

APPROFONDIMENTI

THE WINTER IS COMING E MANCA L'ACCORDO SUL TRANSITO GAS FRA RUSSIA E UCRAINA

Di Agata Gugliotta (RIE)

Il 19 settembre scorso hanno avuto luogo a Bruxelles i colloqui trilaterali tra Unione Europea, Russia e Ucraina sul nuovo contratto per il transito del gas russo attraverso l'Ucraina e verso l'Europa. L'incontro, che ha visto come protagonisti il vecchio Commissario Ue per l'Unione Energetica Maros Sefcovic e i Ministri dell'Energia ucraino Oleksiy Orzhel e russo Alexander Novak, si è concluso senza un accordo, anche se un primo timido passo verso una convergenza delle posizioni sembra sia stato compiuto. Le trattative, che vanno avanti da aprile 2018, riprenderanno a fine ottobre, mentre nel frattempo proseguiranno contatti a livello tecnico. La speranza è di giungere ad un accordo prima del 31 dicembre, data di scadenza del contratto in essere stipulato nel 2009, o ancora più auspicabilmente entro il 1 dicembre così da poter prenotare la capacità per il prossimo anno.

Quel che sembra un comune contratto per il transito del gas da un paese verso un altro, però, in realtà cela una difficile e prolungata diatriba tra due stati, la Russia e un paese ex satellite, l'Ucraina, o anche tra il colosso russo Gazprom e l'ucraino Naftogaz, al centro insomma di interessi economici rilevanti. E, come se non bastasse, esula dai confini di questi due paesi, con dirette implicazioni per la sicurezza energetica dell'Europa.

Background

Il delicato rapporto tra le parti affonda le sue radici nelle relazioni geopolitiche fra Russia e Ucraina: la prima decisa,

soprattutto a partire dall'avvento di Putin, ad esercitare la sua influenza sull'ex repubblica sovietica, considerata come «estero vicino»¹, superando le condizioni di favore riconosciute prima della caduta dell'Urss; la seconda poco incline ad accettare tout court le pretese di Mosca e sensibile ad un avvicinamento all'Occidente. Numerose sono state nell'ultimo ventennio le controversie tra questi paesi, alcune meno gravi (2005 e 2009) che comportarono il taglio delle forniture, altre vere e proprie dichiarazioni di guerra, come nel febbraio 2014 quando lo scontro portò alla deposizione del Presidente ucraino Yanukovich, all'annessione della Crimea alla Russia e ad un conflitto militare nella parte orientale del paese costato 10.000 morti e oltre 430.000 rifugiati. Per non contare il deterioramento dei rapporti economici fra i due stati e il collasso degli scambi commerciali². In questo contesto, l'energia ha avuto un ruolo importante sul corso degli eventi: la dipendenza energetica dalla Russia sia dell'Ucraina che degli stati dell'Unione Europea ha permesso a Mosca di esercitare più volte azioni di forza con il blocco delle forniture strumentalmente motivate da Gazprom con ragioni economiche (rimborso dei debiti e pagamento di prezzi pieni del gas)³, ma di fatto pensate come ritorsioni politiche, anche finalizzate a proiettare l'immagine di una potenza regionale sovrana. Un comportamento, quello di Gazprom verso alcuni Stati europei peraltro recentemente sanzionato dalla Commissione Europea per abuso di posizione dominante⁴.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2019

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

The winter is coming e manca l'accordo sul transito gas fra Russia e Ucraina

Di Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre il PUN, pari a 51,18 €/MWh, in lieve aumento su agosto, rafforza la flessione annuale in atto da maggio (rispettivamente +3,3% e -32,9%). In crescita i volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,6 TWh, +1,5% sul 2018), ma non quelli transitati in borsa, con la liquidità del mercato ai minimi mensili dal 2016, al 68,1%. In decisa

riduzione annuale tutti i prezzi zionali, allineati poco sotto i 51 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna e pari a 59 €/MWh in Sicilia, l'unica in netto calo anche su base mensile. Infine, si confermano in calo su base annua, al pari di quanto osservato in tutti i mesi del 2019, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il Pun, pari a 51,18 €/MWh, segna a settembre un modesto rialzo mensile (+1,63€/MWh, +3,3%), connesso alla fisiologica ripresa degli acquisti dopo la pausa estiva, concentrata al Nord, e alla lieve risalita del costo del gas al PSV dai livelli minimi di agosto.

Di contro, proprio la netta discesa di quest'ultimo rispetto a

settembre 2018 (-56%) traina la consistente riduzione annuale del Pun (-25,14 €/MWh, -32,9%), rafforzando la tendenza in atto da maggio.

L'analisi per gruppi di ore mostra analoghe riduzione annuali dei prezzi, con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,14 (+0,04) (Grafico 1 e Tabella 1).

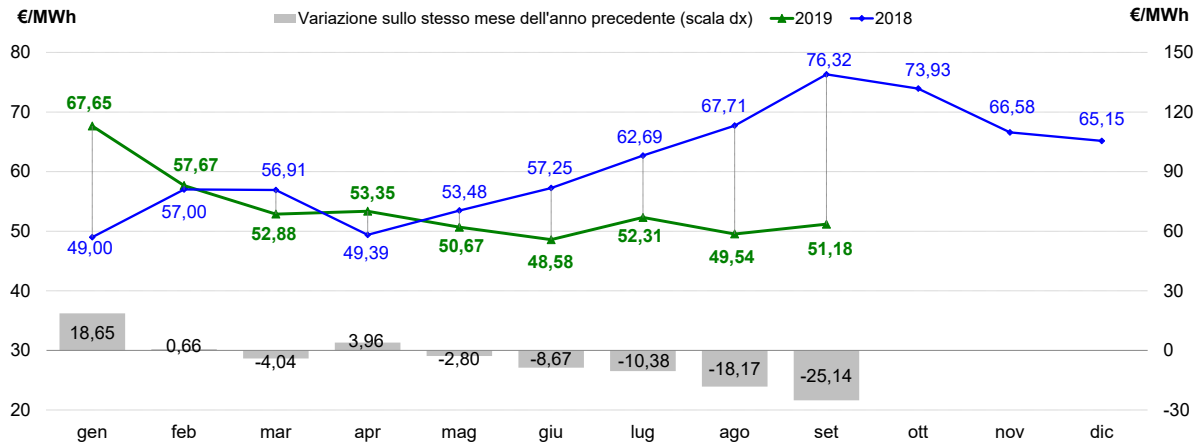
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	51,18	76,32	-25,14	-32,9%	23.293	-0,8%	34.183	+1,5%	68,1%	69,7%
<i>Picco</i>	58,50	84,29	-25,78	-30,6%	27.984	-2,6%	41.304	+1,2%	67,8%	70,4%
<i>Fuori picco</i>	47,24	72,33	-25,10	-34,7%	20.768	-0,5%	30.349	+0,8%	68,4%	69,3%
<i>Minimo orario</i>	30,50	48,99			15.101		22.537		60,3%	57,8%
<i>Massimo orario</i>	94,09	135,56			30.787		43.587		78,3%	80,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

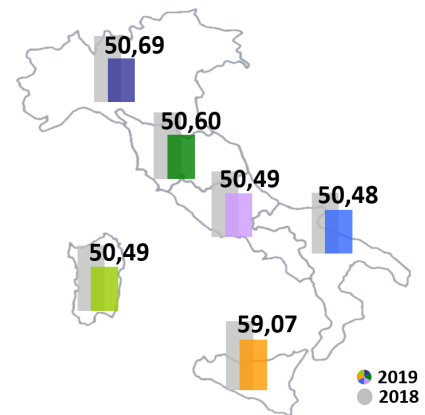
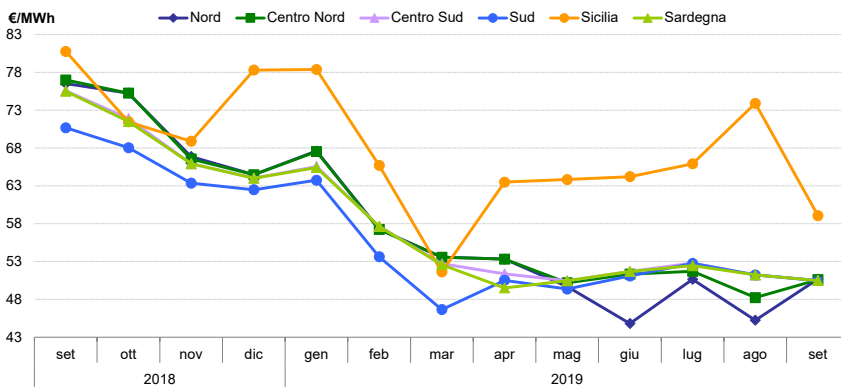


A livello zonale il deciso e diffuso aumento dell'offerta più competitiva a ciclo combinato (+5.400 MWh circa) spinge ovunque una netta riduzione annuale dei prezzi di vendita, oltre che il loro allineamento nelle zone peninsulari e in Sardegna, a ridosso dei 51 €/MWh (-20/-26 €/MWh), e la riduzione ai minimi dell'ultimo semestre del differenziale positivo di prezzo tra questi ultimi e la Sicilia, poco sopra i 59 €/MWh (-22 €/MWh). Su base mensile, invece, l'allineamento tra i prezzi riflette l'opposta

dinamica osservata sulle quotazioni al Nord (+5,5 €/MWh), dove aumentano gli acquisti e si riduce l'offerta idrica, e nelle zone centro-meridionali (-1 €/MWh), caratterizzate da una crescita dell'offerta più competitiva sia termica che rinnovabile. La più intensa flessione mensile della quotazione siciliana (-15 €/MWh), invece, avviene in concomitanza di una decisa riduzione degli acquisti e di picchi di offerta eolica che favoriscono in alcune ore la realizzazione di prezzi a 0 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi aumenta l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,6 TWh (+1,5% sul 2018), in corrispondenza di ridotti volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 16,8 TWh (-0,8%) e maggiori movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e

nominate su MGP, pari a 7,8 TWh (+6,8%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato si porta al 68,1%, ai minimi da gennaio 2016, risultando inferiore di 2,2 punti percentuali sul 2018 e di 1,6 p.p. su agosto (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

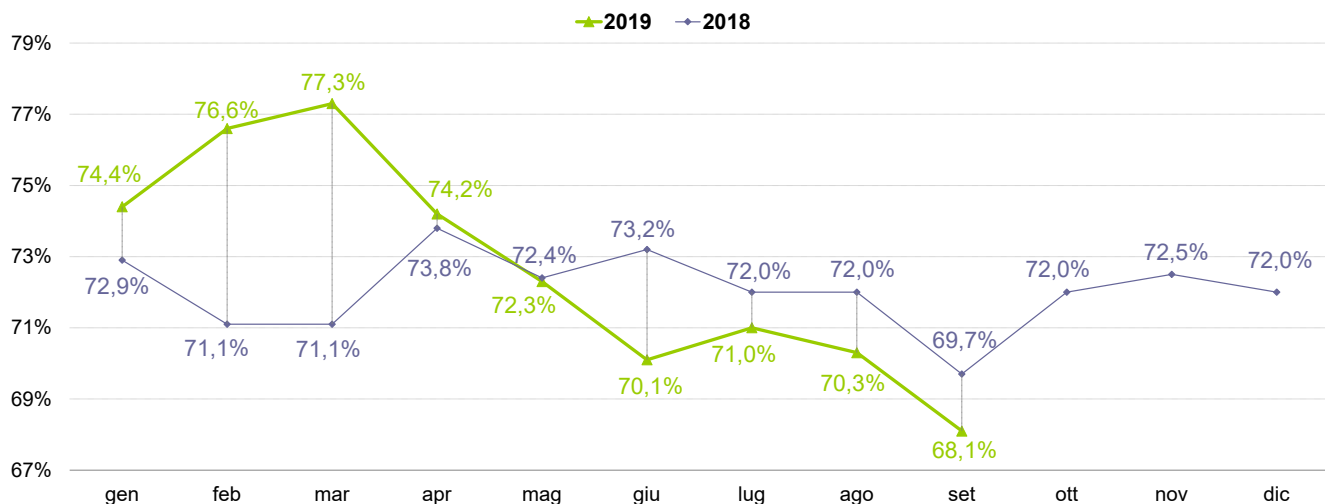
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.771.196	-0,8%	68,1%
Operatori	11.067.225	-3,1%	45,0%
GSE	2.363.198	-2,9%	9,6%
Zone estere	3.340.544	+9,3%	13,6%
Saldo programmi PCE	229	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	7.840.566	+6,8%	31,9%
Zone estere	112.498	+12,3%	0,5%
Zone nazionali	7.728.298	+6,7%	31,4%
Saldo programmi PCE	-229		
VOLUMI VENDUTI	24.611.762	+1,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.177.791	-3,3%	
OFFERTA TOTALE	39.789.553	-0,4%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.771.196	-0,8%	68,1%
Acquirente Unico	3.432.013	-3,9%	13,9%
Altri operatori	9.408.638	+6,1%	38,2%
Pompaggi	266	-	0,0%
Zone estere	691.143	+401,6%	2,8%
Saldo programmi PCE	3.239.136	-25,2%	13,2%
PCE (incluso MTE)	7.840.566	+6,8%	31,9%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	11.079.702	-5,1%	45,0%
Saldo programmi PCE	-3.239.136		
VOLUMI ACQUISTATI	24.611.762	+1,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	507.072	+43,8%	
DOMANDA TOTALE	25.118.834	+2,1%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Su base annua gli acquisti nazionali risultano in calo a 23,9 TWh (-0,8% sul 2018), flessione concentrata al Nord ed in Sicilia; in decisa crescita rispetto al livello esiguo di un anno fa, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,7 TWh (+401,6%), concentrati sulla frontiera greca e slovena (Tabella 4).

