calo la tipologia Idroelettrico (0,18 €/MWh; -10%), le uniche scambiate anche nel mese precedente, mentre il prezzo della tipologia Altro si attesta a 0,19 €/MWh. In rialzo i prezzi di tutte le tipologie contrattate sulla PBGO, con quotazioni comprese tra 0,56 €/MWh della categoria Eolico (+8%) e 0,31 €/MWh di

quella Idroelettrico (+100%).

Nel terzo mese di contrattazione delle garanzie riferite alla produzione 2020 i volumi scambiati sul mercato salgono a 105 mila MWh, quasi quadruplicati rispetto a maggio, ma ancora inferiori alle negoziazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, in calo a 1,1 TWh (-47% rispetto al mese precedente e -36% su base annua).

Nella prima asta del GSE relativa alle garanzie del 2020 sono stati assegnati 6,9 TWh (-12% rispetto a giugno 2019) ad un prezzo medio di 0,44 €/MWh, in calo rispetto alla sessione precedente (-0,09 €/MWh).

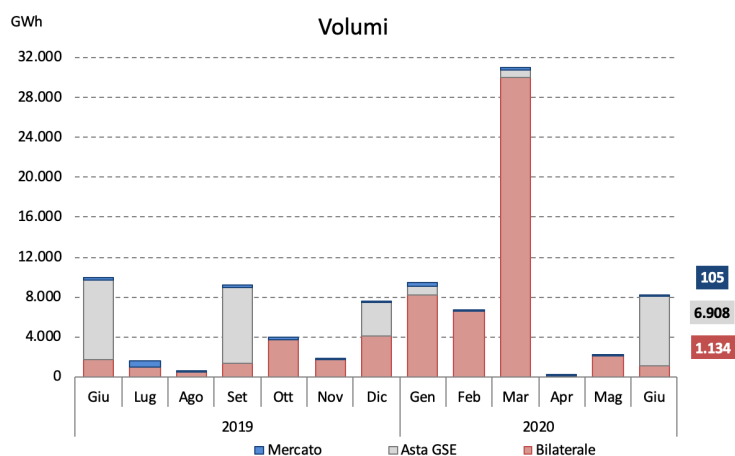
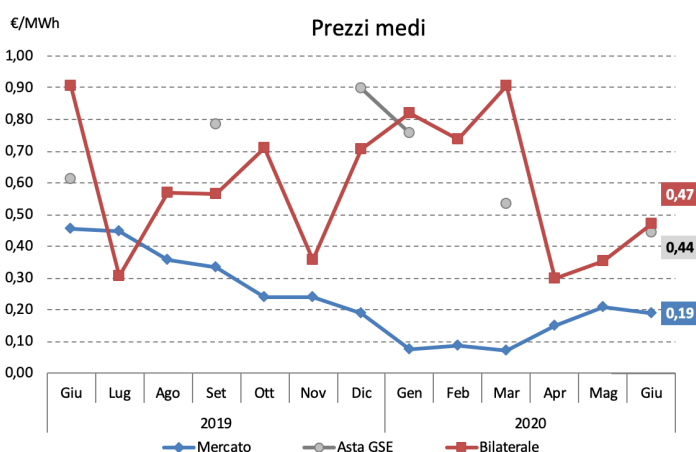
Tabella 2: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,19	-8,4%	0,10	0,40	105.374	+284,3%	20.047	+252,1%
Bilaterali con prezzo >0	0,47	+33,4%	0,00	1,00	1.134.436	-47,1%	533.429	-29,4%
	0,36	+0,0%	0,04	1,00	2.091.230	+0,0%	755.897	+0,0%
Totale	0,35	+0,0%	0,00	1,00	2.172.568	+0,0%	761.591	+0,0%
Asta GSE	0,44	-	0,14	0,64	6.908.461	-	3.053.116	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

