

APPROFONDIMENTI

ANCHE LITIO E COBALTO NELLE STATISTICHE DELL'ENERGIA

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Two steps forward, one step back. È con queste parole che inizia la presentazione del nuovo BP Statistical Review of World Energy a commento dei dati energetici del 2017. Se si guarda alla situazione energetica globale da una prospettiva di transizione energetica, emergono alti e bassi che contrastano con la narrazione dominante di un mondo low carbon. Appunto, due passi avanti e uno indietro. Il carbone è davvero morto o qualcosa brucia sotto la cenere? Il petrolio ancora domina il mix energetico mondiale? Rinnovabili e metano sono i nuovi driver della crescita della domanda di energia? A che punto è l'elettrificazione dei consumi? Andando oltre i fattori ciclici che possono influenzare i trend di breve termine, occorre analizzare le tendenze strutturali che plasmeranno il mondo di domani e valutare se sono effettivamente focalizzate verso un futuro a basse emissioni. Ed in vista di un mondo che cambia, anche il BP Statistical Review si rinnova con nuove statistiche più dettagliate sul mix elettrico per fonte e – vera novità di quest'anno – con una parte dedicata alle nuove risorse che entrano nei processi di produzione dell'energia. In particolare, il report apre le porte a litio e cobalto che sono alla base della produzione delle batterie per le auto elettriche, specificando i dati sulle risorse disponibili e sulla produzione nonché delineando la geografia dei principali giacimenti.

Consumi di energia al rialzo, con la Cina in ripresa

Nel 2017, la domanda di energia nel mondo è cresciuta del

2,2% rispetto al 2016, il livello più alto dal 2013; una netta accelerazione rispetto all'incremento dell'1,7% medio annuo (m.a.) registrato nell'ultimo decennio.

In termini assoluti, la crescita è stata di 252,7 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (mil. tep) – all'incirca l'intero consumo della Francia – arrivando così ad un consumo totale di 13,5 miliardi tep. Complice di questo rialzo è il miglioramento delle condizioni economiche dei paesi sviluppati dove i consumi sono aumentati dell'1,3% rispetto al -0,2% m.a. del periodo 2006-2016.

Degna di nota è, in particolare, la crescita per il terzo anno consecutivo dei consumi dell'Unione Europea (UE) - +1,6% rispetto allo 0,7% dell'anno precedente – sostenuta dalla ripresa dell'eurozona il cui PIL 2017 ha mostrato il tasso di crescita più sostenuto dell'ultimo decennio e con previsioni al rialzo anche per il futuro. Tuttavia, un simile aumento della domanda primaria mondiale riflette anche una frenata nei miglioramenti in efficienza energetica e un rallentato calo dell'intensità energetica (energia/output) che nel 2017 si è ridotta dell'1,7% rispetto alla media del 2,3% degli ultimi 3 anni¹. Nonostante la variazione positiva nell'area OCSE, i paesi emergenti si confermano i principali driver dell'aumento della domanda di energia nel mondo. La Cina da sola conta per un terzo di questa crescita, con un balzo del 3% che interrompe il trend sottotono degli ultimi due anni pur rimanendo inferiore al tasso medio annuo dell'ultimo decennio (+4,1%).

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ LUGLIO 2018

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Anche litio e cobalto nelle statistiche dell'energia.

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio il PUN aggiorna ancora il massimo annuale, portandosi a 62,69 €/MWh (+9,5% su giugno) e confermandosi nettamente superiore anche rispetto all'anno precedente (+24,6%). Su base mensile, l'incremento appare in linea con gli accresciuti acquisti nazionali e la ridotta offerta rinnovabile, mentre su base annuale la maggiore leva per la crescita è rappresentata ancora dai più elevati costi del gas. Ai massimi dell'ultimo anno i volumi contrattati nel MGP (27,5 TWh), mentre torna in calo la liquidità del

mercato al 72%. In crescita i prezzi di vendita, con quello siciliano ai massimi da inizio 2015 a quasi 80 €/MWh e i restanti che si riallineano a 61-62 €/MWh.

Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica i prezzi si mostrano generalmente stabili o in aumento, con il prodotto baseload relativo a Agosto 2018 che chiude a 63,65 €/MWh. Arretrano, per la prima volta da inizio anno, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A luglio, sul livello più alto dell'anno, il prezzo medio di acquisto (PUN) risulta pari a 62,69 €/MWh, in aumento di 5,44 €/MWh (+9,5%) su base mensile e di 12,38 €/MWh (+24,6%) su base annua. Nel primo caso l'apprezzamento appare connesso al diffuso incremento degli acquisti nazionali (+2.400 MWh), cui si somma anche una ridotta disponibilità di offerta rinnovabile, soprattutto idrica al Nord, in parte compensata dal maggior import. Rispetto ad un anno fa, invece, a spingere il prezzo è ancora soprattutto il costo del gas (PSV: +7 €/MWh circa),

accompagnato da una riduzione dell'offerta a più basso costo a ciclo combinato (-3.000 MWh circa), solo parzialmente mitigata dall'incremento di quella idrica, eolica ed estera.

L'analisi per gruppi di ore mostra su base annuale un rialzo dei prezzi più intenso nelle ore fuori picco (+13,50 €/MWh; +28,9%), ai massimi dell'ultimo anno e mezzo, rispetto a quelle di picco (+9,85 €/MWh; +17,2%) e con il rapporto picco/baseload che scende ai minimi da quasi due anni a 1,07 (-0,07) (Grafico 1 e Tabella 1).