In debole ripresa le vendite nazionali, pari a 21,2 TWh (+0,3%), che a livello locale vedono una decisa crescita nelle zone centrali ed in Sardegna, a fronte di flessioni soprattutto al Sud ed in Sicilia; in netto aumento, invece, le importazioni di energia dall'estero, pari a 3,4 TWh (+9,4%), dinamica concentrata sulla frontiera svizzera (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	18.280.607	25.390	-5,4%	11.015.405	15.299	-0,9%	13.365.181	18.563	-1,7%
Centro Nord	2.193.891	3.047	+13,1%	1.744.851	2.423	+34,5%	2.554.312	3.548	+0,3%
Centro Sud	5.312.566	7.379	+27,0%	2.854.660	3.965	+11,9%	3.782.479	5.253	+0,6%
Sud	6.503.147	9.032	-9,6%	3.834.400	5.326	-11,2%	1.991.836	2.766	+0,9%
Sicilia	2.527.707	3.511	-6,6%	838.578	1.165	-14,7%	1.474.870	2.048	-1,1%
Sardegna	1.472.261	2.045	+2,3%	870.827	1.209	+5,1%	751.940	1.044	+1,0%
Totale nazionale	36.290.180	50.403	-1,3%	21.158.720	29.387	+0,3%	23.920.619	33.223	-0,8%
Esteri	3.499.372	4.860	+10,6%	3.453.042	4.796	+9,4%	691.143	960	+401,6%
Sistema Italia	39.789.553	55.263	-0,4%	24.611.762	34.183	+1,5%	24.611.762	34.183	+1,5%

In termini di fonti la modesta crescita delle vendite nazionali è il risultato di un aumento dei volumi rinnovabili (+3,8%), diffuso nelle zone per l'eolico e concentrato al Nord e al Sud per l'idrico, e di una riduzione, la prima da febbraio, delle fonti tradizionali (+2,4%), quest'ultima peraltro anche

a fronte di una decisa crescita, la settimana consecutiva, delle vendite a ciclo combinato (+10,1%), la cui quota sul totale guadagna quasi 5 p.p. sfiorando il 54%. Si confermano ancora in consistente riduzione le vendite a carbone (-45,0%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.472	-4,7%	1.239	+109,8%	2.886	+11,4%	3.607	-17,8%	782	-18,3%	914	+2,8%	18.901	-2,4%
Gas	8.284	+4,7%	1.160	+112,5%	2.040	+59,6%	2.987	-5,2%	756	-18,4%	542	+5,8%	15.768	+10,1%
Carbone	245	-71,7%	-	-	681	-37,4%	-	-	-	-	319	+2,9%	1.245	-45,0%
Altre	944	-18,9%	79	+76,7%	165	-26,3%	621	-50,0%	25	-14,8%	53	-21,1%	1.888	-31,9%
Fonti rinnovabili	5.521	+3,6%	1.185	-2,3%	1.015	+9,3%	1.718	+6,9%	383	-6,2%	295	+13,2%	10.116	+3,8%
Idraulica	3.940	+5,8%	259	-11,6%	374	-1,5%	525	+13,8%	120	-13,7%	48	-30,4%	5.266	+4,0%
Geotermica	-	-	653	+0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	653	+0,8%
Eolica	15	+393,8%	31	+168,4%	333	+40,8%	828	+6,9%	157	+1,0%	161	+44,9%	1.525	+18,0%
Solare e altre	1.566	-2,4%	241	-6,9%	307	-1,6%	365	-1,7%	106	-6,7%	87	+6,7%	2.672	-2,6%
Pompaggio	306	+87,7%	-	-	64	+162,6%	-	-	-	-	-	-	370	+97,5%
Totale	15.299	-0,9%	2.423	+34,5%	3.965	+11,9%	5.326	-11,2%	1.165	-14,7%	1.209	+5,1%	29.387	+0,3%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

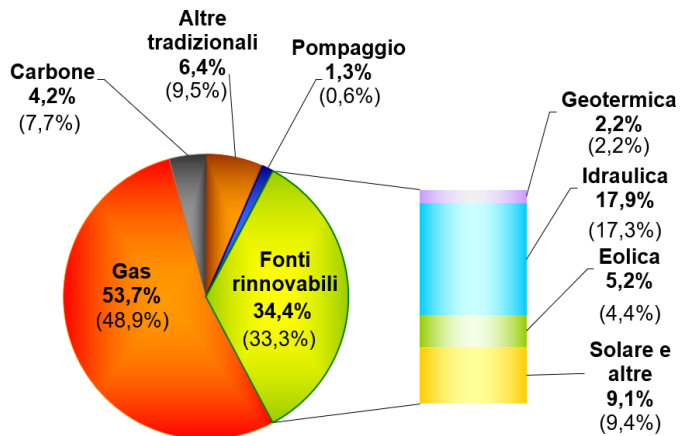
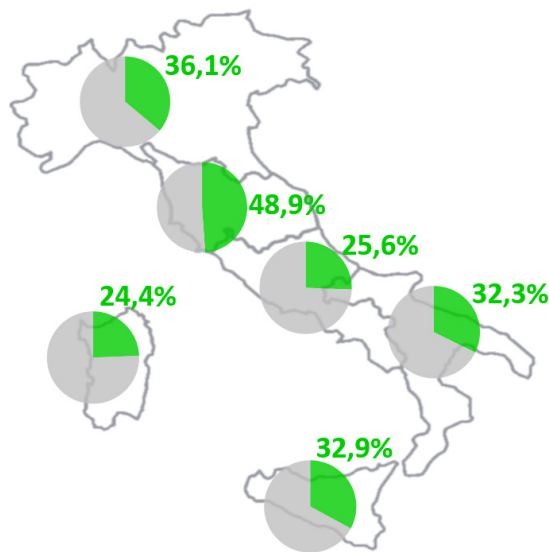


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 2.635 MWh in calo annuale di 219 MWh, concentrato soprattutto sulla frontiera slovena (-166 MWh) (Tabella 6). In riferimento a

quest'ultima, in evidenza il lato export, dove come ad agosto si osservano acquisti netti della zona BSP in quasi l'80% delle ore, e di conseguenza resta inutilizzato quasi il 90% della capacità disponibile in import (NTC) (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	2.166 (2.261)	2.149 (2.184)	99,4% (98,5%)	96,7% (90,1%)	1.049 (1.051)	734 (614)	0,6% (1,4%)	0,3% (0,4%)
Italia - Austria	228 (245)	227 (244)	95,0% (98,6%)	93,3% (97,9%)	89 (92)	82 (89)	3,8% (0,8%)	3,2% (0,8%)
Italia - Slovenia	476 (474)	260 (426)	21,0% (92,8%)	5,0% (69,9%)	631 (631)	433 (244)	79,0% (6,5%)	25,3% (0,6%)

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

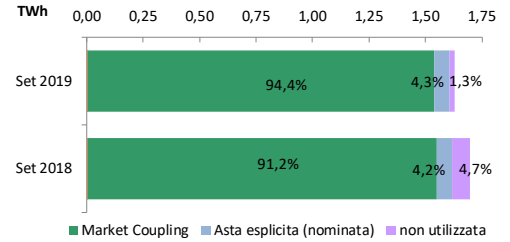
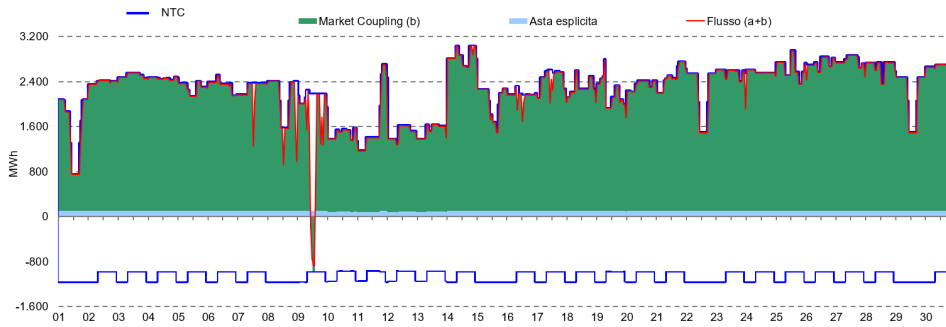


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

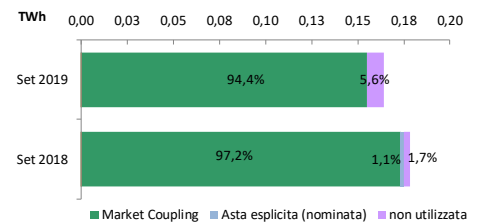
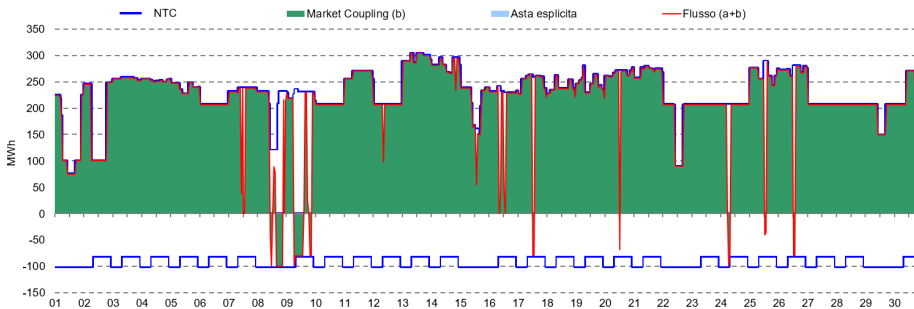
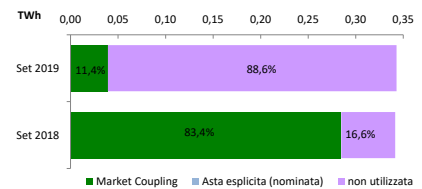
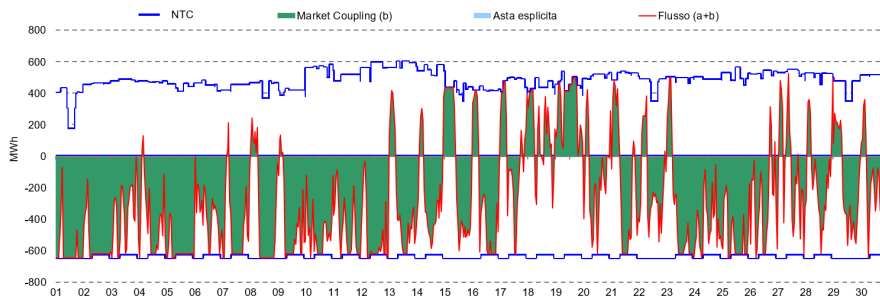


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Come il Pun, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 50,49 €/MWh, registra un lieve aumento su agosto (+1%), ma intensifica la flessione annuale degli ultimi mesi (-32%) (Grafico 9). Dopo due mesi torna negativo il segno del suo differenziale con il Pun, pari a -0,68 €/MWh. A livello di singole sessioni i prezzi, compresi tra 49,95 €/MWh di MI2 e 57,36 €/MWh di MI6, si confermano ovunque in decisa flessione annuale, risultando tutti inferiori ai valori del Pun calcolati nelle stesse ore, in particolare MI2 (-2,4%) (Figura 1 e Grafico 10). Ai minimi da luglio 2018 i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato

Infragiornaliero, pari a 1,9 TWh (-8,6% su settembre 2018), calo particolarmente evidente su MI1 (ai minimi da febbraio 2018, -260 MWh medi orari) (Figura 1 e Grafico 10).

Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera Svizzera, attraverso il meccanismo del market coupling, a settembre, ammontano in export complessivamente a 4,7 GWh su MI2 e 1,9 GWh su MI6 e rappresentano il 66% di quanto complessivamente trattato lungo la frontiera svizzera nel mercato MI lato domanda (-5 p.p. su agosto). Sporadiche le allocazioni in asta implicita in import, pari al 4% di quelle complessive sulla frontiera nel mercato lato vendita (-8 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

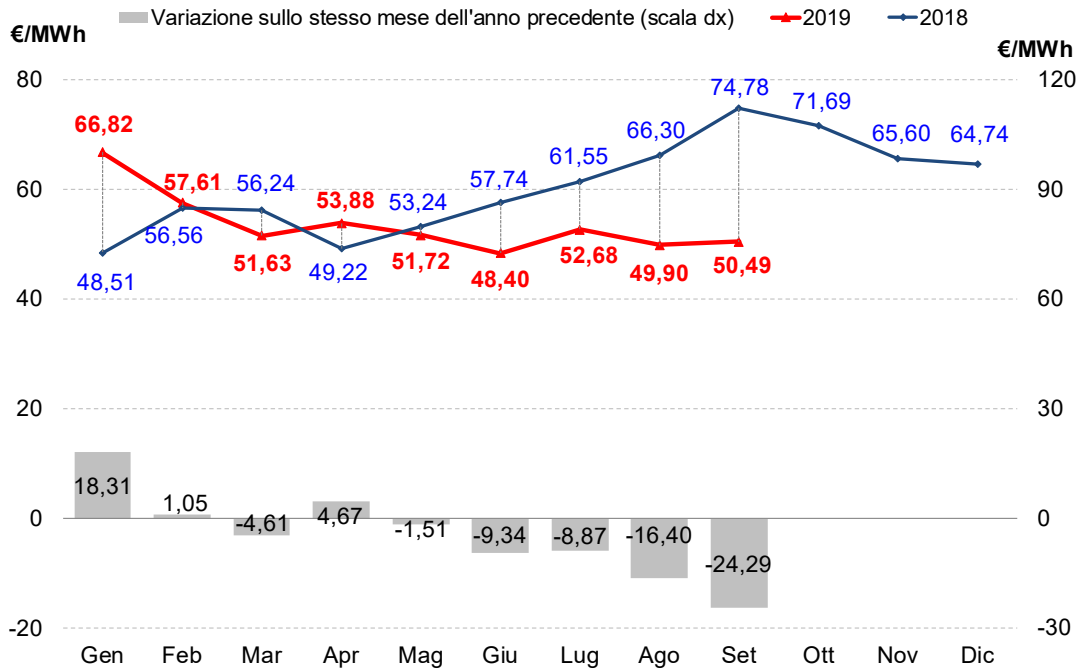
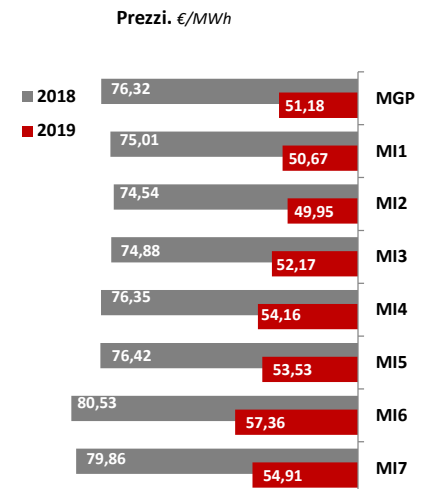


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

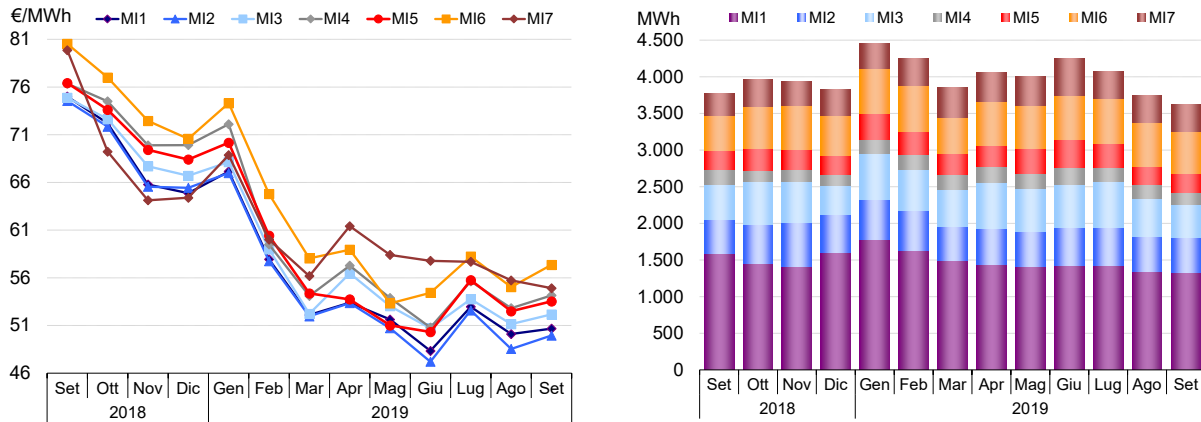
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2019	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	51,18	76,32	-32,9%	24.611.762	34.183	+1,5%
MI1 (1-24 h)	50,67 (-1,0%)	75,01	-32,4%	959.396	1.332	-16,4%
MI2 (1-24 h)	49,95 (-2,4%)	74,54	-33,0%	336.503	467	+3,4%
MI3 (5-24 h)	52,17 (-1,6%)	74,88	-30,3%	271.790	453	-7,6%
MI4 (9-24 h)	54,16 (-0,8%)	76,35	-29,1%	82.679	172	-13,4%
MI5 (13-24 h)	53,53 (-1,5%)	76,42	-29,9%	93.380	259	+3,1%
MI6 (17-24 h)	57,36 (-0,4%)	80,53	-28,8%	136.383	568	+16,3%
MI7 (21-24 h)	54,91 (-1,4%)	79,86	-31,2%	44.853	374	+23,5%