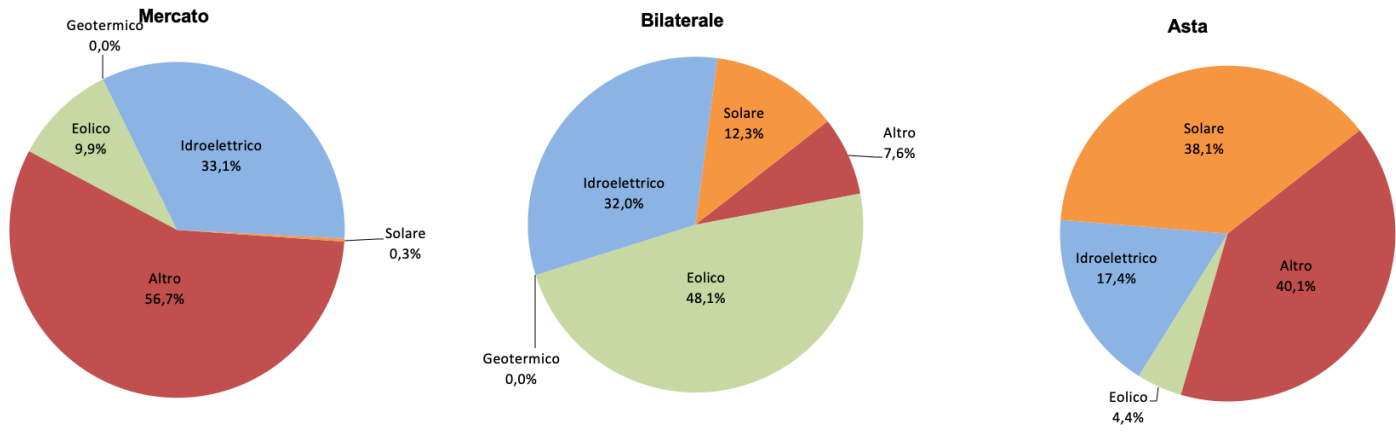


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli negoziati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. Le due principali categorie contrattate sono la tipologia Altro, predominante sul mercato (56,7%), ed Eolico,

negoziata maggiormente su base bilaterale (48,1%). Nell'asta del GSE, invece, le categorie più rilevanti sono Solare e Altro, in linea con lo scorso anno (38% e 40%), mentre cresce la quota della tipologia Idroelettrico (17%, +5 p.p.).

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

Fonte: dati GME



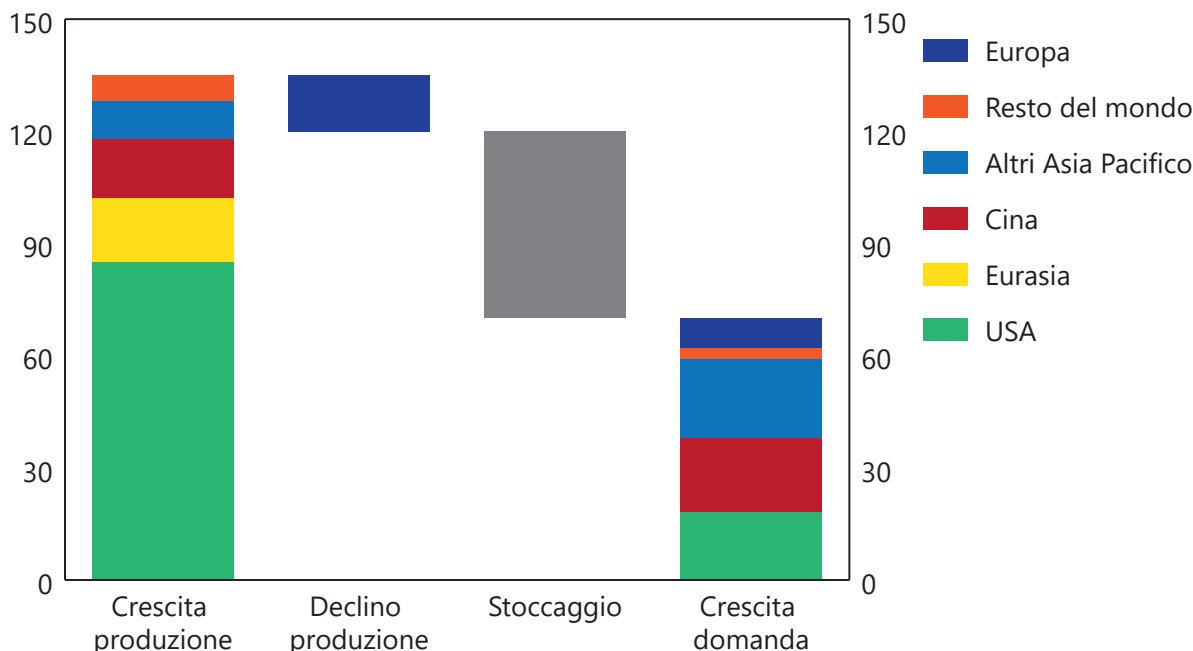
LA TEMPESTA PERFETTA SUI MERCATI DEL GAS

Agata Gugliotta, Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

Figura 1 - Variazione di produzione e domanda nel 2019 (md mc)

Fonte: AIE



Come già accennato, l'incremento dell'output, guidato da progetti diretti all'esportazione, si è tradotto in una forte crescita dell'offerta di GNL, che ha pesato per il 40% dell'aumento complessivo. La "bolla" del settore, paventata già da qualche anno, si è dunque verificata, ma nessuno avrebbe immaginato che ai suoi effetti sul mercato se ne sarebbero uniti altri di pari o superiore rilievo.