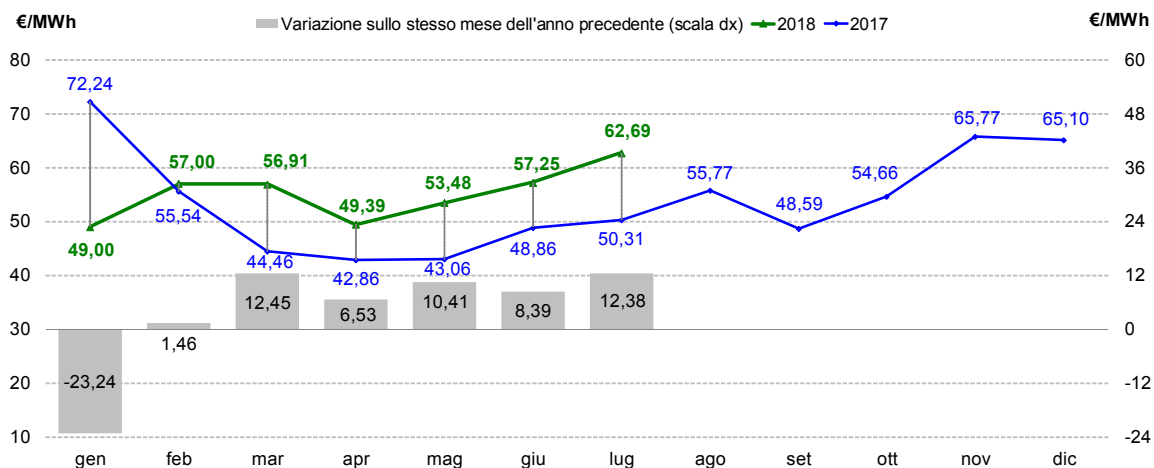
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018	2017	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2018	2017
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	62,69	50,31	+12,38	+24,6%	26.605	-1,2%	36.940	-0,3%	72,0%	72,7%
<i>Picco</i>	67,17	57,32	+9,85	+17,2%	31.815	-2,2%	44.349	-1,5%	71,7%	72,3%
<i>Fuori picco</i>	60,23	46,72	+13,50	+28,9%	23.740	-1,4%	32.865	-0,3%	72,2%	73,0%
<i>Minimo orario</i>	36,93	25,22			16.704		24.094		64,1%	65,0%
<i>Massimo orario</i>	83,40	92,07			35.268		48.299		80,8%	83,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

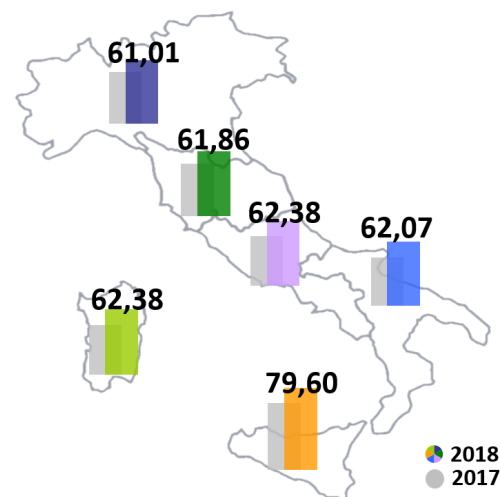
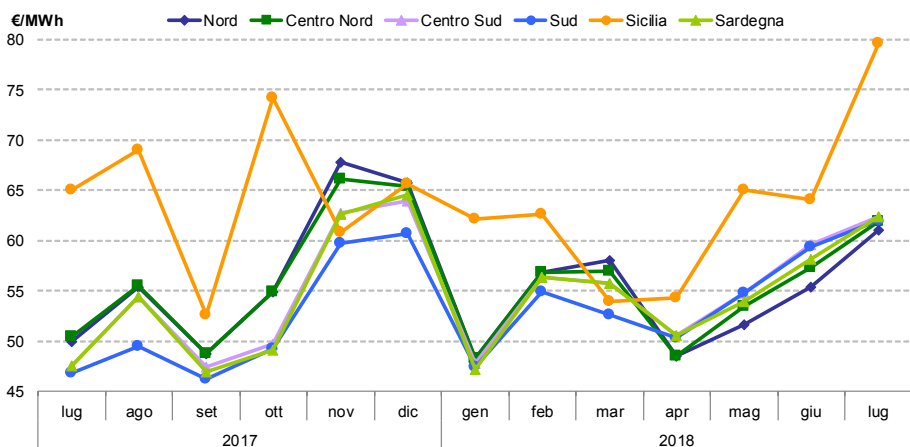


Ancora in aumento anche i prezzi di vendita, che nelle zone peninsulari ed in Sardegna convergono a 61-62 €/MWh, in corrispondenza di rincari più intensi, su base mensile, al Nord (+6 €/MWh vs +3 €/MWh del Sud), penalizzato dalla riduzione dell'offerta più competitiva idrica, solo in parte attenuata dal maggior import sulla frontiera settentrionale,

e, su base annuale, al centro meridione (+15 €/MWh vs +11 €/MWh del Nord), più colpito dalla flessione delle vendite a ciclo combinato. Sul livello più alto dal 2015 il prezzo in Sicilia, pari a 80 €/MWh (+15/+16 €/MWh), caratterizzata da acquisti ai massimi dagli ultimi quattro anni e da indisponibilità di capacità termica (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia ai massimi da agosto dello scorso anno, pari a 27,5 TWh, registra ancora una lieve flessione sullo stesso mese del 2017 (-0,3%). Il calo interessa i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 19,8 TWh (-1,2%), in tutte le sue componenti, ad eccezione, delle importazioni, lato offerta, e dello sbilanciamento a programma nei conti

energia in immissione, lato domanda. Tornano in aumento, invece, le movimentazioni over the counter, rilevate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 7,7 TWh (+2,2%) (Tabelle 2 e 3). In conseguenza di tali dinamiche, la liquidità del mercato, pari a 72,0%, si riduce sia su base mensile che annuale, rispettivamente di 1,2 e 0,7 punti percentuali (Grafico 3).