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

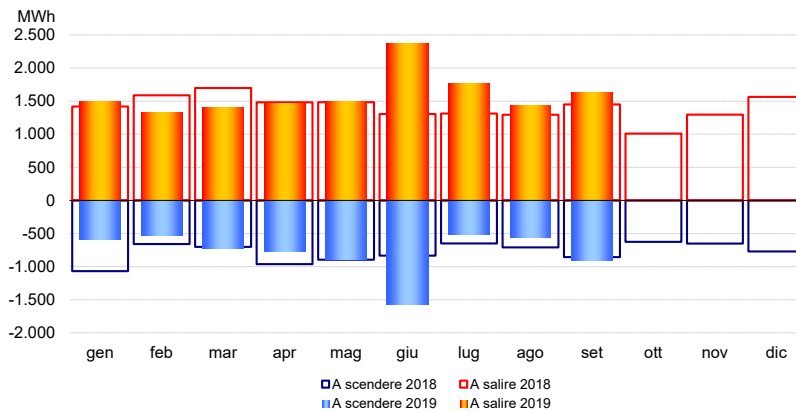


MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, si attestano a 1,2 TWh, in crescita annuale del 12,0%; in aumento anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,7 TWh (+6,0% sul 2018) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

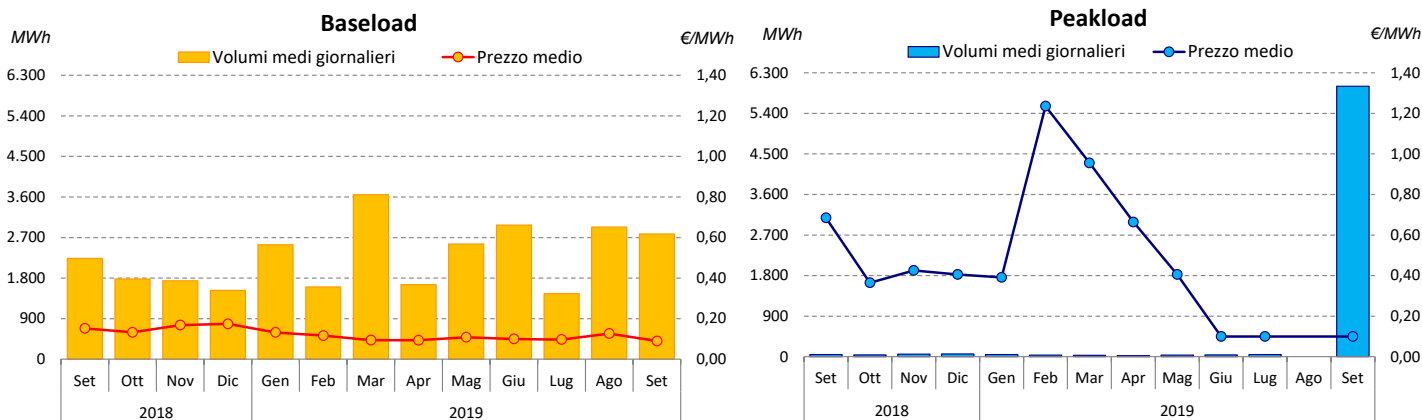
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 75 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per complessivi 89,4 GWh, concentrate sui prodotti giornalieri con profilo baseload il cui prezzo

medio si attesta a 0,09 €/MWh e i cui volumi risultano pari a 83 GWh. Si rileva inoltre un unico abbinamento con profilo peakload, per 6.000 MWh (massimo da oltre un anno) a 0,10 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	74	30/30	0,09	0,08	0,10	83.400	2.780
Peakload	1	1/21	0,10	0,10	0,10	6.000	6.000
Totale	75					89.400	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) non presenta alcuna negoziazione nel corso del mese di settembre, mostrando una posizione aperta complessiva di 963 GWh, in calo del 9,5%

su agosto 2019, in corrispondenza della chiusura del periodo di trading del mensile di Ottobre 2019 e del IV trimestre 2019 (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Settembre

Fonte: GME

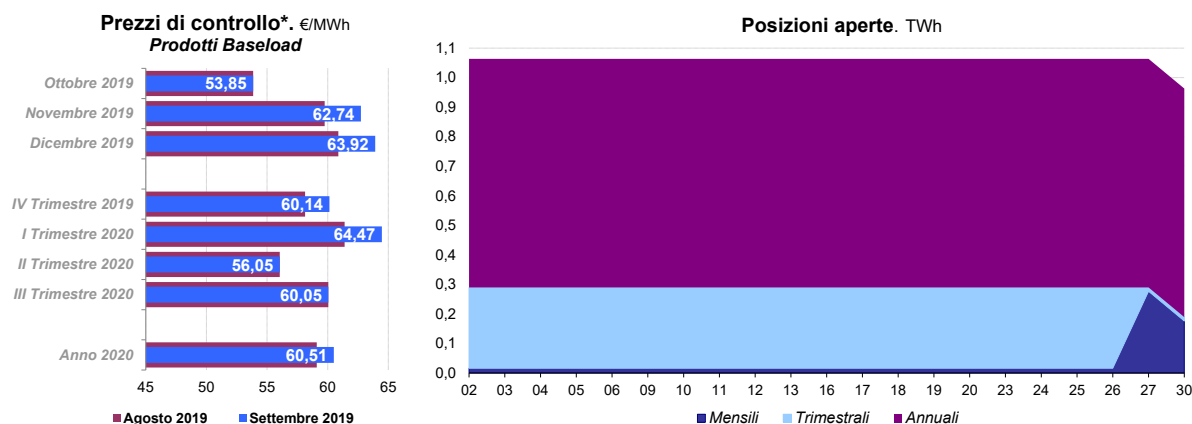
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2019	53,85	+0,0%	-	-	-	-	-	131	97.595
Novembre 2019	62,74	+5,0%	-	-	-	-	-	119	85.680
Dicembre 2019	63,92	+5,0%	-	-	-	-	-	114	84.816
Gennaio 2020	64,47	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	60,14	+3,4%	-	-	-	-	-	114	251.826
I Trimestre 2020	64,47	+5,0%	-	-	-	-	-	3	6.549
II Trimestre 2020	56,05	+0,0%	-	-	-	-	-	3	6.552
III Trimestre 2020	60,05	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	61,45	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	60,51	+2,4%	-	-	-	-	-	87	764.208
Totale									947.805
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2019	58,78	+0,0%	-	-	-	-	-	11	3.036
Novembre 2019	70,63	+5,0%	-	-	-	-	-	11	2.772
Dicembre 2019	70,78	+5,0%	-	-	-	-	-	11	2.904
Gennaio 2020	70,98	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	66,55	+3,4%	-	-	-	-	-	11	8.712
I Trimestre 2020	70,04	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	59,86	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	63,89	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	68,15	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	65,49	+0,5%	-	-	-	-	-	3	9.432
Totale									15.108
TOTALE									962.913

* 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)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a settembre 2019, ininterrottamente in calo annuale da ottobre 2018, si attestano a 25,7 TWh (-2,2%). Al terzo rialzo, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 14,4 TWh (+1,9%) (Tabella 8). Stabile sul livello di agosto il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta,

a 1,78 (-0,8 sul 2018) (Grafico 13). Quanto ai programmi registrati si confermano le dinamiche degli ultimi mesi, con le registrazioni nei conti in immissione in aumento (7,8 TWh, +6,8%) e i relativi sbilanciamenti a programma in calo (6,5 TWh, -3,3%), tendenze opposte a quanto osservato nei conti in prelievo (rispettivamente 11,1 TWh, -5,1%, e 3,2 TWh, +35,7%).

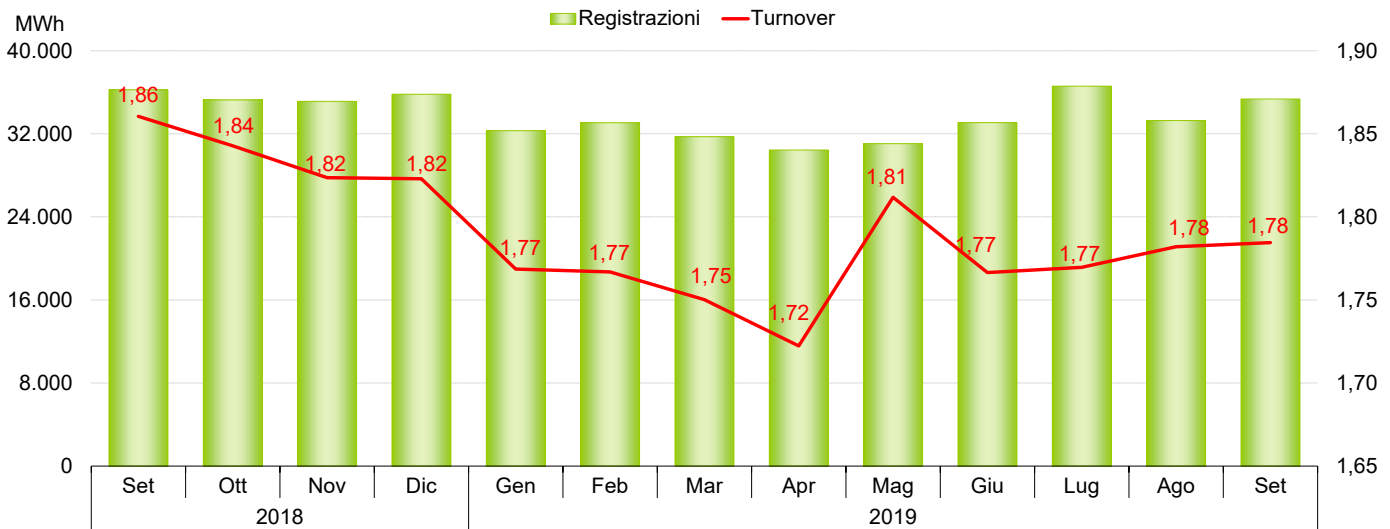
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.029.506	+0,0%	27,4%	Richiesti	10.067.347	+7,7%	100,0%	11.091.650	-5,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	84.736	-1,9%	0,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.256.894	-0,6%	52,2%	2.915	+942,9%	0,0%
<i>Peak</i>	134.857	-28,8%	0,5%	Rifiutati	2.226.551	+11,2%	22,1%	11.948	-78,3%	0,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.226.178	+11,2%	22,1%	303	100%	0,0%
Totale Standard	7.249.099	-0,7%	28,3%	Registrati	7.840.796	+6,8%	77,9%	11.079.702	-5,1%	99,9%
Totale Non standard	18.206.533	-3,1%	71,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.030.716	-7,8%	30,1%	2.612	+834,5%	0,0%
PCE bilaterali	25.455.632	-2,4%	99,2%	Sbilanciamenti a programma	6.538.666	-3,3%		3.299.759	+35,7%	
MTE	114.408	+17,1%	0,4%	Saldo programmi	229	100%		3.239.136	-25,2%	
MPEG	89.400	+67,3%	0,3%							
TOTALE PCE	25.659.440	-2,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.379.461	+1,9%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia segnano il sesto rialzo consecutivo su base annua (+3,4%), attestandosi sui livelli più alti degli ultimi otto anni per il mese in analisi. Dinamica analoga per i consumi del settore termoelettrico, anch'essi ai massimi dal 2012 (+5%), favoriti dalla fase ribassista del costo del gas che permane a settembre sui livelli più bassi di sempre. In crescita anche i consumi del settore civile (+4%), mentre arretrano del 6% quelli del settore industriale. Sul lato dell'offerta, l'incremento della domanda è stato assorbito soprattutto dalle maggiori importazioni tramite rigassificatore, che si confermano sui livelli elevati dei mesi precedenti (+81% su base annua); si riducono invece dell'8% i flussi in ingresso tramite gasdotto. Proseguono le attività di iniezione negli stoccaggi, in calo rispetto a settembre dello scorso anno (-9%), a fronte di una

giacenza a fine mese più alta del 4%. Su livelli poco significativi la produzione nazionale, mentre le esportazioni risultano in forte aumento.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati, in continua crescita tendenziale, si portano sopra i 6 TWh (+47%), confermando per il quarto mese consecutivo una quota sulla domanda totale ampiamente sopra il 12%. Cresce la liquidità dei mercati title, in particolare su MI-Gas (+1 TWh), unico in aumento anche sul mese precedente. Dimezzate, invece, rispetto allo scorso anno, ma in ripresa dal minimo storico del mese di agosto, le quotazioni a pronti (13 €/MWh sui primi due mercati title, in linea con le dinamiche al PSV, e 16 €/MWh su MGS). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si attestano a 180 mila MWh, concentrate sui prodotti mensili.

IL CONTESTO

Nell'ultimo mese dell'anno termico 2018/2019, i consumi di gas naturale in Italia, al sesto aumento tendenziale consecutivo, salgono a 4.715 milioni mc, portandosi sul livello più alto dal 2012 per il mese in analisi. Ai massimi degli ultimi otto anni anche i consumi del settore termoelettrico che, in un contesto caratterizzato da costi della materia prima ai minimi storici, si portano a 2.297 milioni di mc (+5%). In ripresa anche i consumi del settore civile, pari a 1.096 milioni di mc (+4%), mentre si riducono quelli del settore industriale (1.099 milioni di mc, -6%) riportandosi sui livelli del 2016. Significativo l'aumento delle esportazioni che, pur esigue, si spingono ai massimi degli ultimi dieci anni per il periodo in analisi (223 milioni di mc, +41%). Continua per tutto il mese di settembre l'attività di iniezione nei siti di stoccaggio, per un ammontare pari a 1.112 milioni di mc, in calo rispetto allo scorso anno (-9%).

Lato offerta, aumentano le importazioni di gas, pari a 5.474 milioni di mc (+2%), sostenute dai flussi tramite rigassificatore che salgono sui livelli massimi storici per il mese di settembre, in continuità con quanto registrato durante l'intero anno termico

appena concluso. In calo, invece, la produzione nazionale (352 milioni di mc, -15%).

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra flessioni su base annua in doppia cifra per le importazioni di gas naturale dal Nord Africa, in particolare a Mazara dove scendono ai minimi degli ultimi quattro anni per il periodo in analisi (-23%), e dal Nord Europa a Passo Gries (-27%); in controtendenza i flussi di gas dalla Russia, con Tarvisio in lieve ripresa a 2.544 milioni di mc (+4%). Relativamente ai tre terminali di rigassificazione, tutti in consistente aumento e tra i livelli più alti di sempre, in evidenza gli sviluppi tendenziali riportati a Panigaglia e Livorno (rispettivamente 234 e 223 milioni di mc), mentre Cavarzere si conferma il più attivo (685 milioni di mc).

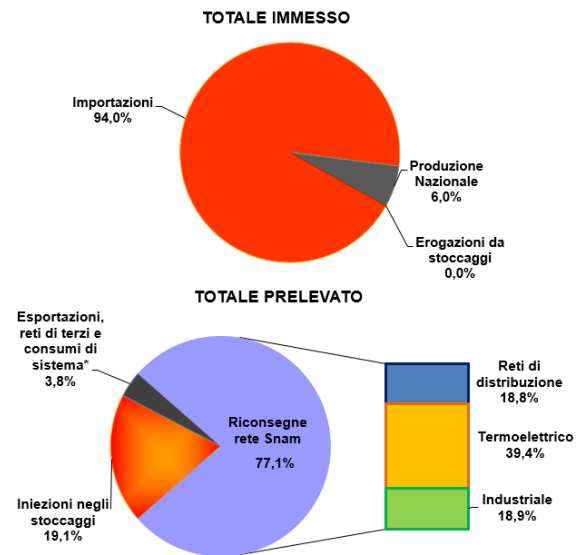
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.838 milioni di mc, in aumento del 4% rispetto allo stesso periodo del 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 96%, anch'esso in ripresa su base annua (+0,9 p.p.), a fronte inoltre di un incremento del 3% dello spazio disponibile.