Il 2019 ha segnato, infatti, un aumento record del commercio annuale di GNL pari a +13%, il tasso più alto dal 2010, raggiungendo su scala mondiale circa 450 md mc e rappresentando il 49% del gas scambiato a livello internazionale. L'incremento del 2019 è stato trainato da nuovi liquefattori negli Stati Uniti (16,5 md mc), in Russia (14 md mc) e in Australia (11 md mc) che hanno rappresentato l'80% dei volumi aggiuntivi. Negli ultimi tre anni, l'industria del GNL ha aggiunto circa 100 md mc di nuova capacità e volumi significativi dovrebbero essere in esercizio entro il 2025. Il 2019 è stato anche un anno record per le nuove decisioni di investimento, che hanno raggiunto a livello mondiale i 90 md mc⁶. Inoltre, nel 2019 le dimensioni dei flussi di scambio hanno subito importanti modifiche: l'Asia è rimasta

la principale area di importazione, ma il suo peso è calato dal 76% al 69% a causa della debolezza della domanda in Giappone, Sud Corea e Taiwan, imputabile al clima mite, a un rallentamento dell'economia e alla concorrenza di nucleare e carbone, nonché in conseguenza della minor crescita della richiesta cinese, che ha risentito oltre che del contesto macroeconomico meno favorevole, di un allentamento delle politiche di switching dal carbone al gas, di un aumento della produzione interna e della concorrenza delle fonti rinnovabili. I prezzi spot asiatici sono fortemente diminuiti avvicinandosi a quelli europei, facendo quindi sì che una parte significativa dei volumi di GNL aggiuntivi venissero conseguentemente deviati e assorbiti dall'Europa, che ha svolto un ruolo di bilanciamento del mercato internazionale in oversupply; ciò grazie all'ampia disponibilità di rigassificazione, alla sua centralità geografica rispetto a principali mercati di produzione, alla capacità di stoccaggio e per compensare la diminuita produzione interna. Con un incremento di circa il 75% nel 2019, le importazioni di GNL europeo hanno raggiunto 120 md mc rappresentando circa il 34% del gas importato (era stato il 22% nel 2018)⁷ e il 90% del

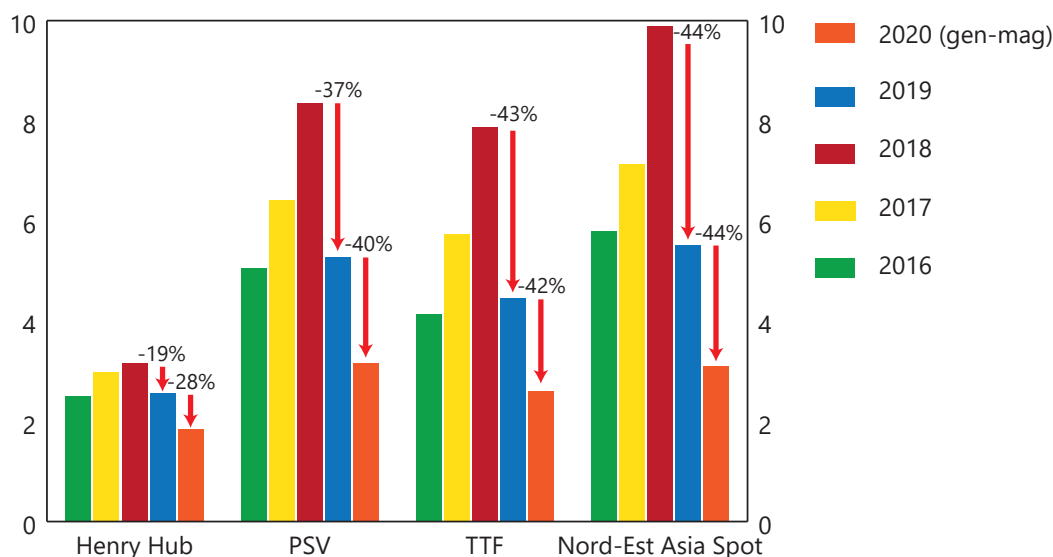
(continua)

volume incrementale totale importato. L'aumento è stato generalizzato: la Spagna ha raggiunto i 20 md mc con una crescita del 46%, la Francia ha importato 19,5 md mc (+99%), UK 17 md mc (+174%), l'Italia 13,9 md mc (+60%), l'Olanda 7,3 md mc (+187%)⁸.

Nel quarto trimestre 2019 gli Stati Uniti sono diventati il principale fornitore di GNL in Europa, garantendo il 25% delle importazioni totali. E nel primo quadrimestre del 2020 il gas naturale liquefatto ha superato per la prima volta le forniture russe via gasdotto come prima fonte di approvvigionamento in Europa. In particolare, nel periodo gennaio-aprile, a fronte di una contrazione dei consumi del 4,5%, l'Europa ha importato circa 52 md mc via nave, oltre 11 md mc in più dell'analogo periodo del 2019, per un incremento di quasi il 29%. Nello stesso arco di tempo

dalla Russia sono arrivati 42,4 md mc, ossia oltre 11 md mc in meno, per un calo di oltre il 21%⁹. Ma ritorniamo a fine 2019. Ampia disponibilità di GNL, robusti flussi dai gasdotti, rallentamento della domanda asiatica, strutturale debolezza di quella europea, inverno che cominciava mite in tutto l'emisfero settentrionale, producevano a livello internazionale una situazione di pesante oversupply con corrispondenti ripercussioni sulle quotazioni. In media annua, i prezzi spot del nord est asiatico segnavano una diminuzione del 44% rispetto al 2018 passando da 9,9 \$/MBtu a 5,5 \$/MBtu. Reggevano, invece, i prezzi dei volumi di GNL ancorati al petrolio mantenendosi sui 9 \$/MBtu (-2,6%) e dando respiro ai produttori. Anche l'Henry Hub statunitense, principale mercato del Nord America, segnava una prima riduzione pari al 19% (da 3,2 a 2,6 \$/Mbtu).