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

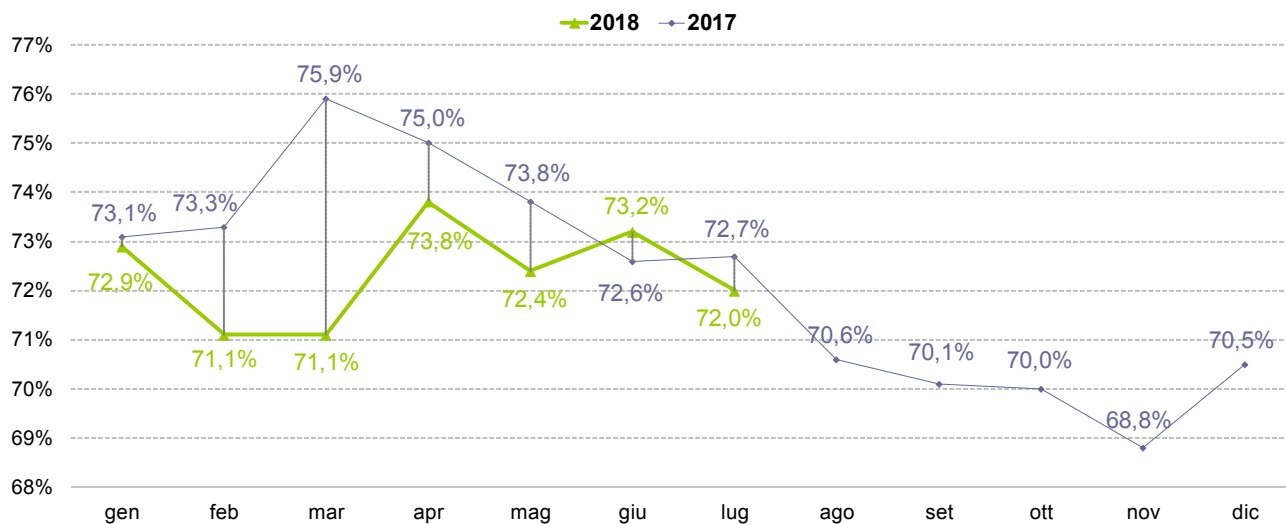
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.794.246	-1,2%	72,0%
Operatori	12.315.161	-2,8%	44,8%
GSE	3.141.172	-11,9%	11,4%
Zone estere	4.337.912	+14,1%	15,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.689.142	+2,2%	28,0%
Zone estere	356.659	-21,8%	1,3%
Zone nazionali	7.332.483	+3,8%	26,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.483.388	-0,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.495.063	+5,6%	
OFFERTA TOTALE	45.978.450	+2,0%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.794.246	-1,2%	72,0%
Acquirente Unico	4.331.590	-8,9%	15,8%
Altri operatori	10.045.927	-2,9%	36,6%
Pompaggi	2.121	-36,2%	0,0%
Zone estere	299.968	-46,2%	1,1%
Saldo programmi PCE	5.114.639	+16,9%	18,6%
PCE (incluso MTE)	7.689.142	+2,2%	28,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	238.584	-12,9%	0,9%
Zone nazionali altri operatori	12.565.197	+8,1%	45,7%
Saldo programmi PCE	-5.114.639	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.483.388	-0,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	525.707	+133,0%	
DOMANDA TOTALE	28.009.094	+0,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ai massimi degli ultimi tre anni gli acquisti nazionali, pari a 27,2 TWh (+0,7% sul 2017), in virtù di incrementi concentrati al Nord (+2,2%) e sulle isole. Sempre in calo, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,3 TWh (-46,2%) (Tabella 4). Lato offerta, la drastica riduzione delle vendite

al centro meridione traina il complessivo calo del valore nazionale, in controtendenza solo il Nord (+4,0%) e la Sicilia (+0,6%). Ancora in netto aumento le importazioni di energia dall'estero, pari a 4,7 TWh (+10,2%), accresciute in particolare sulla frontiera greca e slovena (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	22.419.201	30.133	+3,2%	12.044.569	16.189	+4,0%	15.187.703	20.414	+2,2%
Centro Nord	2.473.129	3.324	-3,9%	1.644.798	2.211	-1,3%	2.901.797	3.900	-1,8%
Centro Sud	4.601.460	6.185	-3,6%	2.821.053	3.792	-8,4%	4.339.065	5.832	-2,7%
Sud	7.441.722	10.002	+3,0%	4.289.545	5.766	-13,1%	2.227.970	2.995	-0,9%
Sicilia	2.806.582	3.772	+2,6%	995.121	1.338	+0,6%	1.672.460	2.248	+2,8%
Sardegna	1.502.657	2.020	-14,0%	993.732	1.336	-5,3%	854.424	1.148	+1,2%
Totale nazionale	41.244.751	55.436	+1,1%	22.788.816	30.630	-2,2%	27.183.419	36.537	+0,7%
Estero	4.733.699	6.362	+10,5%	4.694.571	6.310	+10,2%	299.968	403	-46,2%
Sistema Italia	45.978.450	61.799	+2,0%	27.483.388	36.940	-0,3%	27.483.388	36.940	-0,3%