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.474	57,9	+2,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	741	7,8	-23,3%
Tarvisio	2.544	26,9	+4,3%
Passo Gries	599	6,3	-26,8%
Gela	444	4,7	-12,8%
Gorizia	5	0,1	+6044,5%
Panigaglia (GNL)	234	2,5	+164,7%
Cavarzere (GNL)	685	7,2	+26,0%
Livorno (GNL)	223	2,4	-
Produzione Nazionale	352	3,7	-15,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.826	61,7	+0,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	4.491	47,5	+2,0%
Termoelettrico	1.099	11,6	-5,5%
Reti di distribuzione	2.297	24,3	+5,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	1.096	11,6	+3,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	223	2,4	+40,7%
TOTALE CONSUMATO	4.715	49,9	+3,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.112	12	-8,8%
TOTALE PRELEVATO	5.826	61,7	+0,8%

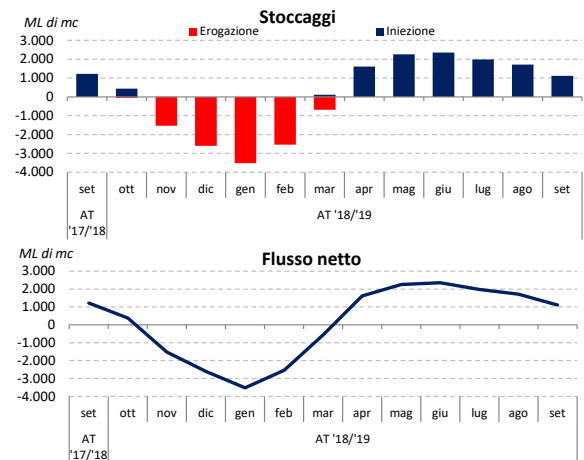
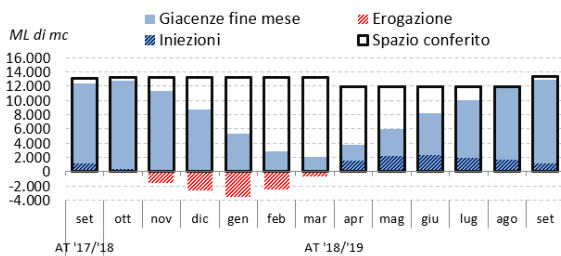


* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2019)	12.838	+3,7%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.112	-8,8%
Flusso netto	1.112	-8,8%
Spazio conferito	13.396	+2,7%
Giacenza/Spazio conferito	95,8%	+0,9 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) si conferma anche questo mese sui livelli tra i più bassi di sempre, pari a 12,95 €/MWh, in aumento dal minimo storico di agosto (+1,38 €/MWh, +12%), ma più che dimezzata rispetto al picco registrato a settembre 2018 (-16,64 €/MWh, -56%). Dinamiche ribassiste su entrambi gli orizzonti temporali per le

quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che tocca il minimo degli ultimi dieci anni, pari a 9,60 €/MWh, mostrando in particolare un più intenso ribasso tendenziale (-65%) ed un calo congiunturale del 5%. Pertanto, si allarga significativamente il differenziale tra le quotazioni olandese e italiana, portandosi poco sopra i 3 €/MWh (era 1,48 €/MWh ad agosto, 1,81 €/MWh a settembre 2018).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 6,1 TWh, al secondo calo consecutivo dal massimo storico registrato lo scorso luglio, ma in aumento del 47% rispetto a settembre 2018. A fronte di una domanda di gas naturale in crescita (+3%), il più intenso incremento tendenziale dei volumi di mercato spinge la quota sul totale consumato al 12,2%, guadagnando circa 4 p.p. rispetto allo scorso anno ed in linea con la media degli ultimi sei mesi.

La ripresa dei volumi risulta più intensa nei due mercati title ed in particolare, in termini assoluti, su MI-Gas i cui scambi, pari a 3,0 TWh, crescono di 1 TWh rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+54%), mantenendo una posizione dominante tra i mercati a pronti, con una quota del 49% sul totale negoziato. Le contrattazioni registrate su MI-Gas, unico in aumento anche su agosto, sono state sostenute principalmente dalla notevole performance degli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, pari a 1,7 TWh (+84%), che rappresentano il 56% del totale scambiato; meno intenso l'aumento delle movimentazioni del RdB (1,3 TWh, +27%), concentrato principalmente lato acquisto (0,9 TWh). Su MGP-Gas i volumi negoziati si attestano a 1,9 TWh (+77% su base annua) confermando,

per il terzo mese consecutivo, una quota di oltre il 30% tra i mercati a pronti. Le quantità scambiate su MGS, in crescita del 6% rispetto al 2018, si portano a 1,2 TWh, pressoché stabili rispetto al mese precedente. La ripresa tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stata favorita, anche a settembre, dagli scambi tra operatori che, ampiamente sopra i 300 GWh dallo scorso aprile, crescono del 51% su base annua, compensando la riduzione riportata dai volumi movimentati complessivamente da SRG (-6%). La maggior parte delle negoziazioni di SRG, sia lato acquisto (0,8 TWh) che lato vendita (0,3 TWh), sono state concluse per finalità di Neutralità ed Altro, per una quota pari complessivamente al 76%.

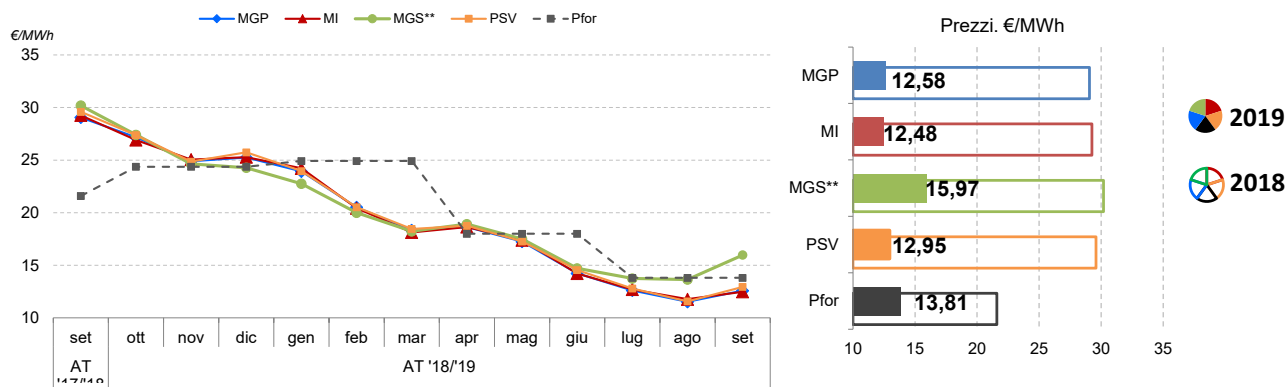
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti mostrano dinamiche analoghe a quelle registrate al PSV, tutte in rialzo dal minimo storico del mese precedente ed in flessione su base annua, su livelli anch'essi in linea con il riferimento italiano solo sui due mercati title (13 €/MWh); il prezzo su MGS, pari invece a 16 €/MWh, rincarando di oltre 2 €/MWh rispetto ad agosto, allarga il differenziale con i primi due mercati a 3,3 €/MWh, mai così alto dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento.

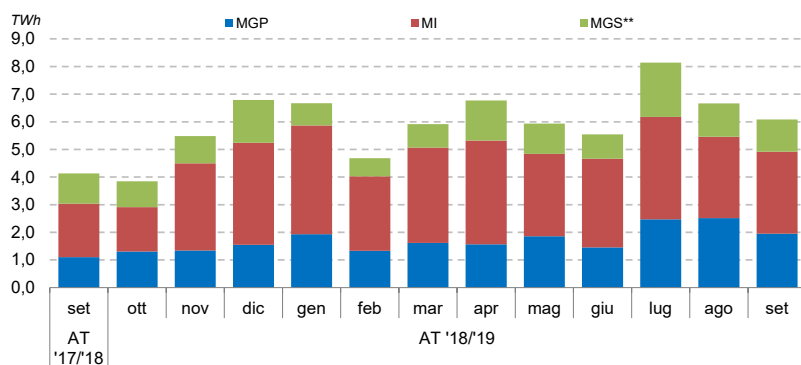
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

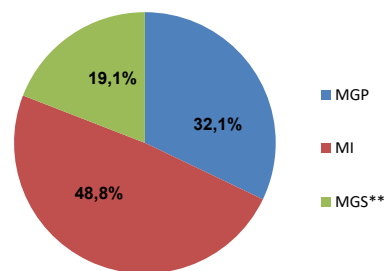
MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	12,58 (29,06)	10,00	14,60	1.953.360	(1.103.160)
MI	12,48 (29,26)	8,35	15,01	2.968.296	(1.933.416)
MGS**	15,97 (30,19)	13,54	17,60	1.161.603	(1.097.023)
Stogit	15,97 (30,19)	13,54	17,60	1.161.603	(1.097.023)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Struttura degli scambi



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

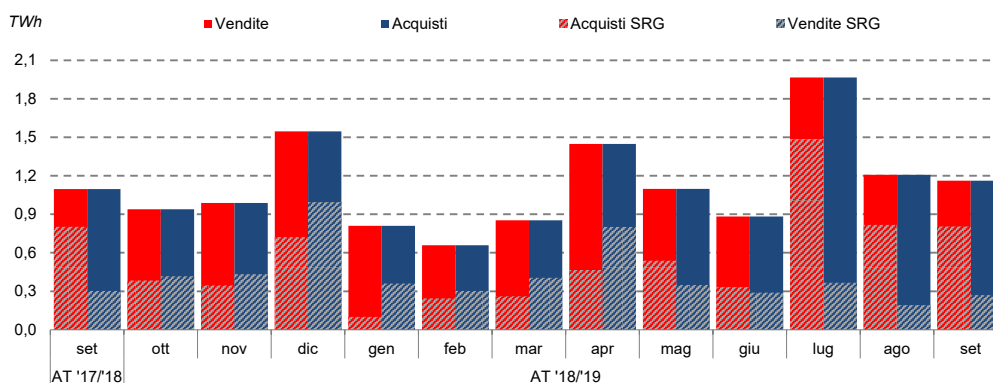
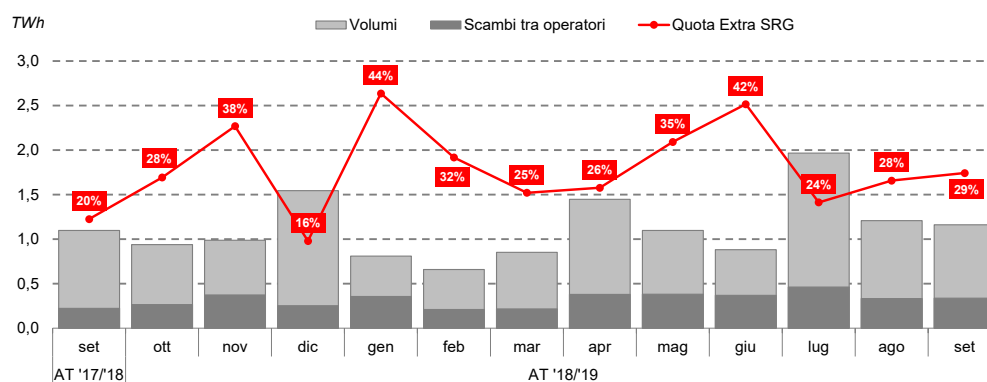
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Totale	1.161.603	(1.097.023)	1.161.603	(1.097.023)	-	(-)	-	(-)
SRG	805.037	(486.572)	271.586	(206.868)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	218.627	(196.021)	23.731	(206.868)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	586.409	(290.550)	247.854	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	356.566	(610.451)	890.017	(890.155)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a settembre gli scambi si attestano a 180 GWh, in calo rispetto al mese precedente (-85 GWh).

Le transazioni hanno interessato principalmente i prodotti mensili ed in particolare il prodotto M-2019-10; quest'ultimo chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo

pari a 15,42 €/MWh, unico in flessione rispetto all'ultimo riferimento di agosto (-3%), ed una posizione aperta pari a 129 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 225 GWh (erano 311 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziati risultano in rialzo.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %		
BoM-2019-09	12,45	12,70	14,10	10,8%	2	4.800	-	-	4.800	-	6.528	13.056
BoM-2019-10	-	-	15,56	-	-	-	-	-	-	-	4.200	126.000
M-2019-10	14,63	17,00	15,42	-2,6%	36	133.176	-	-	133.176	+26,1%	4.152	128.712
M-2019-11	18,60	19,35	18,70	2,2%	11	37.440	-	-	37.440	+173,7%	1.512	45.360
M-2019-12	21,25	21,50	21,25	14,0%	2	4.464	-	-	4.464	-	240	7.440
M-2020-01	-	-	21,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-04	-	-	17,70	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	216	19.872
Q-2020-01	-	-	20,55	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	288	26.208
Q-2020-02	-	-	19,15	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	216	19.656
Q-2020-03	-	-	17,38	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	19,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	21,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	20,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	18,05	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					51	179.880			179.880		6.672	224.664

*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

■ Le quotazioni del greggio e dei suoi prodotti derivati si attestano in rialzo, in concomitanza delle forti tensioni registrate in Medio Oriente. Il prezzo del carbone si conferma in aumento per il terzo mese consecutivo, e stabilmente sopra i 60 \$/MT nelle aspettative manifestate dai mercati futures per i mesi successivi. Andamento contrastato delle quotazioni del gas, tutte comunque

in netto calo su base annua con il PSV che, dopo aver toccato il minimo storico ad agosto, recupera tornando ai livelli di luglio, e il TTF che non ferma la sua discesa, attestandosi al minimo dal 2009. Dinamiche tendenziali analoghe anche per i prezzi delle elettricità, risultati su base mensile in lieve aumento in Italia e sui paesi disposti lungo la sua frontiera settentrionale.

A settembre la quotazione del petrolio, dopo i cali dei tre mesi precedenti, mostra un deciso rialzo rispetto ad agosto (+8%), attestandosi a 63,39 \$/bbl. L'aumento si è concentrato prevalentemente a metà mese per le forti tensioni registrate in Medio Oriente: in particolare il 16 settembre la quotazione del petrolio ha raggiunto i 69 \$/bbl, mostrando un aumento di circa il 15% rispetto ai giorni immediatamente precedenti e attestandosi ai massimi da maggio, salvo poi tornare a scendere nei giorni successivi. In aumento anche le quotazioni dei derivati del greggio: l'olio combustibile, dopo il deciso calo di agosto (-21%), si attesta a 328,26 \$/MT (+10%), mentre il gasolio mostra incrementi più moderati (581,46 \$/bbl, +5%). Sia il greggio che i suoi derivati confermano, comunque, anche in questo

mese, il trend ribassista rispetto ai corrispettivi valori del 2018: -14% per il gasolio e -20%/-24% per greggio ed olio combustibile. Il carbone europeo, invece, sale per il terzo mese consecutivo (59,25 \$/MT, +5%), interrompendo la discesa in atto da ottobre 2018 ma mantenendosi, comunque, ai minimi da luglio 2016 (-41% su base tendenziale).