Figura 2 - Il crollo dei prezzi nel 2019 e 2020 (\$/MBtu)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts, EIA DOE e World Gas intelligence

In Europa, il prezzo del gas spot "day ahead" sull'hub olandese TTF, benchmark per l'Europa continentale, diminuiva in media annua di oltre il 40% rispetto al 2018, attestandosi a 13,6 €/MWh rispetto a 22,8 €/MWh dell'anno prima. Neppure un calo dell'import norvegese verso l'Europa (a settembre ai minimi da 15 anni) e la riduzione della produzione interna riuscivano ad invertire la tendenza ribassista. Dinamica riscontrabile anche per il PSV italiano che scendeva di oltre il 35% (da 24 a 16 €/MWh circa), un calo leggermente meno marcato degli altri hub europei, ma tale comunque da toccare i minimi da 10 anni. A dare un modesto sostegno ai prezzi del PSV contribuivano una primavera piuttosto fredda e alcuni fermi per manutenzione

sui gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia.

Il 2020: la diffusione del Covid-19 e il crollo della domanda e dei prezzi

I primi due mesi del 2020 mostravano una prosecuzione del trend ribassista in tutte le maggiori aree di mercato. Relativamente all'Europa, in febbraio il TTF era sceso ulteriormente a 9,3 €/MWh e il PSV a 10,8 €/MWh. A marzo, la diffusione della pandemia e il conseguente blocco o rallentamento delle attività produttive a livello internazionale intervenivano quindi su un mercato già fortemente "depresso". In particolare, in Europa il crollo dei consumi determinato dal lockdown, unito alla prosecuzione

(continua)

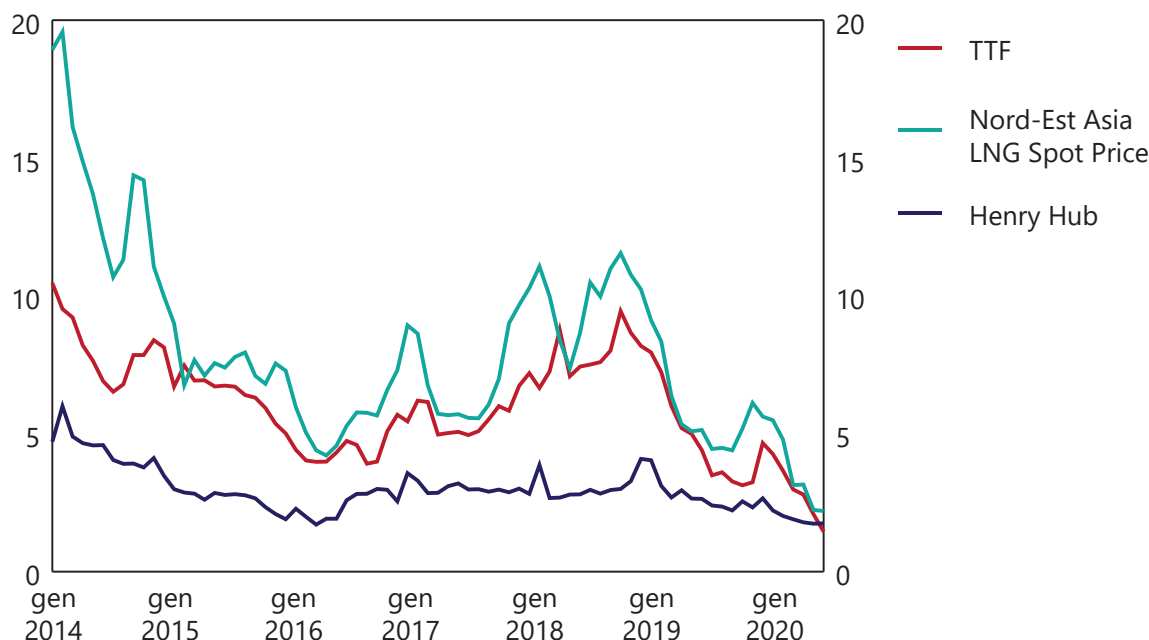
di un inverno eccezionalmente mite (nel corso del primo trimestre i gradi giorno sono diminuiti di oltre il 5% rispetto all'anno precedente) ed alla crescita della produzione eolica nell'ambito di una domanda elettrica in forte calo¹⁰, creavano una combinazione di fattori negativi tali da determinare sul mercato una vera e propria "tempesta perfetta"¹¹. L'Europa è il mercato più colpito dalla pandemia con un calo di oltre il 7% dei consumi complessivi fino a maggio¹². In Italia, per lo stesso periodo, sulla base dei dati provvisori Snam, la riduzione della domanda è stata dell'11,4%, risultato di un calo del 13,7% dei consumi industriali, del 12,3% di quelli termoelettrici e del 9,5% dei prelievi delle reti di distribuzione. Conseguentemente i prezzi degli hubs europei sono sprofondatai ai minimi storici: il TTF a maggio 2020 è sceso in media mensile a 4,5 €/MWh (1,5 \$/MBtu) e il PSV a 6,5 €/MWh (2,1 \$/MBtu). Dopo il calo già

descritto del 2019, le quotazioni medie dei primi cinque mesi del 2020 sono diminuite quindi di un ulteriore 40% circa (vd figura n. 2). I siti di stoccaggio ad inizio giugno, quasi 5 mesi prima della fine del periodo di iniezione (31 ottobre), risultavano già occupati per il 70-80%¹³. Conseguentemente i flussi dai gasdotti e i carichi di GNL in importazione si sono inevitabilmente ridotti.