In termini di fonti, anche a luglio la riduzione delle vendite riguarda gli impianti tradizionali (-6,4%), che registrano diffuse flessioni zionali per tutte le tipologie, con l'eccezione del Nord

(+7,5%). In aumento, invece, le vendite degli impianti a fonte rinnovabile (+5,3%), crescita concentrata sull'idrico e sull'eolico al centro meridione (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	8.815	+7,5%	829	-8,1%	2.713	-15,7%	3.776	-24,5%	781	-0,7%	1.043	-3,8%	17.957	-6,4%
Gas	7.248	+5,3%	775	-8,3%	1.312	-22,9%	3.115	-19,5%	761	+1,8%	547	-2,1%	13.759	-5,8%
Carbone	615	+54,0%	-	-	1.186	-11,1%	-	-	-	-	436	-4,7%	2.237	+2,1%
Altre	952	+4,3%	53	-5,0%	215	+17,8%	660	-41,6%	20	-48,4%	60	-12,0%	1.961	-17,9%
Fonti rinnovabili	7.170	+1,4%	1.382	+3,2%	1.049	+16,0%	1.990	+21,7%	556	+2,6%	292	-9,9%	12.440	+5,3%
Idraulica	5.171	+8,3%	379	+44,4%	437	+40,6%	545	+22,7%	175	+33,2%	73	+11,4%	6.779	+13,2%
Geotermica	-	-	637	-3,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	637	-3,7%
Eolica	1	-77,0%	8	-23,1%	200	+16,5%	955	+43,7%	223	-1,3%	111	-21,7%	1.499	+22,9%
Solare e altre	1.998	-12,8%	358	-11,5%	412	-2,3%	490	-6,9%	159	-14,3%	108	-7,7%	3.525	-10,7%
Pompaggio	204	-30,6%	-	-	30	+70,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	233	-25,1%
Totale	16.189	+4,0%	2.211	-1,3%	3.792	-8,4%	5.766	-13,1%	1.338	+0,6%	1.336	-5,3%	30.630	-2,2%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

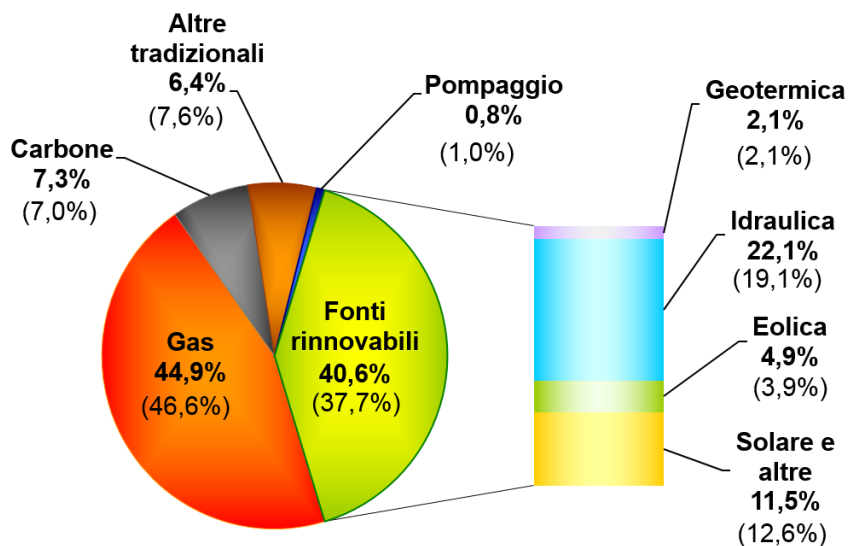
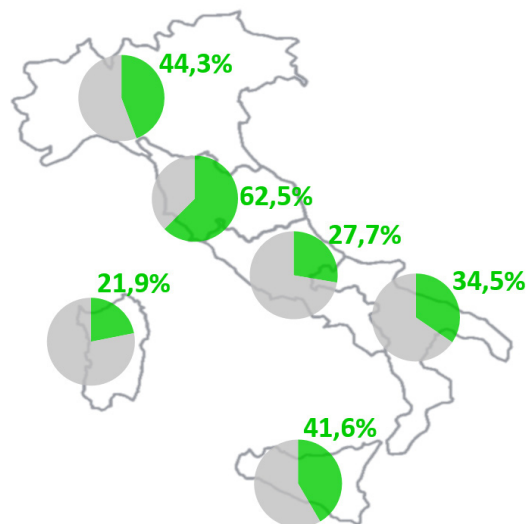


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 2.879 MWh. Le allocazioni, invariate sulla frontiera austriaca, registrano un incremento di circa 200 MWh sulla frontiera francese e si riducono di poco più 100 MWh su quella slovena. Su quest'ultima si contano anche 68 MWh di capacità allocata

in export (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce del 2/6% su tutte le frontiere, con il market coupling che ne alloca oltre il 90% sulle tre frontiere, valore in linea con l'anno precedente sulla frontiera francese e austriaca, e quasi triplicato su quella slovena dove la capacità non utilizzata si riduce a meno del 6% (era quasi il 70%) (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	2.248 (2.457)	2.193 (2.384)	100,0% (98,9%)	91,0% (91,5%)	1.059 (1.005)	- (545)	- (1,1%)	- (0,1%)
Italia - Austria	239 (244)	240 (244)	99,1% (99,9%)	98,9% (99,5%)	96 (95)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	470 (483)	445 (337)	99,3% (45,8%)	86,0% (15,9%)	631 (631)	68 (374)	0,5% (54,2%)	- (11,0%)