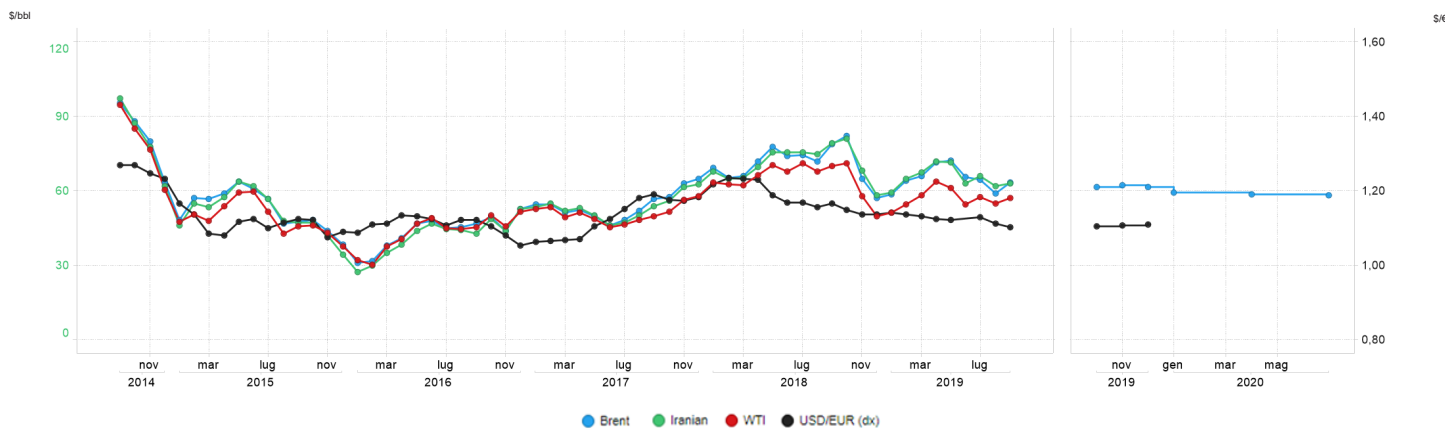
Non si osservano, infine, variazioni significative nelle dinamiche osservate sulle quotazioni delle commodities nella loro conversione in euro: l'ulteriore deprezzamento della valuta europea rispetto al dollaro (-1% rispetto ad agosto, -6% su base tendenziale) favorisce, infatti, un lieve aumento delle loro variazioni congiunturali e una attenuazione di quelle annuali.

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

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	63,39	8%	-20%	59,21	61,43	3%	62,29	6%	61,30	5%	58,43	3%
Olio Combustibile	USD/MT	328,26	10%	-24%	346,00	362,77	1%	359,32	0%	361,38		369,24	2%
Gasolio	USD/MT	581,46	5%	-14%	561,00	594,80	5%	591,50	5%	585,79	5%	566,98	3%
Carbone	USD/MT	59,25	5%	-41%	54,50	61,17	6%	61,75	5%	63,10	4%	67,39	4%

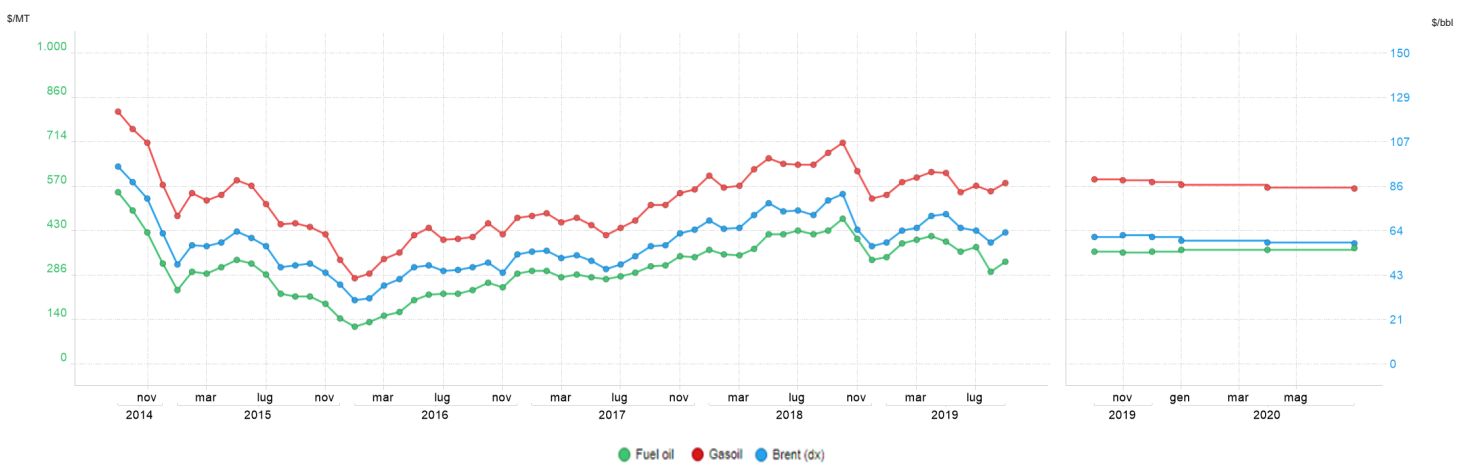
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	57,57	9%	-15%		55,68	-	56,33	-	55,32	-	51,78	-
Olio Combustibile	EUR/MT	298,15	11%	-19%		328,83	-	324,98	-	326,15	-	327,21	-
Gasolio	EUR/MT	528,11	6%	-9%		539,14	-	534,97	-	528,67	-	502,44	-
Carbone	EUR/MT	53,82	6%	-37%		55,45	-	55,85	-	56,95	-	59,72	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,10	-1%	-6%	1,10	1,10	-	1,11	-	1,11	-	1,13	-

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



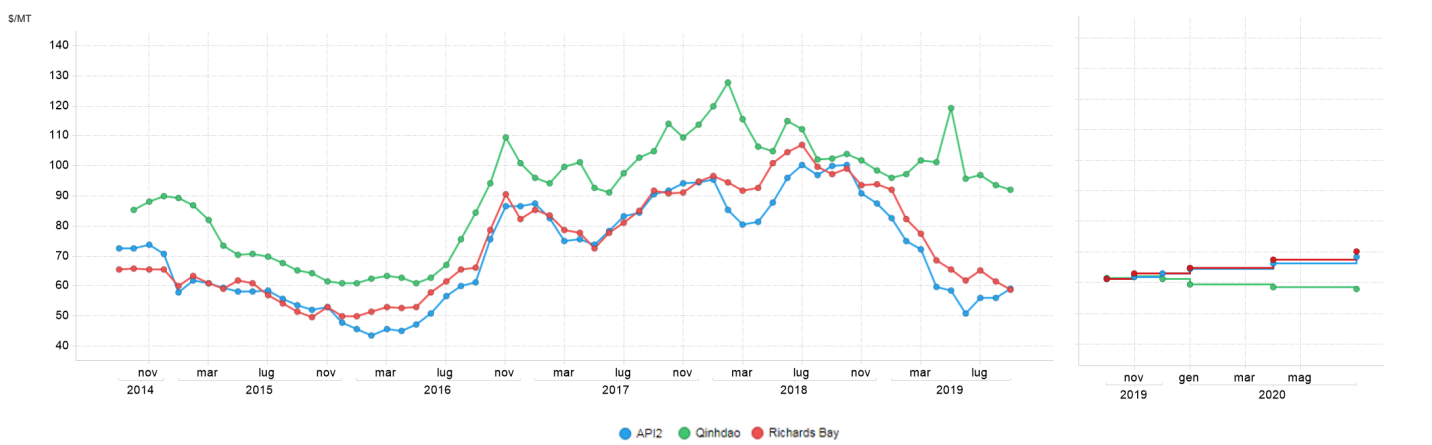
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

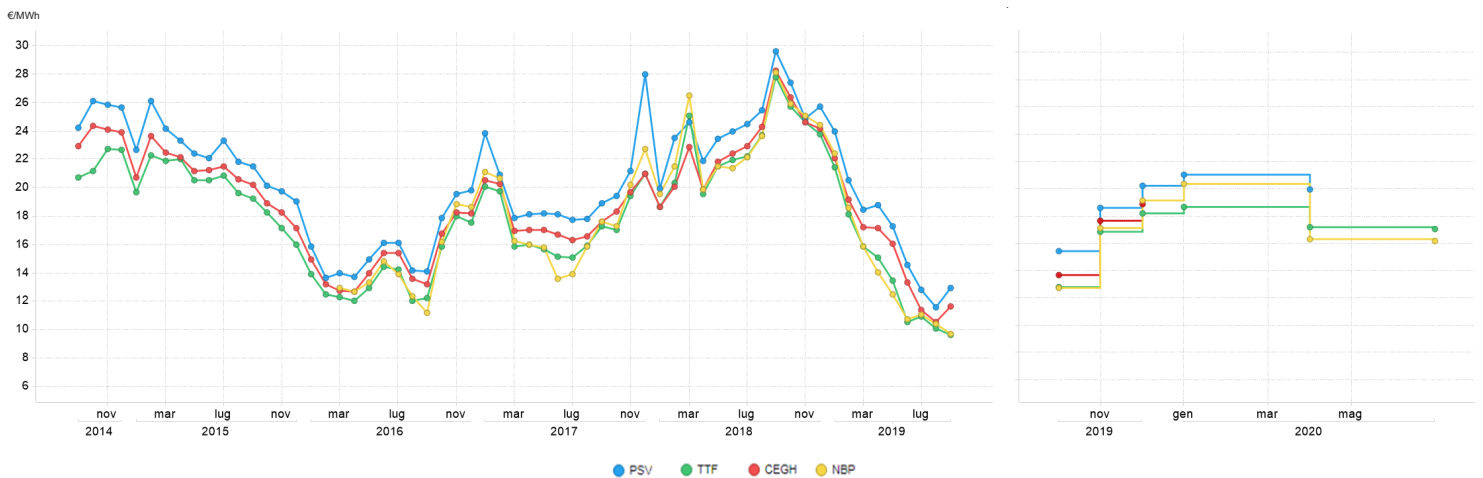
Per quel che attiene ai mercati del gas, la quotazione al PSV, dopo aver toccato il minimo storico nel mese di agosto (11,57 €/MWh), si attesta a 12,95 €/MWh (+12%), in linea con il valore di luglio ma, comunque, ai minimi da 10 anni; il rialzo si innesta in un deciso trend ribassista, iniziato a settembre 2018 e confermato da una variazione tendenziale che segnala, infatti, un valore più che dimezzato rispetto allo scorso anno

(-56%). Il calo mensile della quotazione al TTF (9,60 €/MWh, -5%), ai minimi da novembre 2009 e in forte diminuzione su base annuale (-65%), porta quindi lo spread PSV – TTF a 3,35 €/MWh (+1,87 €/MWh rispetto ad agosto). Andamento contrastato, invece, per le quotazioni a termine: in ribasso per ottobre (-3%), ma in aumento per novembre (+1%/+2%) e per il prodotto annuale 2020 (+2%/+3%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

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	12,95	12%	-56%	12,02	15,42	-3%	18,62	1%	20,22		20,09	2%
TTF	NL	9,60	-5%	-65%	9,90	12,81	-3%	16,83	2%	18,17		17,87	3%
CEGH	AT	11,67	11%	-59%	11,50	13,67	-1%	17,64	2%	18,86			
NBP	UK	9,67	-7%	-66%	10,43	12,73	-2%	17,12	3%	19,12			



Risultano sostanzialmente in linea con gli andamenti registrati sui combustibili di riferimento i prezzi delle principali borse elettriche europee, tutti in forte riduzione annuale (-31%/-43%) per il quarto mese consecutivo.

Meno omogenei, invece, i movimenti osservati su base congiunturale, che evidenziano aumenti per l'Italia (51,18 €/MWh, +3%) e per i paesi con essa confinanti, attestati tra i

35,54 €/MWh della Francia (+6%) e i 38,04 €/MWh dell'Austria (+1%). In calo, invece, la Germania (35,75 €/MWh, -3%), l'area Scandinava (32,92 €/MWh, -9%) e la Spagna (42,11 €/MWh, -6%). Lo scenario disegnato dai mercati a termine evidenzia un progressivo annullamento dello spread tra Italia e Francia a partire da novembre, con aspettative di prezzo attorno ai 60/62 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

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	51,18	3%	-33%	51,80	53,85	-2%	60,75	-4%	62,62	3%	59,23	-2%
FRANCIA	35,54	6%	-43%	37,97	46,03	1%	59,59	4%	62,10		51,52	1%
GERMANIA	35,75	-3%	-35%	38,63	41,48	-2%	48,76	1%	46,95		48,81	0%
AREA SCANDINAVA	32,92	-9%	-31%	34,70	34,75	-4%	37,98	-2%	40,11		35,06	-1%
SPAGNA	42,11	-6%	-41%	44,85	48,61	-4%	58,64	1%	59,89		56,05	0%
AUSTRIA	38,04	1%										
SVIZZERA	37,43	10%	-39%									

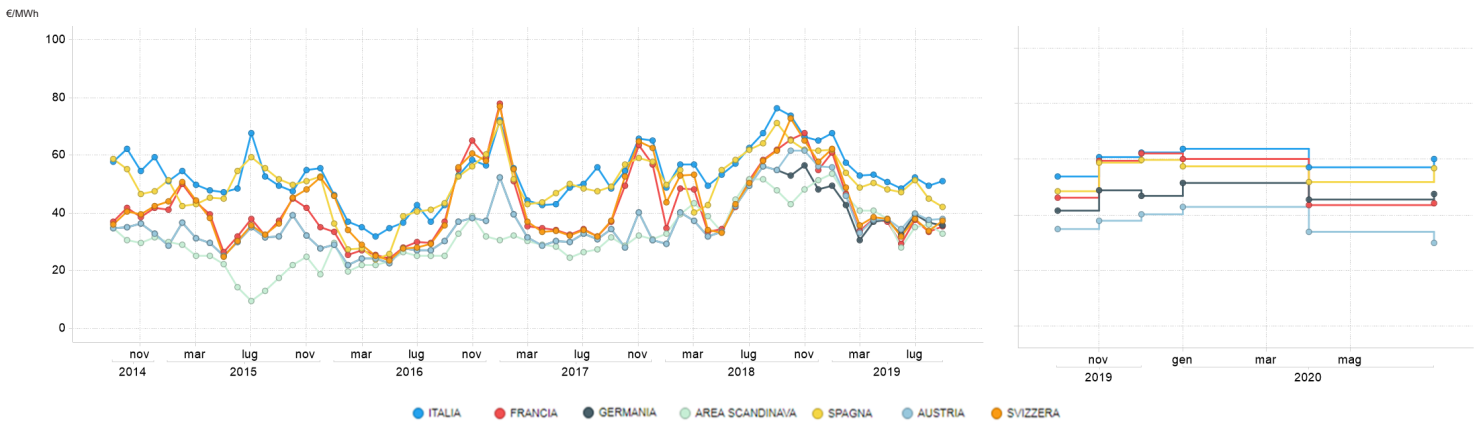
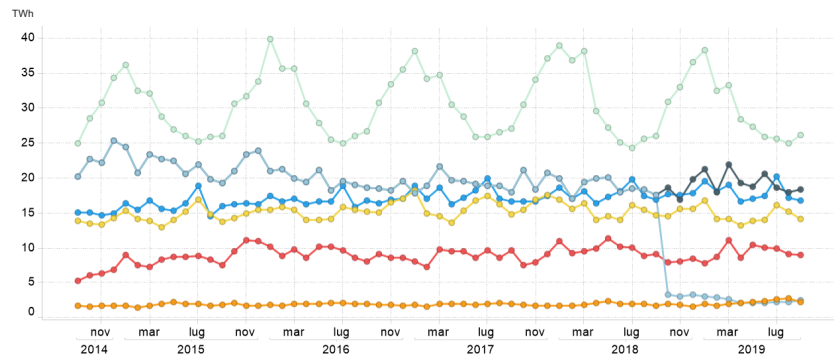


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,8	1%	-2%
FRANCIA	9,0	2%	-2%
GERMANIA	18,4	5%	3%
AREA SCANDINAVA	26,2	8%	-1%
SPAGNA	14,2	-4%	-5%
AUSTRIA	2,6	18%	
SVIZZERA	2,3	-16%	26%



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

● ITALIA ● FRANCIA ● GERMANIA ● AREA SCANDINAVA ● SPAGNA ● AUSTRIA ● SVIZZERA

In relazione ai volumi scambiati su base spot sulle principali borse europee, si rileva un generale calo rispetto allo scorso anno, in particolare per la Spagna (14,2 TWh, -5%). Meno intense e comprese tra -1% e -2%

le diminuzioni relative all'area Scandinava (26,2 TWh), all'Italia (16,8 TWh) e alla Francia (9,0 TWh), mentre appare in controtendenza il dato per la Germania (18,4 TWh, +3%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio, stabile a 260 €/tep, si conferma superiore al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, per contro, ripiega a 241 €/tep.