Allineamento al ribasso dei prezzi sui mercati internazionali: il TTF sotto l'Henry Hub

Nell'ambito di un mercato sempre più internazionalizzato, grazie soprattutto all'aumento dei flussi di GNL, la pandemia ha contribuito a determinare negli ultimi mesi un allineamento verso il basso dei prezzi spot delle principali aree mondiali di mercato (Asia, America, Europa), per cause e su livelli imprevedibili fino a poco tempo fa.

Figura 3 - Andamento delle quotazioni nelle principali aree di mercato 2014-2020 (\$/MBtu)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts, EIA DOE e World Gas intelligence

In primo luogo, al profondo calo dei prezzi europei si è unita anche un'ulteriore discesa dei prezzi spot asiatici, crollati in media del 44% (primi 5 mesi 2020) e scesi a maggio fino a 2,2 \$/MBtu (vd figura n. 2), pressoché in linea con quelli europei. Una convergenza dei prezzi spot Asia-Europa così marcata è principalmente il risultato di una persistente sovrabbondanza di gas in un mercato sempre più globalizzato, con i carichi in eccesso di GNL che competono per trovare uno sbocco. Inoltre anche i prezzi americani all'Henry Hub, già da anni

intorno ai 3 \$/MBtu, in conseguenza dell'invasione del mercato da parte dello shale gas, hanno inevitabilmente risentito, oltre che di un seppur contenuto calo dei consumi interni (-2,8% da gennaio a maggio)¹⁴, dell'oversupply internazionale, scendendo di un ulteriore 28% nei primi 5 mesi del 2020. In particolare i prezzi spot americani sono stati messi sotto pressione dalla riduzione della domanda delle due maggiori regioni importatrici di GNL: Asia ed Europa. A maggio l'Henry Hub è arrivato a segnare 1,7 \$/MBtu. Ma

(continua)

ancora più basso, e si tratta di un episodio “storico”, il TTF olandese con 1,5 \$/Mbtu (4,5 €/MWh)¹⁵ e con inevitabili conseguenze sulle esportazioni di GNL americane. A maggio, dunque, troviamo i prezzi spot delle tre aree compresi tra 1,5 e 2,2 \$/Mbtu. Basti pensare che nel 2018 a fronte di un Henry Hub posizionato sui 3,2 \$/Mbtu, il prezzo spot asiatico segnava quasi 10 \$/Mbtu e il TTF 7,9 \$/Mbtu. La figura n. 3 evidenzia lo “stacco” negli anni delle quotazioni delle diverse aree, fino alla progressiva convergenza verso il basso degli ultimi mesi. Pur nell’ambito di una progressiva internazionalizzazione del mercato, il quesito è se e quanto potrà persistere questo allineamento dei prezzi quando un maggior riequilibrio domanda/offerta sarà gradualmente riacquisito. Si osserva comunque che, per i prezzi asiatici in particolare, la convergenza si è realizzata sui valori spot. Infatti, mentre le quotazioni delle importazioni europee tendono ormai a trovare sempre maggior corrispondenza nei prezzi agli hub, i valori medi delle importazioni asiatiche riflettono anche l’indicizzazione al petrolio dei contratti a lungo termine, quindi il “premio asiatico” per i volumi ancora “oil linked” non si è esaurito e viene stimato in circa 4 \$/MMBtu¹⁶.

Effetti del crollo della domanda e dei prezzi sull’offerta

Con prezzi dell’Henry Hub in linea o superiori a quelli europei, a risentirne in primis della situazione sono le esportazioni americane di GNL, poco caratterizzate da contratti a lungo termine e in ogni caso più esposte ai prezzi spot e alla flessibilità dei volumi e delle destinazioni. Se nei primi mesi del 2020 gli USA hanno continuato ad esportare GNL sui ritmi dell’anno precedente, a partire da aprile gli importatori con contratti flessibili hanno revocato l’ordine di 130 carichi statunitensi, di cui 12 a maggio, 30-35 a giugno e oltre 40 per i mesi di luglio e agosto¹⁷. La cancellazione ha riguardato grandi utility, come la Spagnola Naturgy, la francese Total, la giapponese JERA. Anche se gli esportatori USA sono in parte coperti da “fixed fee” che ricevono quando i consumatori cancellano gli ordini, una forte contrazione dei margini è inevitabile. Minori carichi significa minore necessità di gas da processare (dal valore record di 274 mil mc/g di marzo si è passati a circa 112 a giugno¹⁸) quindi minore produzione e minor tasso di utilizzazione dei terminali (sceso al 40% in giugno). D’altronde con un prezzo europeo inferiore all’Henry Hub l’opportunità di esportare GNL USA nel Vecchio Continente viene meno, tenendo anche conto che alla quotazione del gas sul mercato americano vanno sommati circa 0,7 \$/Mbtu per costi di liquefazione e trasporto. Quanto alla produzione USA, secondo il Dipartimento dell’Energia americano, il 2020 si chiuderà con un calo del 6,8% rispetto al 2019. A risentirne sarà sia la produzione associata al petrolio, compromessa dai prezzi del greggio più bassi di quelli di breakeven, che la produzione di gas non associato. I prezzi attualmente sono troppo bassi per garantire profittabilità ai produttori, scoraggiando così le attività di perforazione (secondo stime le quotazioni del gas