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

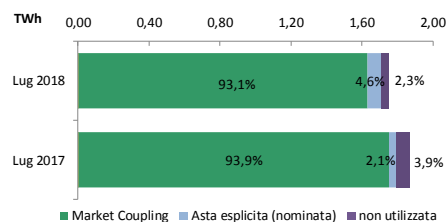
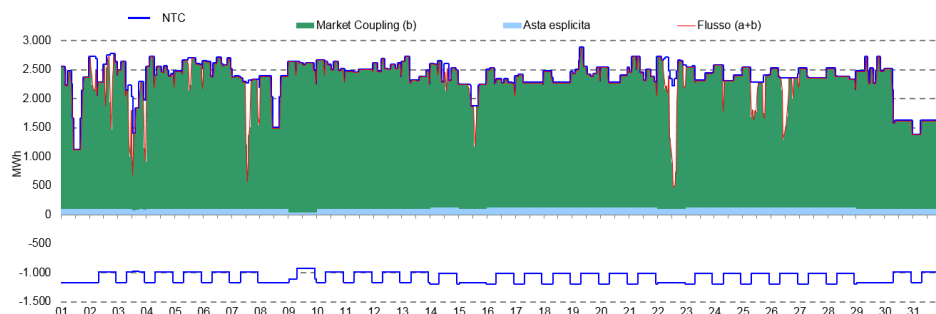


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

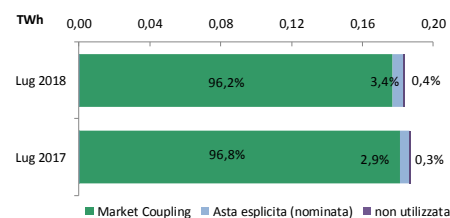
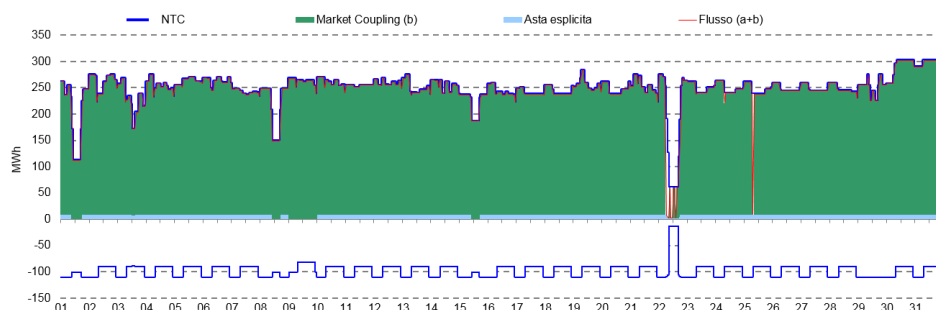
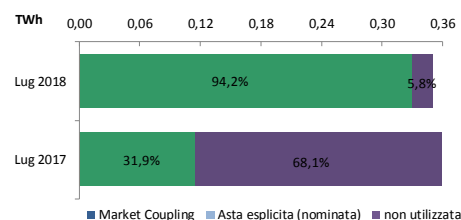
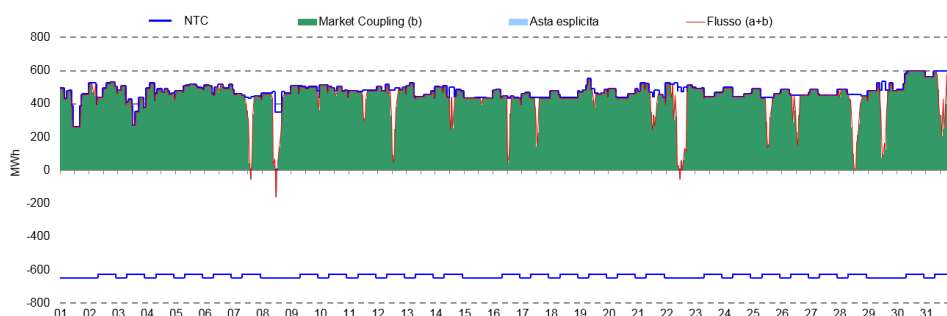


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) si conferma ai massimi dell'anno in corso e si attesta 61,55 €/MWh, in aumento del 6,6% su giugno e del 26,4% su base annua (Grafico 9). Il confronto con il PUN mostra un differenziale con il prezzo di acquisto su MI negativo ed in aumento rispetto ai sei mesi precedenti, in lieve calo invece rispetto ad un anno fa (-1,14 €/MWh contro -1,63 €/MWh).

Anche a livello di singoli mercati i prezzi risultano

incrementati sia sul mese precedente che sul 2017 (Figura 1 e Grafico 10).

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, in ripresa dai livelli molto bassi dei due mesi precedenti, si attestano a 2,1 TWh, allineandosi ai valori del 2017 (-0,1%) per effetto di dinamiche contrastanti tra le diverse sessioni; in evidenza MI2 ed MI6, in calo di oltre il 20%, ed MI3 in aumento del 47,4% (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