La ripresa a pieno regime delle sessioni settimanali favorisce, rispetto ad agosto, l'incremento dei volumi scambiati che risultano, tuttavia, in consistente flessione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, a fronte di un incremento dei titoli disponibili (+8% a fine settembre).

La liquidità del mercato si attesta poco sopra il 48%, in aumento di circa 12 p.p. rispetto ad agosto. Sul mercato

organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) a settembre il prezzo medio rafforza il trend discendente e si porta a 0,33 €/MWh, inferiore alla quotazione delle transazioni bilaterali (-0,24 €/MWh). Più che raddoppiati i volumi scambiati sul mercato (233 GWh), con la liquidità che scende dai livelli elevati dei due mesi precedenti portandosi al 15%, in presenza di un più intenso incremento della contrattazione bilaterale.

Nella sessione d'asta del GSE sono stati assegnati 7,6 TWh ad un prezzo medio di 0,78 €/MWh, in aumento di 0,17 €/MWh rispetto alla precedente seduta di giugno.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato, stabile a 260 €/tep da oltre un anno, continua mostrarsi superiore sia alla stima del contributo tariffario che al corrispondente riferimento delle contrattazioni bilaterali che, invece, si riduce del 5% rispetto al livello molto elevato di agosto (241 €/tep). Tuttavia la differenza tra il riferimento di mercato e quello bilaterale si riduce a soli 4 €/tep (in linea con il mese precedente) considerando le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sale al 94% dei volumi complessivi bilaterali. Aumenta significativamente al 22% anche la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel sempre più ristretto intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (259,76-260,13 €/tep), guadagnando circa 20

p.p. rispetto al mese precedente. Nelle quattro sessioni di settembre i volumi negoziati su MTEE salgono a 309 mila tep, in aumento rispetto alle due sedute di agosto, ma in consistente calo rispetto a settembre 2018; la liquidità si attesta a 48%, riducendosi di circa 12 p.p. sul mese precedente. Risultano in crescita sia congiunturale che tendenziale (+66%), invece, le contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, pari a 334 mila tep, ai massimi da inizio 2019 se si esclude il picco di maggio.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 59.666.826 tep, in aumento di 587.023 tep rispetto a fine agosto; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 2.814.608 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	260,03	-0,0%	259,76	260,13	309.170	+471,9%	80,39	+471,8%	32.136	+761,1%	10,4%	+3,5 p.p.	2	+0
Bilaterali	240,97	-5,1%	0,00	261,35	334.196	+253,8%	80,53	+235,8%						
con prezzo >1	255,59	-0,4%	100,00	261,35	315.079	+237,0%	80,53	+235,8%						
Totale	250,13	-2,3%	0,00	261,35	643.366	+333,2%	160,92	+323,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

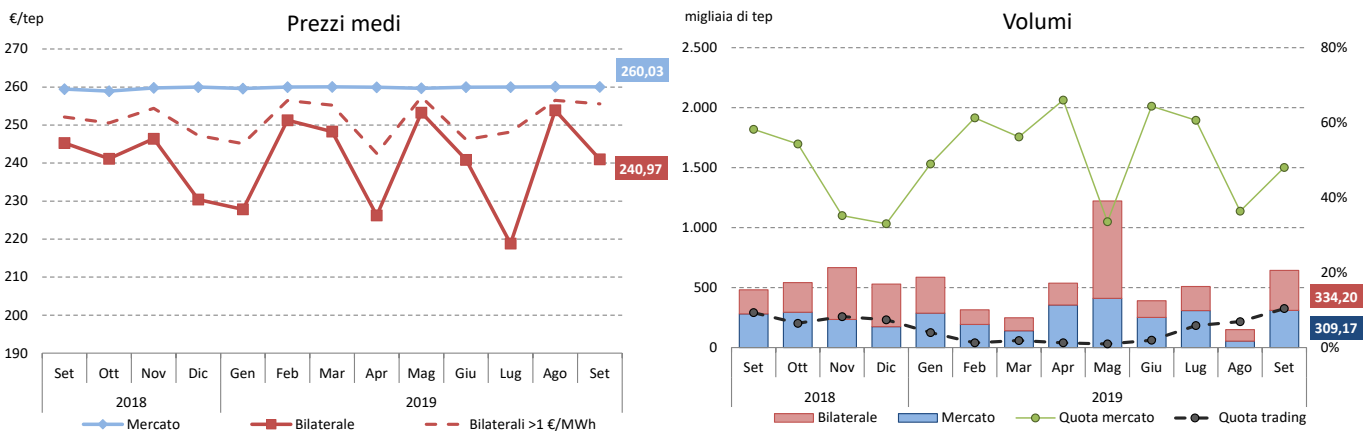


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250 €/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep
15	260,00	922.160	96.169	231,3	29.002	250,00	2.814.608	59.666.826

*Tale valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA all'art. 4.1 della delibera 487/2018/R/EFR. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

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

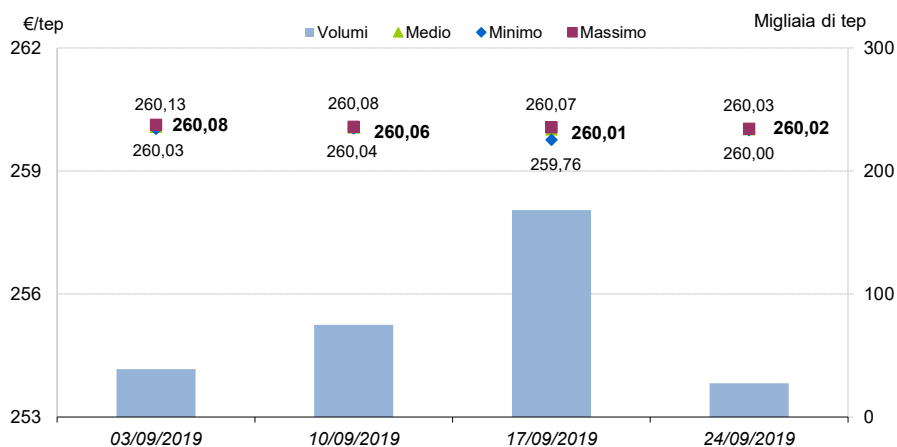
() tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

L'analisi delle singole sedute mensili, che in termini di prezzo conferma la stabilità delle quotazioni a 260 €/tep e una limitata variabilità anche infra-giornaliera, mostra una concentrazione degli scambi nella sessione del 17 settembre,

immediatamente successiva ad un considerevole rilascio di titoli. I volumi scambiati in tale seduta ammontano a 168 mila tep, massimo degli ultimi dodici mesi, con una media per singola transazione tra i livelli più alti di sempre (695 titoli).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A settembre il prezzo medio su MGO, indipendentemente dalla tipologia, prosegue il trend ribassista degli ultimi mesi e scende a 0,33 €/MWh (-7% rispetto al periodo precedente), inferiore di 0,24 €/MWh alla quotazione registrata nella piattaforma bilaterale, risultata pressochè stabile su agosto (0,57 €/MWh). Dinamiche ribassiste per tutte le tipologie scambiate ad eccezione della categoria Eolico che continua a mostrare quotazioni in crescita su PBGO (0,65 €/MWh, +0,24 €/MWh).

In controtendenza il prezzo medio di assegnazione registrato

nell'asta del GSE che sale a 0,78 €/MWh rispetto all'ultima seduta di giugno (+0,24 €/MWh), con la quotazione della categoria Solare che si mantiene a ridosso di 1 €/MWh.

In termini di volumi, continuano i segnali di crescita su MGO, con gli scambi (233 mila MWh) più che raddoppiati rispetto ad agosto ed in ripresa anche su base annua (+6%). La liquidità del mercato, tuttavia, al secondo calo consecutivo dal massimo dello scorso luglio (36%), si riporta al 15%, a fronte di un consistente incremento dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a 1,3 TWh (+193%).

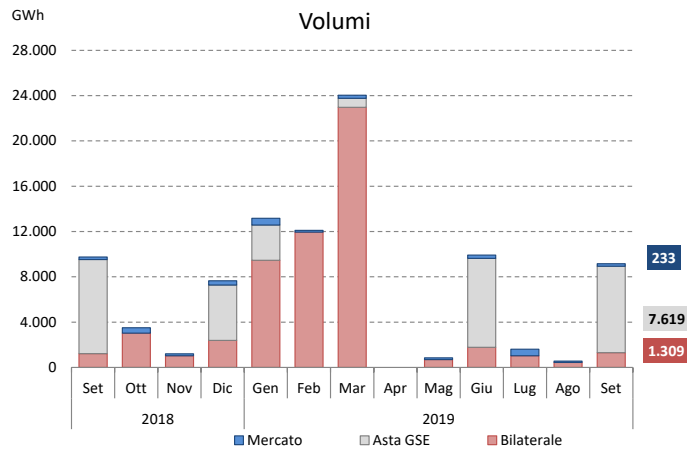
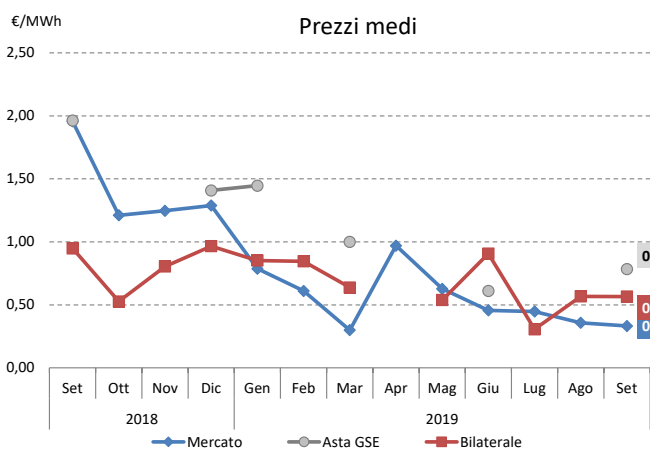
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,33	-7,1%	0,29	0,55	233.480	+121,5%	77.530	+105,8%
Bilaterali	0,57	-0,3%	0,00	1,30	1.309.434	+193,0%	741.026	+192,2%
con prezzo >0	0,60	+5,9%	0,01	1,30	1.232.472	+175,8%	741.026	+192,2%
Totale	0,53	+0,6%	0,00	1,30	1.542.914	+179,4%	818.556	+181,0%
Asta GSE	0,78	-	0,51	1,02	7.619.084	-	5.973.443	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



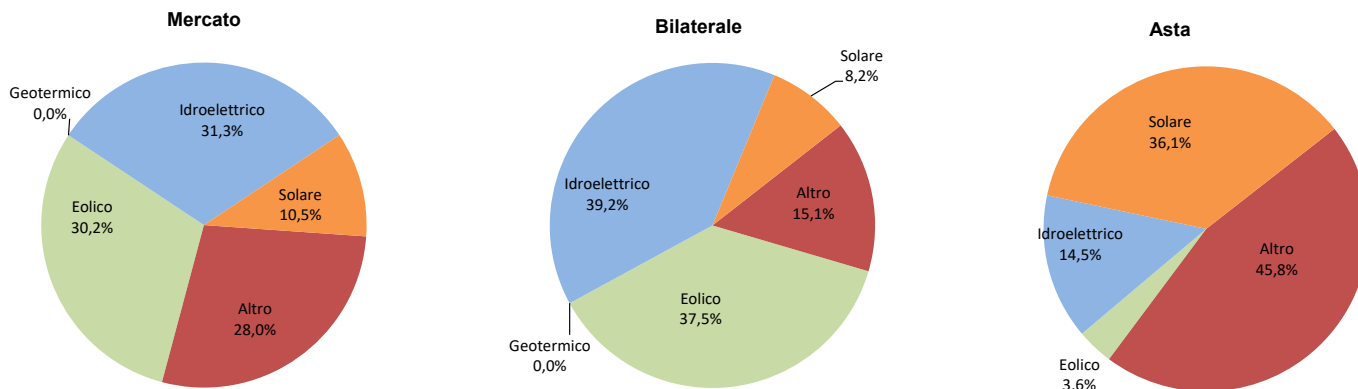
La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. Si riduce la concentrazione per le tipologie scambiate sul mercato, dove le tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico

e Altro) presentano ognuna una quota intorno al 30% e quella Solare sotto l'11%.

La categoria Eolico registra un apprezzabile incremento anche sulla piattaforma bilaterale, mentre risulta residuale nelle aste GSE.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2019

Fonte: dati GME



THE WINTER IS COMING E MANCA L'ACCORDO SUL TRANSITO GAS FRA RUSSIA E UCRAINA

Di Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

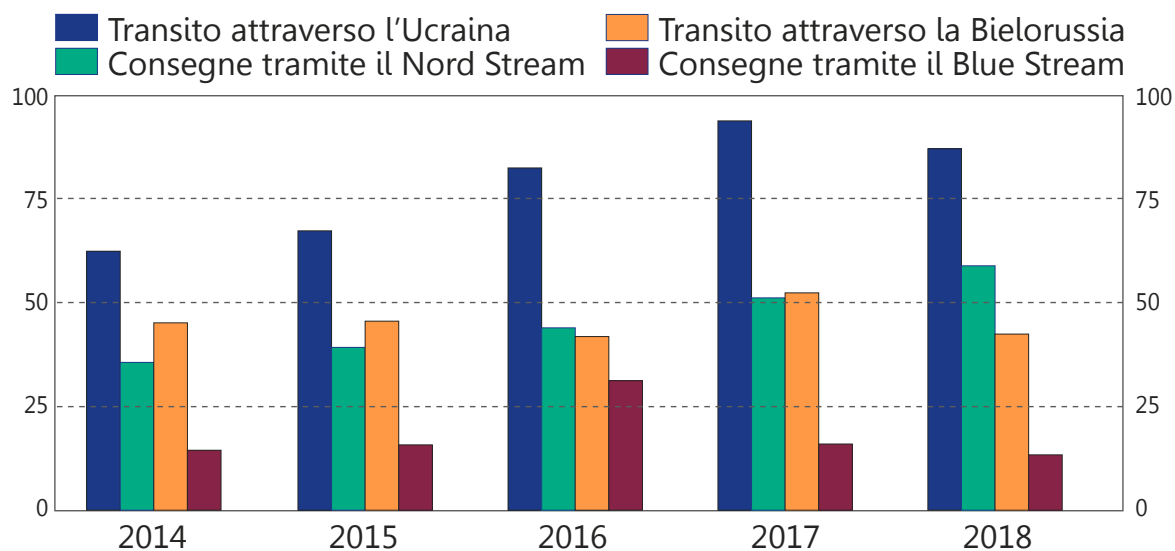
Gli interessi in gioco

Tuttavia, tornando ad oggi, nonostante un contesto così difficile e complicato, permangono forti interessi economici che legano indissolubilmente una parte all'altra. Per la Russia, l'Ucraina rappresenta attualmente, il più importante paese di transito del gas: nel 2018 oltre il 40% (circa 87 mld mc) del metano russo esportato è passato attraverso l'ex repubblica

sovietica; quantitativi simili sono previsti anche per l'anno in corso⁵. Bypassare l'Ucraina attraverso rotte alternative, per quanto nei piani di Gazprom, non è una soluzione al momento percorribile, dato che i gasdotti a Nord (il Nord Stream 2 con capacità di 55 mld mc) e a Sud (il Turkish Stream con capacità 15,75 mld mc) non sono stati ancora ultimati.