devono attestarsi almeno sui 2,5 doll/Mbtu per generare margini).

Sugli altri produttori gli effetti degli ultimi avvenimenti sono ancora da valutare in modo chiaro. La crisi dovrebbe impattare meno sul Qatar, poco incline ad eventuali tagli potendo contare su prezzi di produzione tra i più bassi al mondo e su un numero elevato di contratti a lungo termine. La produzione russa nei primi 5 mesi del 2020 ha conosciuto un calo del 5% su base annua (circa 30 md mc) in ragione di un minor volume movimentato all’estero e di una contrazione della domanda interna.

Outlook di breve e medio termine: molti i fattori di incertezza

Per il brevissimo termine sui mercati non si vedono ancora segnali rialzisti. Le incertezze legate all’evoluzione della pandemia e la pesante condizione di oversupply già preesistente alla diffusione del virus fanno attendere un riequilibrio dei mercati difficile e non rapido. Il piccolo rimbalzo dei prezzi europei in giugno (nell’ordine di 1-1,5 €/MWh) è riconducibile, oltre che alla parziale ripresa delle attività produttive, al calo del GNL diretto in Europa per cancellazione dei carichi statunitensi¹⁹ e a prezzi più favorevoli in Asia, che consentono di attrarre volumi allentando leggermente l’oversupply europea.

Le quotazioni a termine riflettono la situazione complessiva, anche se presumibilmente scontano una stagione invernale ‘20/’21 climaticamente nella media: al TTF, il “Q4 2020” segna, infatti, circa 10,5 €/MWh, quasi 5 €/MWh in più rispetto ai valori attuali; mentre il forward “calendar 2021” risulta sui 12,5 €/MWh, al di sotto dei 13,6 €/MWh registrati nel 2019 e ben lontano dai 22,8 €/MWh del 2018.

Nel medio periodo a livello mondiale, dopo il calo del 4% stimato per il 2020, la domanda è prevista in ripresa in un contesto tuttavia estremamente incerto. È presumibile, in ogni caso, che l’effetto della crisi 2020 avrà ripercussioni anche nei prossimi anni: AIE²⁰ valuta un calo di 75 md mc al 2025 rispetto ai consumi tendenziali stimati pre-Covid. L’Asia dovrebbe rappresentare oltre la metà del consumo globale incrementale, trainato principalmente da Cina e India, ma con incognite per entrambi i Paesi relative al ritmo della ripresa economica e alla prosecuzione di policy favorevoli al gas naturale. In Europa la domanda rimarrà stabile o in diminuzione, in quanto la graduale eliminazione di capacità di generazione elettrica a carbone sarà più che compensata dall’espansione delle rinnovabili programmata dai vari Piani Nazionali Energia e Clima.

Lato offerta, si attende che nei prossimi cinque anni metà dell’aumento provenga da Nord America e Medio Oriente. Tuttavia l’industria dello shale gas statunitense è ritenuta particolarmente vulnerabile nell’attuale contesto; la capacità del settore di rimbalzare in un ambiente post-crisi sarà fondamentale per fornire il gas incrementale necessario al mercato interno (in sostituzione della produzione

(continua)

convenzionale in calo) e ai progetti di liquefazione in fase di sviluppo per l'esportazione. La crescita della produzione in Medio Oriente è guidata da progetti convenzionali in Arabia Saudita, Iran, Israele, Iraq e Qatar, per i quali comunque i prezzi del petrolio rappresentano un fattore di rischio. La produzione russa, altro grande contributo all'offerta aggiuntiva, riguarda quasi interamente progetti per l'esportazione, ma l'incertezza sulla crescita della domanda potrebbe influire negativamente sui piani di sviluppo.

In ogni caso, l'ondata di investimenti in impianti di liquefazione

verificatasi nel biennio 2018-19 e le decisioni acquisite per nuovi progetti offrono ulteriore capacità di esportazione. Una crescita della domanda di gas post-2020 inferiore rispetto alla nuova capacità di liquefazione e a quella derivante dai gasdotti di esportazione dall'Eurasia (TANAP e TAP in Europa e "Power of Siberia" in Cina) determinerebbe una situazione di sovracapacità e di potenziale rinnovata oversupply, contribuendo a complicare il processo di riequilibrio dei mercati, con conseguenti pressioni al ribasso sui prezzi che potrebbero persistere ancora per alcuni anni.