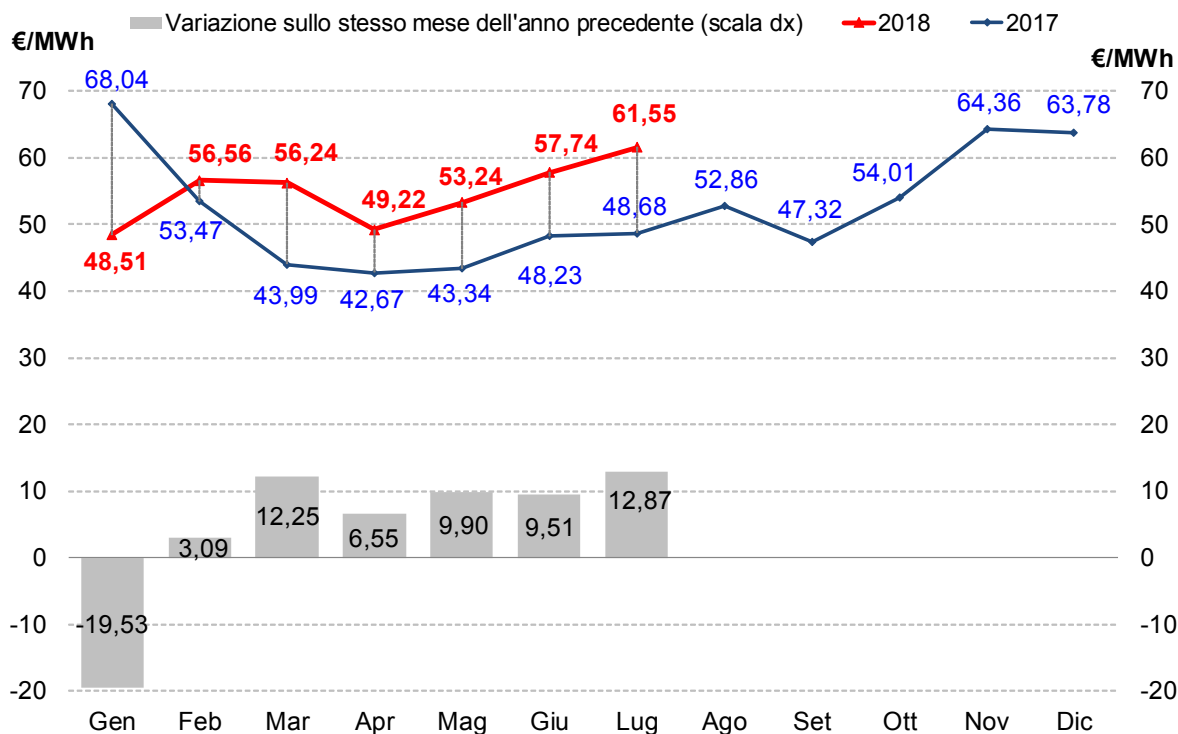


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	62,69	+24,6%	27.483.388	36.940	-0,3%
MI1 (1-24 h)	62,07 (-1,0%)	+28,3%	1.124.692	1.512	+2,9%
MI2 (1-24 h)	61,49 (-1,9%)	+25,9%	373.747	502	-22,8%
MI3 (5-24 h)	60,99 (-3,6%)	+21,2%	298.114	481	+47,4%
MI4 (9-24 h)	63,39 (-2,0%)	+25,7%	82.239	166	+6,6%
MI5 (13-24 h)	63,08 (-3,2%)	+28,3%	102.843	276	+9,8%
MI6 (17-24 h)	66,40 (-2,9%)	+20,6%	128.336	517	-20,6%
MI7 (21-24 h)	67,72 (-2,7%)	+22,3%	35.132	283	-1,8%

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

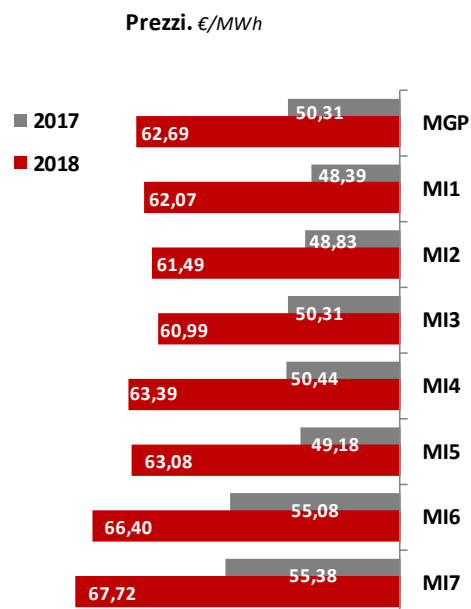
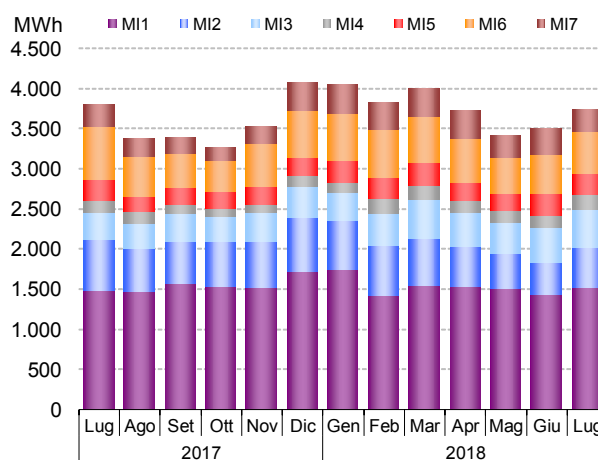
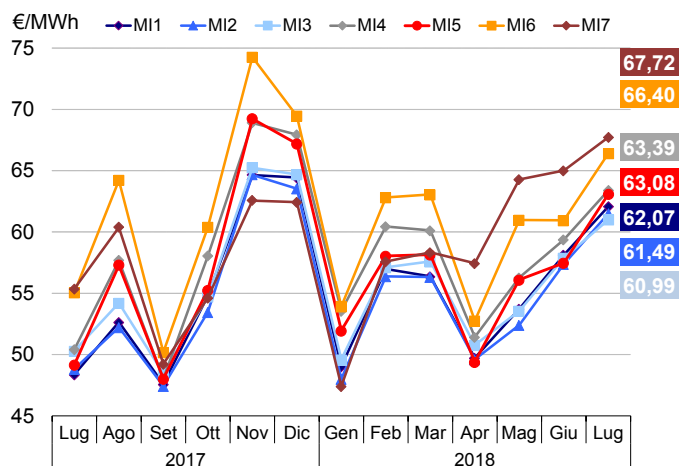


Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



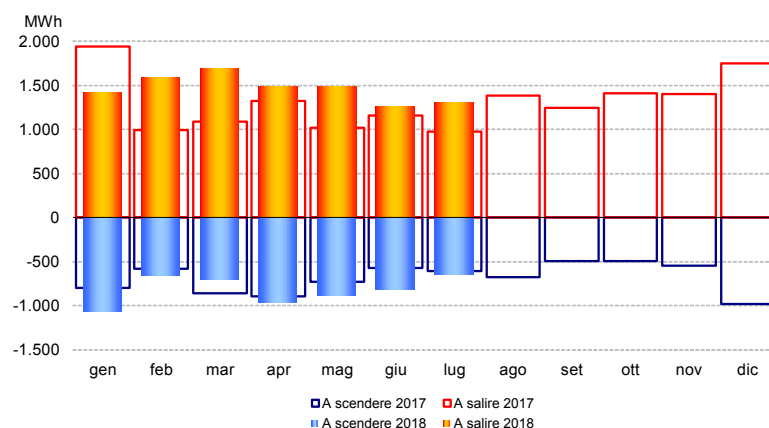
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

In aumento su base annua per il sesto mese consecutivo gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, in linea tuttavia con i modesti livelli di giugno

a 1,0 TWh (+34,8% su luglio 2017); si confermano in ripresa anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,5 TWh (+7,1%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

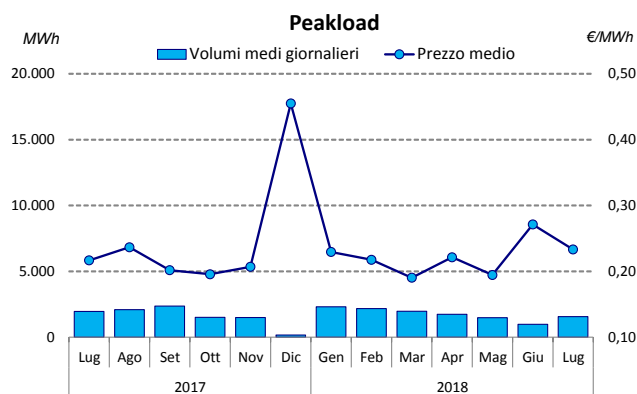
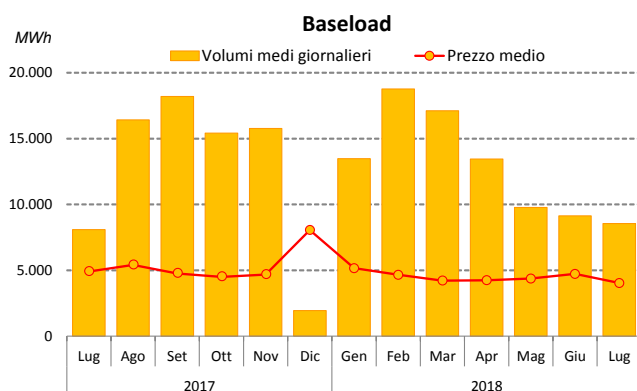
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 218 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 169 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, più basso rispetto ad un anno fa, si attesta a 0,18 €/MWh, mentre quello dei prodotti con profilo peakload

scende dai livelli elevati del mese precedente e si porta a 0,23 €/MWh, in linea con giugno 2017. I volumi complessivamente scambiati su MPEG ammontano a 0,3 TWh (+3,6% su base annua) confermandosi ai minimi da inizio anno sul baseload ed in lieve ripresa congiunturale sul peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	169	31/31	0,18	0,17	0,20	265.272	8.557
Peakload	49	20/22	0,23	0,18	0,90	31.200	1.560
Totale	218					296.472	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 8 negoziazioni, per complessivi 28 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 494 GWh, in calo del 14% su giugno. I prezzi appaiono stabili o in aumento, in particolare per i prodotti III Trimestre 2019 e Anno 2019, su entrambi

i profili. Il mensile Agosto 2018 chiude il suo periodo di trading a 63,65 €/MWh sul baseload ed a 69,92 €/MWh sul peakload (+1,6%), ed una posizione aperta pari a 141 MW sul baseload e 18 sul peakload, per complessivi 110 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a luglio

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
Agosto 2018	63,65	+0,0%	-	-	-	-	-	141	104.904
Settembre 2018	64,14	+0,0%	-	-	-	-	-	133	95.760
Ottobre 2018	65,40	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2018	66,31	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2018	66,00	+0,9%	-	-	-	-	-	112	247.408
I Trimestre 2019	63,95	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	51,58	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	58,47	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	58,80	+3,7%	1	3	-	3	-40,0%	17	148.920
Totale			1	3	-	3			492.088