Flussi del gas russo attraverso le principali rotte energetiche (mld mc)

Fonte: elaborazioni Rie su dati Bloomberg



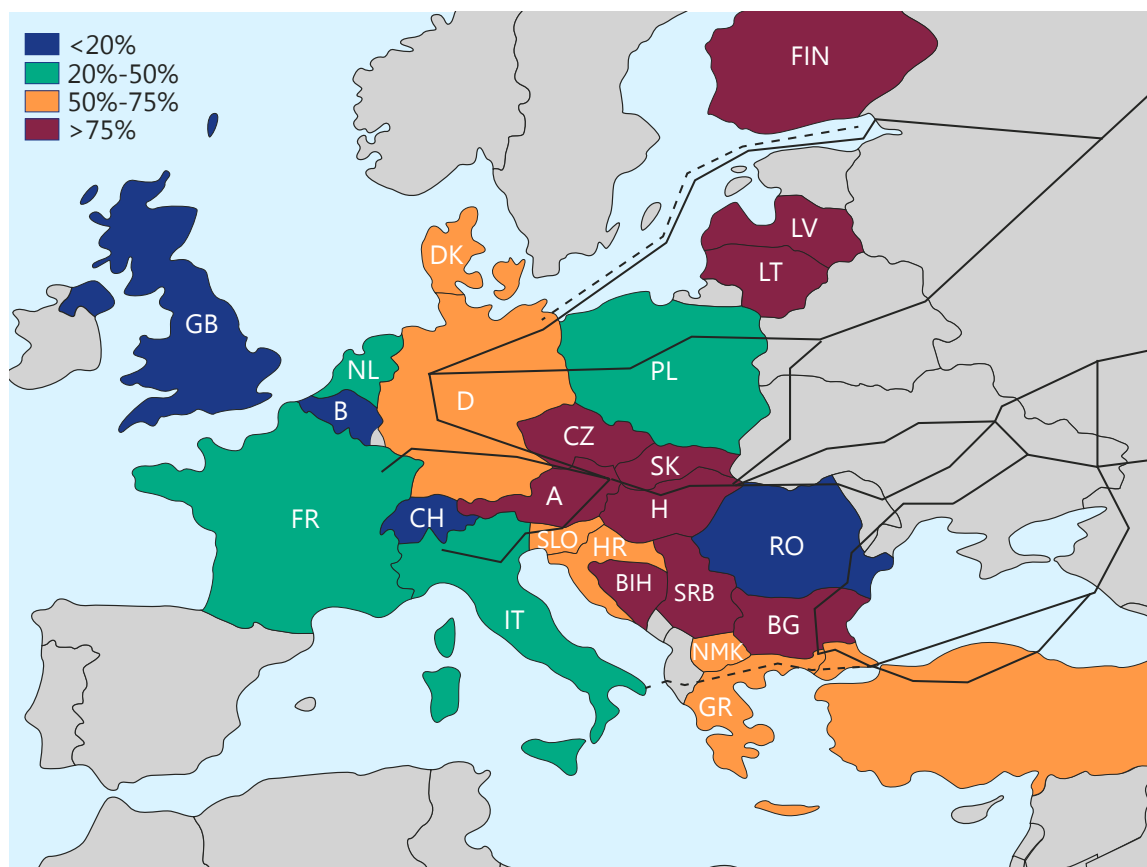
Per l'Ucraina sarebbe economicamente molto svantaggioso fare a meno del transito del gas russo, dal momento che gli introiti garantiscono il 3% del PIL e il 4,5% di tutte le esportazioni del paese⁶. Inoltre, un ammanco di questi ricavi sarebbe particolarmente gravoso, specie nell'attuale frangente di ristrutturazione del sistema nazionale di trasporto del gas naturale che ha richiesto un impegno economico rilevante.

Per l'Europa, principale destinazione del gas russo, un eventuale blocco delle forniture potrebbe avere delle conseguenze per nulla marginali. Secondo gli ultimi dati

rilasciati da Gazprom, cumulativamente nel 2018 il Vecchio Continente (con l'esclusione dei paesi che prima facevano parte dell'ex Unione Sovietica) ha acquistato dal colosso russo 200,8 mld mc (+4% rispetto al 2017), pari a circa il 43% del suo consumo di gas, di cui, come già rilevato, circa 87 passati attraverso i gasdotti ucraini. A farne le spese sarebbero soprattutto quei paesi (vedi mappa) che dipendono quasi totalmente dal gas russo via Ucraina (per es. Bulgaria, Serbia, Bosnia ed Erzegovina) e per cui una diversificazione dell'offerta, almeno nel breve periodo, sarebbe alquanto difficile.

(continua)

Dipendenza energetica dalla Russia dei paesi europei



Fonte: Gazprom⁷ (per importazioni) e BP Statistical Review 2019 (per consumi)

Le condizioni per l'accordo

Semberebbero, quindi, verosimili i presupposti per una convergenza di interessi tra le parti. Secondo quanto rilasciato da Sefcovic, nell'ultimo trilaterale, dei passi in avanti in questa direzione sarebbero stati compiuti: sia Mosca che Kiev hanno convenuto sulla necessità di basare il futuro contratto sul diritto e sulle regole comunitarie. In particolare, l'Ucraina ha già intrapreso un percorso di conformità delle norme nazionali al quadro giuridico UE – comprese le regole dettate dal Terzo pacchetto energia – attuando, a partire dal 2015, un profondo processo di ristrutturazione del sistema nazionale per il trasporto del gas naturale. Il 19 settembre

scorso è stata inoltre approvata dal Governo un'ulteriore risoluzione sull'unbundling di Naftogaz, che prevede, da un lato, lo scorporo dei gasdotti dalla compagnia di Stato e, dall'altro, l'istituzione di LLC, nuovo gestore indipendente della rete (TSO). Due prerequisiti richiesti dall'UE in vista del nuovo contratto con la Russia. Per poter ritenere concluso il processo, però, il nuovo TSO dovrebbe essere certificato come indipendente dalla Commissione Europea entro il 1 gennaio 2020, data ritenuta da Gazprom troppo ravvicinata per un processo che, al contrario, potrebbe richiedere anche dei mesi.

(continua)

Tuttavia, nonostante l'ottimismo del rappresentante UE, la situazione rimane difficile e delicata e su alcuni punti importanti – volumi, tariffe, durata – le posizioni non potrebbero essere più diverse.

Volumi: se Kiev punta a preservare almeno i volumi di gas attuali transitanti per i suoi tubi (80-90 mld mc), Mosca tenta di ridurre il più possibile il flusso garantito (10-15 mld mc⁸) o al massimo accettarne un aumento solo in caso di picco della domanda (fino a 30 mld mc). Tocca all'UE mediare fra queste posizioni: fissare un quantitativo minimo (circa 40-60 mld mc) che, da un lato, renda economicamente sostenibile il passaggio nella rete di gasdotti ucraina e, dall'altro si possa avvicinare ai desiderata di Gazprom⁹, almeno fino a quando non verranno realizzate eventuali rotte alternative.

Tariffe: puntare al rialzo degli oneri di transito e massimizzarne il guadagno è l'ovvio obiettivo dell'Ucraina che poco si sposa con gli interessi della Russia, ma anche dell'Europa, in quanto l'aumento si riverserebbe sui prezzi di acquisto dei paesi importatori. Anche su questo punto, sarà complicato mediare su posizioni così contrapposte. Al momento, l'unica informazione di cui si dispone è un comunicato di Naftogaz che calcola le tariffe per il transito del gas russo all'Europa, per i prossimi cinque anni (2020-2024) – da notare la tempistica – in 3,21 doll/1000 mc per 100 km nel caso di una capacità di transito di 60 mld mc all'anno, ridotta a 2,56 nel caso di capacità prenotata pari a 90 mld mc (rispetto a 2,61 doll pagati quest'anno)¹⁰.

Durata: un nuovo contratto decennale, sicuramente, garantirebbe per parte europea maggiore stabilità e sicurezza nelle forniture, mentre per parte ucraina sarebbe un minimo lasso temporale per predisporre un piano di investimenti, indispensabile per ammodernare una rete ormai vecchia e obsoleta¹¹. Tuttavia, difficilmente la Russia accetterà un impegno così vincolante e per un periodo di tempo così esteso, dal momento, che, nel giro di qualche anno, potrebbero essere disponibili le rotte alternative su cui sta investendo.

A questi nodi, si aggiunge un ulteriore elemento di attrito fra i due stakeholder: la decisione della Corte Arbitrale di Stoccolma, a cui la parte russa non vuole attenersi. Iniziati nel 2014, tali arbitrati si sono conclusi a inizio 2018, con l'attribuzione all'ucraina Naftogaz del diritto a una compensazione di 2,6 miliardi di dollari da parte di Gazprom per gli obblighi di transito in capo all'azienda energetica russa.

Gli scenari possibili

In vista del 31 dicembre, quindi, quali scenari si profilano? Ragioni politiche, interessi economici, ingerenze esterne (in primis Stati Uniti), evoluzione della domanda di gas in Europa, timeline del Nord Stream 2 e del Turkish Stream, sono solo alcune delle variabili che combinate potrebbero determinare esiti diversi. Tuttavia, tra le diverse possibilità, si possono

individuare tre principali scenari:

- 1) Firma dell'accordo e mantenimento dello status quo.
- 2) Nessun accordo e cessazione del transito di gas russo dall'Ucraina.
- 3) Scenario intermedio con un accordo di breve periodo.

Lo scenario n. 1, il più ottimista sarebbe auspicato da Ucraina ed Europa, ma sicuramente il meno vantaggioso per la Russia. Presupporrebbe la firma di un nuovo accordo per un periodo di dieci anni o anche più lungo, per un volume di transito minimo di 60 mld mc, con la possibilità di incrementarlo di ulteriori 30, per consegne spot, da parte di Gazprom e anche di altri shippers. Il tutto all'interno di un quadro giuridico europeo a garanzia della continuità e rispetto dell'accordo. In questo modo, la sicurezza energetica dell'Unione non subirebbe contraccolpi, il passaggio di gas dall'Ucraina sarebbe economicamente sostenibile e, in un ritrovato clima di distensione, Kiev potrebbe riprendere le importazioni di gas russo per il consumo domestico, dopo che queste ultime sono state sospese a novembre 2015, per le consuete dispute su prezzi e su altre condizioni contrattuali. In questo modo, l'Ucraina potrebbe contare sul gas russo ad un prezzo meno oneroso (circa il 30% in meno), rispetto all'acquisto di gas con direzione di provenienza inversa (ma sempre di origine russa) fornito dai mercati europei di Polonia, Ungheria e Slovacchia. Questo tipo di accordo consentirebbe sicuramente alla Russia di far transitare dall'Ucraina e verso l'Europa il 40% delle proprie forniture, ma si tratterebbe di un risultato troppo poco soddisfacente per i piani strategici di Mosca, ragione principale che rende questo scenario poco probabile. La Russia, infatti, non rinuncerebbe così facilmente alla posizione di vantaggio competitivo di cui gode, non minimizzerebbe, nei confronti dei partner internazionali, il suo ruolo di potenza regionale e soprattutto non si vincolerebbe in maniera così stringente sapendo di poter contare su infrastrutture di trasporto alternative.

Lo scenario n. 2 è quello più pessimista e dagli effetti negativi più evidenti. L'Unione Europea non riuscirebbe a mediare tra le due parti e i prossimi incontri si risolverebbero con un nulla di fatto. Dal 1° gennaio 2020, non esisterebbe più alcun accordo di transito fra i due paesi e il passaggio di gas russo dall'Ucraina cesserebbe. Ma con quali conseguenze? Paesi come Bulgaria, Serbia, e Bosnia ed Erzegovina vedrebbero azzerarsi le importazioni dalla Russia, dal momento che tutto il gas importato passa per i tubi ucraini, mentre Romania, Grecia e Croazia si vedrebbero decurtati di una buona parte di gas russo ad essi destinato. Anche i paesi più lontani, come la Danimarca, la Polonia e la stessa Italia, conoscerebbero problemi di approvvigionamento che se prolungati nel tempo, renderebbero la situazione critica: verrebbero intaccati

massicciamente gli stoccaggi, essendo in piena stagione invernale; non sarebbe facile e immediato accrescere i flussi da altri paesi; ci sarebbe un impatto rialzista sui costi di importazione¹². Inoltre, ogni tipo di rapporto politico-economico fra Mosca e Kiev si deteriorerebbe del tutto. Anche questo scenario, così come nel primo, sembrerebbe, per ovvie ragioni, poco probabile ma non per questo temibile e concretizzabile. Prova ne sia la corsa al riempimento dei siti di stoccaggio di quei paesi direttamente colpiti in caso di cessazione del transito del gas russo.

Anche in Europa, la situazione stoccaggi è più che confortante con i siti pieni già al 95%¹³ e un mese prima della fine della stagione delle iniezioni. In questo caso però, al di là della previdenza dei paesi in vista di un possibile mancato accordo, l'abbondanza di gas negli stoccaggi è ascrivibile soprattutto all'ultimo inverno mite che ha depresso consumi e conseguentemente prezzi.

Lo scenario n. 3, infine, prevede la firma dell'accordo ma per un periodo di tempo ben più ristretto dei dieci anni. A condizionarne la durata – un anno, forse due – sarebbe la strategia politico-economica della Russia. Gazprom, a proposito, ha avanzato l'ipotesi di un'estensione del contratto attuale per un qualche breve periodo di tempo. La ragione ufficiale: "il rischio che l'Ucraina non riesca (...) a creare un gestore indipendente certificato per le attività di transito e un regolatore indipendente entro 1° gennaio 2020 (...) "¹⁴; la ragione ufficiosa: è prendere tempo, giusto quello necessario perché il Nord Stream 2 e il Turkish Stream siano i due nuovi corridoi tramite cui Mosca può servire i suoi clienti europei. Conti alla mano, la seconda bretella del Nord Stream conta su una capacità di 55 mld mc e approdando in Germania riuscirebbe a servire l'Europa Settentrionale e Centrale;

mentre il gasdotto a Sud può movimentare fino a 15,75 mld mc di gas, che sommati ai primi fanno 70,75 mld mc, prossimi agli 87 che quest'anno sono transitati per l'Ucraina. Un accordo di breve durata, quindi, determinerà sì un mantenimento dello status quo sul brevissimo periodo, ma sul medio e lungo termine il cambiamento potrebbe essere strutturale. Infatti, nell'ipotesi in cui effettivamente i due gasdotti alternativi, vengano realizzati – il che non può essere dato per certo – l'Ucraina vedrebbe svuotati i propri tubi, rimanendo una rotta "di scorta" in caso di eventuale picco della domanda o altre situazioni di criticità. I paesi europei, invece, e in primis l'Italia, alla dipendenza dalla Russia, aggiungerebbero quella della Germania, che come sostiene il Prof. Alberto Clò, "diverrà indiscusso leader del metano nel continente europeo, facendo svanire parallelamente l'idea che il nostro Paese possa diventare hub di transito del metano verso il Centro Europa proveniente dall'Oriente e dal Mediterraneo"¹⁵.