¹ Fonte: Agenzia Internazionale dell'Energia, "Gas 2020" (giugno 2020).

² Fonte: BP Statistical Review 2020.

³ La produzione di gas in Europa è, invece, diminuita di oltre il 6% (15 md mc), per la minore produzione dei campi norvegesi (Troll e Oseberg) e per il rapido declino della produzione di gas olandese dal giacimento di Groningen a causa della decisione governativa diretta a limitare i rischi di terremoti nell'area derivanti dall'attività estrattiva.

⁴ Fonte: BP Statistical Review 2020.

⁵ Fonte: Gas Infrastructure Europe (GIE).

⁶ Fonte: GIIGNL, Annual Report 2020 (aprile 2020).

⁷ Fonte: BP Statistical Review 2020.

⁸ Fonti: GIIGNL, Annual Report 2020 (aprile 2020); per l'Italia, Ministero Sviluppo Economico.

⁹ Fonte: Staffetta Quotidiana su dati Reuters.

¹⁰ Dati preliminari indicano che nel primo trimestre 2020 a fronte di un aumento della produzione di energia eolica di oltre un terzo per 30 TWh a/a, si è registrato un calo di 10 TWh della generazione alimentata a gas, contribuendo così a una riduzione della domanda di metano di circa 2,5 miliardi di metri cubi (Fonte IEA).

¹¹ A fine marzo i siti di stoccaggio europei restavano pieni per il 54% contro il 40,4% nel 2019 e il 18,4% del 2018.

¹² Fonte: Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE)

¹³ In alcuni Paesi i siti erano già saturi (Portogallo) o al limite della saturazione (Belgio 94,8%, Austria 89,44%).

¹⁴ Il calo dei consumi è stato attenuato da un aumento del tasso di switching dal carbone al gas. Comunque, anche in ragione di un inverno mite, gli stoccaggi USA a metà giugno si attestavano a +17% rispetto alla media quinquennale e a +33% rispetto allo stesso periodo del 2019.

¹⁵ Il gas a valori vicini allo zero o addirittura negativi non è una novità assoluta in Europa: era successo all'NBP in Regno Unito nel 2006, con l'entrata in funzione del gasdotto Langede dalla Norvegia in un periodo in cui gli stoccaggi erano quasi del tutto pieni. Si tratta in ogni caso di un'altra "era" per il gas europeo, quando la maggior parte del mercato continentale era dominata dai contratti a lungo termine indicizzati al prezzo dei prodotti petroliferi e solo alcuni mercati del Nord Europa erano caratterizzati da prezzi di mercato.

¹⁶ Fonte: Platts.

¹⁷ Fonte: Platts

¹⁸ Fonte IHS Markit

¹⁹ In giugno l'attività dei rigassificatori europei è scesa ai livelli dell'estate 2019.

²⁰ Agenzia Internazionale dell'Energia.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “Proroga del periodo transitorio di applicazione del sistema di “split payment” | del 30 giugno 2020 [Download https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=438](https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=438)

Facendo seguito al comunicato del 30 aprile u.s.¹, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), con il comunicato sopraindicato, ha reso noto che la Commissione europea, in data 22 giugno u.s., ha proposto al Consiglio europeo di prorogare al 30 giugno 2023 il termine del periodo transitorio di applicazione del sistema di liquidazione dell’IVA denominato split payment, applicabile ai soggetti passivi IVA residenti/stabilmente soggiornanti in Italia.

A tal riguardo, il GME ha precisato che, nelle more dell’approvazione della predetta proposta da parte del Consiglio europeo - al fine di preservare l’operatività dei mercati/piattaforme gestiti dal GME da repentine modifiche di trattamento IVA in un orizzonte temporale limitato - lo split payment continua ad essere applicato anche dopo il termine previsto dal comma 1-ter dell’articolo 17-ter del DPR n. 633 del 1972 (c.d. “DPR IVA”):

- per le cessioni di beni e servizi effettuate dagli operatori nei confronti del GME, per le quali quest’ultimo non è debitore di imposta;
- 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.

Delibera 9 giugno 2020 208/2020/R/EEL | “Approvazione del consuntivo dei costi, per l’anno 2019, relativi allo svolgimento delle attività del Gestore dei mercati energetici finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata il 11 giugno 2020 | [Download https://www.arera.it/it/docs/20/208-20.htm](https://www.arera.it/it/docs/20/208-20.htm)

Con deliberazione n. 208/2020/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA o Autorità) ha approvato il consuntivo dei costi, per l’anno 2019, relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) di cui all’articolo 3, comma 3.1, della deliberazione ARG/elt 115/08 (c.d. TIMM²).

In particolare, si segnala che l’articolo 9 del TIMM prevede che, entro e non oltre il 31 marzo di ciascun anno, il GME trasmetta all’Autorità una relazione tecnica avente ad oggetto il consuntivo dei costi, sostenuti nell’anno precedente, per

lo svolgimento delle succitate attività ai fini della relativa approvazione.