Conclusioni

Accordo sì, accordo no? E di quale durata? Per rispondere a questa domanda non ci resta che attendere il prossimo incontro trilaterale di fine ottobre, o, nel caso anche questo si concludesse senza successo, il 31 dicembre. In ballo, come visto, ci sono forti interessi economici, la sicurezza energetica dell'Europa, la politica di potenza di Mosca, la sopravvivenza del sistema gas di Kiev e l'eventuale soccorso esterno da parte di altri attori internazionali, come quello degli Stati Uniti che spingono per esportare GNL presso le coste ucraine¹⁶. La speranza è che di questa guerra che si combatte attraverso i flussi energetici e che esula dalla geopolitica degli spazi si possano limitare i danni, perché il 1° gennaio 2020 è alle porte e, come in una famosa raccolta di George Martin, "the winter is coming".

¹ Antonello Folco Biagini, La crisi ucraina equilibrio di potenza e interessi strategici, in *Energia* 2/2014, pp. 10-13

² Simon Pirani, Russian gas transit through Ukraine after 2019: the options, The Oxford Institute of Energy Studies, Novembre 2018

³ Alberto Clò, La crisi ucraina la partita del gas clo energia, in *Energia*, in *Energia* 1/2014, pp. 14-17

⁴ Commissione Europea, Antitrust: la Commissione impone a Gazprom obblighi vincolanti per consentire il libero flusso di gas a prezzi competitivi sui mercati dell'Europa centrale e orientale, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3921_it.pdf

⁵ Vladimir Soldatkin, Gabriela Baczynska, Philip Blenkinsop, Ukraine, Russia fail to reach gas deal for Europe but agree to meet again, 19/09/2019 <https://uk.reuters.com/article/us-russia-ukraine-gas-talks/ukraine-russia-fail-to-reach-gas-deal-for-europe-but-agree-to-meet-again-idUKKBN1W41W6>

⁶ Neil Hunter, Richard Rubin, No post-2020 Russian-Ukraine gas transit now 'base scenario': Naftogaz, 23/09/2019

<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/092319-no-post-2020-russian-ukraine-gas-transit-now-base-scenario-naftogaz>

⁷ Gazprom Export, Delivery statistics, <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/>

⁸ Simon Pirani, *ibidem*

⁹ Dmytro Naumenko, Russian gas transit through Ukraine after Nord Stream 2: Scenario Analysis, Ukrainian Centre for European Policy e Konrad-Adenauer-Stiftung

¹⁰ Olena Holubeva, Direct deliveries in exchange for transit: Ukraine-Russia new gas contract, 24/09/2019

<https://112.international/ukraine-top-news/direct-deliveries-in-exchange-for-transit-ukraine-russia-new-gas-contract-43835.html>

¹¹ Oltre 4/5 delle stazioni di compressione hanno più di 25 anni e la loro Efficienza media è meno del 29%. Vedi Pirani

¹² Clò, *ibidem*

¹³ Olga Tanas, Ewa Krukowska, Dina Khrennikova, Russia and Ukraine Signal Progress on Natural Gas Transit Deal, Bloomberg, 18/09/2019, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-09-18/russia-ukraine-gas-talks-set-to-resume-as-eu-seeks-to-avert-cut>

¹⁴ Staffetta Quotidiana, Gazprom disponibile a una breve proroga del contratto con l'Ucraina, 20/09/2019

¹⁵ Alberto Clò, L'Italia alla canna (tedesca) del gas, 04/03/2019 <https://www.rivistaenergia.it/2019/03/litalia-alla-canna-tesca-del-gas/>

¹⁶ Ariel Cohen, LNG Is The American Aid Ukraine Really Needs, 30/09/2019 <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2019/09/30/lng-is-the-american-aid-ukraine-really-needs/?ss=cio-network#1c32bb07463c>

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 17 settembre 2019 n. 376/2019/R/COM “Adeguamento delle disposizioni relative al fondo a copertura dell’eventuale debito derivante da inadempimenti degli operatori sul mercato del gas naturale e sul mercato elettrico per gli importi eccedenti le garanzie escusse.” | pubblicata il 18 settembre 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/376-19.pdf>

Con la deliberazione 376/2019/R/COM, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha modificato le disposizioni relative al Fondo di garanzia MGAS – disciplinato nell’Allegato A alla delibera 502/2016/R/GAS¹ – al fine di recepire la proposta del Gestore dei Mercati Energetici (GME) avente ad oggetto la modifica di destinazione d’uso, nonché del meccanismo di alimentazione dello stesso.

Nello specifico, le modifiche introdotte al fondo di garanzia – facendo seguito al D.M. 2 agosto 2019 del Ministero dello Sviluppo Economico di approvazione delle modifiche introdotte al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico ed alla Disciplina MGAS per l’introduzione del sistema di gestione integrata delle garanzie (netting)² - sono volte ad uniformare i presidi posti a salvaguardia del mercato per i casi di inadempimento degli operatori del ME e del MGAS e, più in dettaglio, riguardano:

- la revisione ed allineamento, nell’ambito dei suddetti mercati, delle forme di alimentazione del nuovo fondo di garanzia;
- l’eliminazione del contributo specifico attualmente versato da parte degli operatori del MGAS;
- l’estensione della copertura del fondo di garanzia per gli inadempimenti degli operatori di mercato e di diritto operanti sui mercati in netting, confermando a tal fine l’attuale dotazione delle risorse ivi accumulate.

Deliberazione 17 settembre 2019 n. 380/2019/R/EEL “Istruzioni a Terna S.p.a. per l’attuazione di emendamenti alla metodologia per il calcolo della capacità per l’orizzonte temporale di lungo termine per la regione (CCR) grit, ai sensi dell’articolo 10 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA).” | pubblicata il 18 settembre 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/380-19.pdf>

Con la delibera 380/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alla richiesta di emendamenti - predisposta in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (di seguito: NRA) della CCR³ Greece-Italy - relativamente alla proposta dei gestori delle reti di trasmissione (TSO) della medesima

Regione, avente ad oggetto la metodologia per il calcolo coordinato della capacità con riferimento agli orizzonti temporali di lungo termine, ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (c.d. Regolamento FCA), recante linee guida in materia di allocazione della capacità a termine.

Sempre nell’ambito delle metodologie implementative del Regolamento FCA, con la delibera 379/2019/R/EEL⁴ l’ARERA – in coordinamento con le altre NRAs della CCR Greece-Italy - ha altresì fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta dei TSO di tale Regione per la metodologia di ripartizione della capacità di lungo termine ai fini dell’allocazione di detta capacità nei diversi orizzonti temporali annuale e mensile.

GAS

Documento per la consultazione 17 settembre 2019 n. 378/2019/R/GAS | “Modalità di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da parte del responsabile del bilanciamento” | pubblicato il 18 settembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/378-19.htm>

Con il documento per la consultazione n. 378/2019/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha illustrato i propri orientamenti relativamente agli aspetti organizzativi e gestionali concernenti l’approvvigionamento sul MGAS, da parte del Responsabile del bilanciamento (nel seguito: RdB), delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, nel rispetto dei principi di cui alla deliberazione n. 208/2019/R/GAS⁵. Al riguardo, giova ricordare che, con la succitata deliberazione n. 208/2019/R/GAS, l’Autorità ha approvato talune disposizioni - efficaci a partire dal 1° gennaio 2020 - funzionali all’approvvigionamento a mercato, da parte del RdB, delle risorse necessarie al funzionamento del sistema⁶, prevedendo in particolare che tale approvvigionamento avvenga sul MGAS, con modalità approvate dall’Autorità, previa proposta del RdB.

Pertanto, con il provvedimento in oggetto, l’ARERA ha posto in consultazione alcuni aspetti prospettati nella proposta avanzata dal RdB, considerando i pro e i contra e sollecitando osservazioni circa possibili soluzioni alternative.

Nello specifico, la consultazione in oggetto si concentra sui seguenti aspetti:

- approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas su MP-GAS tramite aste a prezzo marginale relative al singolo giorno-gas cui detto approvvigionamento è riferito;
- criterio per definire il prezzo massimo e minimo a cui le offerte del RdB, relative all’approvvigionamento dei predetti quantitativi, vengono valorizzate;
- modalità di funzionamento delle predette aste a prezzo

marginale:

- i. asta c.d. “bilaterale”, ossia aperta alle sole offerte di segno opposto rispetto all’offerta presentata dal RdB stesso;
 - ii. asta c.d. “multilaterale”, ossia aperta anche alle offerte dello stesso segno dell’offerta presentata dal RdB;
- possibili effetti sulla formazione del System Average Price (c.d. “SAP”)⁷, nel caso in cui lo stesso venisse calcolato considerando o meno le transazioni concluse nell’ambito delle succitate aste;
- numero di sessioni d’asta per l’approvvigionamento del gas di sistema e relativi orari di svolgimento.

Deliberazione 26 settembre 2019 n. 392/2019/R/GAS “Monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale - Approvazione della Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Snam Rete Gas S.p.A.” | pubblicata il 27 settembre 2019 | Download <https://www.arera.it/docs/19/392-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 392/2019/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) e Snam Rete Gas S.p.A. (SRG) di cui all’articolo 8, comma 8.3, lettera c), dell’Allegato A alla deliberazione n. 631/2018/R/GAS (TIMMIG), opportunamente modificata al fine di dare attuazione alle previsioni di cui all’articolo 5, comma 5.3, lettera d), del medesimo TIMMIG.

In particolare, la predetta Convenzione è stata aggiornata

prevedendo che SRG, per lo svolgimento delle proprie attività di monitoraggio della dimensione c.d. “strutturale” del mercato all’ingrosso del gas naturale, riceva i dati relativi alle singole transazioni concluse nei mercati del gas a negoziazione continua, in forma anonima, nonché i dati delle offerte presentate e delle transazioni concluse dalla medesima SRG.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Pubblicazione dei dati annuali sulla capacità petrolifera aggregati per macro-aree” | del 26 settembre 2019 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=412>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha informato gli operatori che - in base a quanto richiesto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) - renderà disponibili con cadenza annuale, sul proprio sito istituzionale, i dati annuali sulla capacità petrolifera aggregati per macro-aree, così come individuate con Circolare ministeriale n. 1/2007 e positivamente verificate dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) con Parere n. 32902.

Nel medesimo comunicato, il GME ha altresì informato gli operatori di aver pubblicato i primi dati (riferiti all’anno 2018) in apposita sezione del proprio sito internet e di aver contestualmente aggiornato il “Regolamento della PDC-OIL” al fine di dare attuazione a quanto disposto dal MISE.

¹ Cfr. Newsletter n. 97 ottobre 2016.

² Cfr. Newsletter n. 129 agosto 2019;

³ Capacity Calculation Region..

⁴ <https://www.arera.it/allegati/docs/19/379-19.pdf>.

⁵ Cfr. Newsletter n. 127 giugno 2019 e Newsletter n. 128 luglio 2019;

⁶ Quantitativi di gas a copertura del c.d. “delta in-out”, degli autoconsumi, delle perdite di rete, del gas non contabilizzato e delle variazioni attese del c.d. linepack.

⁷ Ai sensi dell’articolo 1, comma 1.2, del “Testo Integrato del Bilanciamento gas” il SAP è, relativamente a un giorno-gas, “la media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti title, nonché [...]” nei soli casi in cui siano stati necessari a mantenere l’equilibrio della rete “[...] di prodotti locational, con consegna nel medesimo giorno gas, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata”.

Gli appuntamenti

■ Transizione energetica, fonti rinnovabili, lotta al cambiamento climatico, responsabilità sociale d'impresa, gestione dei servizi ambientali, rivoluzione digitale, smart grids, smart cities e mobilità sostenibile sono alcuni dei temi che stanno rivoluzionando il settore energetico-ambientale.

Il Master in "Gestione delle Risorse Energetiche", organizzato da SAFE, offre l'opportunità di conoscere il mondo dell'energia e dell'ambiente attraverso il confronto diretto con i suoi più importanti attori.

SAFE è un'organizzazione indipendente che da oltre 20 anni, grazie alla collaborazione con le più grandi realtà aziendali operanti nel settore energetico - ambientale, promuove un

percorso formativo multidisciplinare, coniugando conoscenze tecniche ed economiche ad un approccio fortemente operativo. La docenza è affidata ad affermati professionisti del settore, manager dell'industria e della consulenza, che mettono a disposizione dei partecipanti il proprio Know How e la propria competenza.

GME collabora con il Master SAFE in "Gestione delle Risorse Energetiche", attraverso docenze tenute dai nostri professionisti e giornate di formazione esperienziale.

Per maggiori informazioni:

<http://www.safeonline.it/iscrizione-master-safe>

Telefono: 06/ 53272239



14-16 ottobre

Global Transitions Conference 2019

Beijing, Cina

Organizzatore: Keai publishing & Tsinghua University

<http://www.keaipublishing.com/en/conferences/global-transitions/>

14-16 ottobre

Argus Global Crude - Geneva Summit

Ginevra, Svizzera

Organizzatore: Argus Media

<http://go.evnt.com/505877-0?pid=80>

21-24 ottobre

Power Purchase Agreement (PPA) for Renewable Energy

Dubai, UAE

Organizzatore: Focus International

<http://www.infocusinternational.com/pparenewable/index.html>

23 ottobre

GNL, 5 anni di esperienze: sviluppo delle infrastrutture, investimenti e sostenibilità"

Roma, Italia

Organizzatore: Assogasliquidi Federchimica

www.assogasliquidi.it

- 23 ottobre
Oil&NonOil
 Roma, Italia
 Organizzatore: Verona Fiere
<https://www.oilnonoil.it/>
- 25-27 ottobre
International Conference on Power and Energy Engineering
 Qingdao, Cina
 Organizzatore: Shandong University
<http://www.icpee.org/>
- 28-29 ottobre
100% Renewable Heating & Cooling for a Sustainable Future
 Helsinki, Finlandia
 Organizzatore: RHC Platform
<http://www.rhc-platform.org/100rhc-event/>
- 28-31 ottobre
Advanced Automotive Battery Conference
 Tokyo, Giappone
 Organizzatore: Cambridge EnerTech
<https://www.advancedautobat.com/asia>
- 2-4 novembre
International Conference on Renewable Energy and Power Engineering
 Toronto, Canada
 Organizzatore: REPE
<http://www.repe.net/>
- 4-7 novembre
European Refining Technology Conference
 Varsavia, Polonia
 Organizzatore: World Refining Association
<http://go.evnt.com/364582-4?pid=80>
- 8-10 novembre
Advances in European SEA Practice
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: Tallinn Forum
<http://www.sea-conference.eu>
- 9-11 novembre
International Conference on New Energy and Applications
 Yokohama, Giappone
 Organizzatore: Yokohama National University
<http://www.icnea.org/>
- 11-12 novembre
Offshore Wind Europe
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: New Energy Update
<http://go.evnt.com/430497-2?pid=80>
- 12-14 novembre
European Utility Week
 Parigi, Francia
 Organizzatore: Clarion
<https://www.powergeneurope.com/>
- 14-15 novembre
E-Waste World Conference
 Francoforte am Main, Germania
 Organizzatore: Trans-Global Events Ltd
<http://go.evnt.com/464350-0?pid=80>
- 18-20 novembre
Short-Term Electricity Price Forecasting
 Berlino, Germania
 Organizzatore: Marcus Evans
<http://bit.ly/2XXhW0f>
- 20-22 novembre
Procurement and Supply Chain Management for Energy Companies
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: Marcus Evans
<http://bit.ly/2W17LXC>
- 26-27 novembre
Energy Storage Reality Check
 Singapore
 Organizzatore: Dufresne
<http://bit.ly/ESMasterclass2019>

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.