Con comunicazione del 26 marzo 2020, il GME ha trasmesso ad ARERA - unitamente al consuntivo dei costi complessivi imputabili alla Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) per l’anno 2019 - la relazione tecnica contenente il dettaglio dei costi, per l’anno 2019, di cui all’articolo 3, comma 3.1 del TIMM.

Con la deliberazione in oggetto, l’ARERA ha pertanto approvato: i) i costi sostenuti dal Gestore nell’anno 2019 per le attività di monitoraggio del mercato elettrico, stabilendo che la copertura dei medesimi sia assicurata per il tramite dei corrispettivi di partecipazione alla PCE, approvati dal Regolatore, per l’anno 2020, con Deliberazione n. 541/2019/R/EEL; ii) la determinazione dell’ammontare complessivo del fondo rischi e oneri del GME, ricalcolato sulla base dei dati a consuntivo dei costi PCE trasmessi dal Gestore per l’anno 2019.

Delibera 23 giugno 2020 234/2020/R/EEL | “Approvazione del consuntivo dei costi sostenuti dal Gestore dei mercati energetici nel 2019 per il coupling unico infragiornaliero” | pubblicata il 3 luglio 2020 | [Download https://www.arera.it/it/docs/20/234-20.htm](https://www.arera.it/it/docs/20/234-20.htm)

Con deliberazione n. 234/2020/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA o Autorità) ha approvato il consuntivo dei costi per l’istituzione, la modifica e la gestione del coupling unico infragiornaliero sostenuti da GME per l’anno 2019, richiedendo al Gestore di regolare la corrispondente partita di conguaglio con Terna S.p.A., secondo i termini e le modalità previste dalla deliberazione n.658/2018/R/eel.

A tal fine, giova ricordare che con la richiamata deliberazione n.658/2018/R/eel, l’Autorità ha disciplinato - nel rispetto di quanto previsto dal del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM) - le modalità di copertura dei costi annuali sostenuti dal GME per il coupling unico infragiornaliero, prevedendo, inter alia, che a partire dal 2019 detti costi siano recuperati, secondo una regolazione in acconto e conguaglio, per il tramite di un contributo versato da parte di Tema e che tale contributo sia imputato nei costi complessivi posti a carico del corrispettivo di rete DIS.

GAS

Comunicato del GME | “Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) – programmazione delle date di scarica degli slot di capacità annuale

e pluriennale sul comparto OLT e avvio delle prove in bianco” | del 18 giugno 2020 **Download**
<https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=436>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 18 giugno u.s., sono entrate in vigore, con la pubblicazione sul proprio sito internet, le modifiche al “Regolamento della Piattaforma per l’assegnazione della capacità di rigassificazione” (Regolamento PAR), apportate ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6, del medesimo Regolamento, al fine di introdurre, nel “comparto OLT” della PAR, l’attività di programmazione post-sessione delle date di scarica degli slot riferiti ai conferimenti di capacità annuale e pluriennale, in conformità alle modifiche apportate al codice di rigassificazione della società “OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.” (OLT) e approvate dall’ARERA con deliberazione n. 85/2020/R/GAS del 24 marzo 2020.

Con il medesimo comunicato, il GME ha informato gli operatori che sono state altresì aggiornate le Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) nn. 06 e 13 in conseguenza delle predette modifiche al Regolamento PAR, nonché al fine di aggiornare le modalità di programmazione delle date di scarica degli slot riferiti ai conferimenti di capacità “in corso d’anno termico” e “residuale anno termico” in relazione ai criteri da ultimo definiti da OLT nel predetto codice di rigassificazione.

Infine, il GME ha indetto apposite sessioni di prove in bianco, per consentire ai soggetti interessati di testare le funzionalità introdotte sulla PAR per la programmazione delle date di scarica degli slot di capacità annuale e pluriennale sul “comparto OLT”.

A completamento, si rappresenta che, con deliberazione n. 246/2020/R/GAS del 30 giugno u.s., l’ARERA ha approvato le modifiche al succitato Regolamento PAR.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di

oli minerali – III QUADRIMESTRE 2020” | del 24 giugno 2020 **Download**
<https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=437>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 3 ed il 21 agosto 2020, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n.17433, dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al 3° quadrimestre 2020 (“settembre / dicembre 2020”).

Nel rinnovare l’invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di comunicare i dati di propria pertinenza, il GME ha altresì evidenziato che, come disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico con Circolare n. 0014614 del 5 giugno 2018, sono esclusi dalla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali i depositi di GPL ad uso autotrazione.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | “Pubblicazione versione aggiornata DTF 02 P-GO e Guida per l’Utente del Registro dei TEE” | del 1 luglio 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=439>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 1 luglio u.s., sono entrate in vigore, con la relativa pubblicazione, le versioni aggiornate della DTF n. 02 P-GO e della Guida per l’Utente del Registro dei TEE (GUR TEE).

La citata documentazione è stata modificata per recepire l’aggiornamento delle denominazioni delle tipologie fiscali selezionabili in occasione della registrazione alle corrispondenti piattaforme.

¹ Cfr. Newsletter 137 maggio 2020.

² “Testo integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento”.

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.