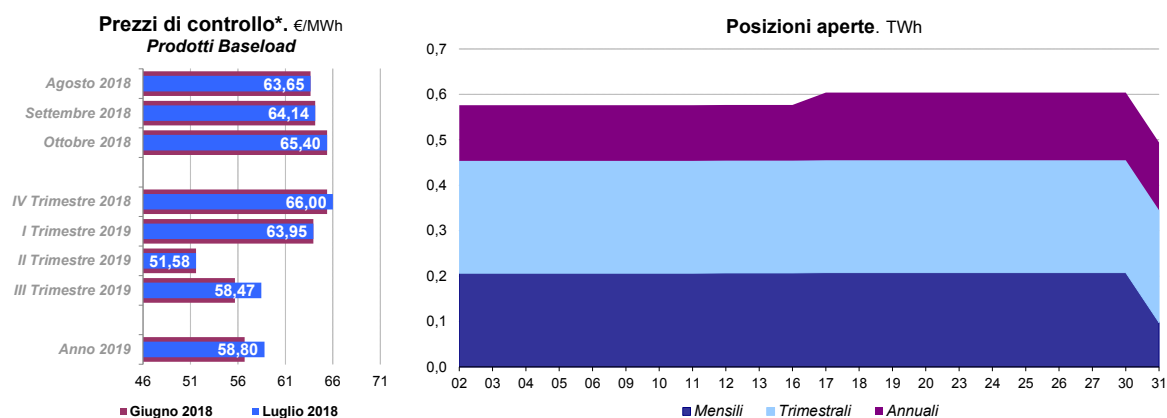
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Agosto 2018	69,92	+1,6%	2	5	-	5	0,0%	18	4.968
Settembre 2018	69,66	+0,0%	-	-	-	-	-	8	1.920
Ottobre 2018	73,46	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2018	80,31	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2018	77,84	+0,9%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	72,10	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	55,24	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	64,45	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	67,35	+3,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			2	5	-	5			1.920
TOTALE			3	8	-	8			494.008

* 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 luglio 2018, pari a 27,7 TWh, invertono il trend crescente che li ha caratterizzati da inizio anno e segnano un lieve calo su base annua (-0,5%); più intensa la flessione della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pur confermandosi ai massimi dallo scorso agosto a 15,1 TWh (-5,0% su un anno fa) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione

netta, pari a 1,84, appare in aumento sia rispetto a luglio 2017 che sul mese precedente (Grafico 13). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,7 TWh, crescono del 2,2%, a fronte di un deciso decremento dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 7,4 TWh (-11,4%). Anche i programmi registrati nei conti in prelievo, al settimo rialzo annuale consecutivo, salgono a 12,8 TWh (+7,6%), e i relativi sbilanciamenti, ancora in calo da quasi un anno, scendono a 2,3 TWh (-42,5%).

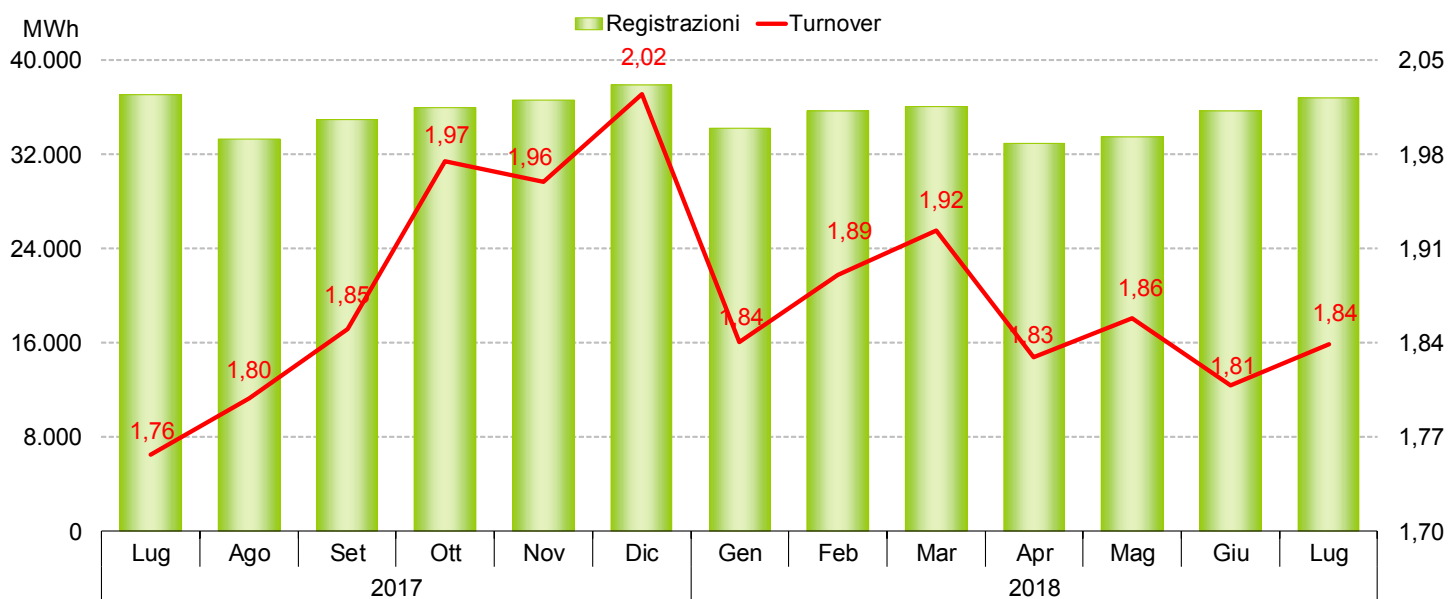
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.856.264	+1,5%	24,7%	Richiesti	10.385.308	+7,1%	100,0%	12.961.995	+7,6%	100,0%
Off Peak	74.256	- 32,0%	0,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.294.153	+20,3%	51,0%	303	-97,8%	0,0%
Peak	188.141	+189,7%	0,7%	Rifiutati	2.696.167	+24,2%	26,0%	158.214	+7,0%	1,2%
Week-end	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.694.416	+24,3%	25,9%	-	-	-
Totale Standard	7.118.661	+2,7%	25,6%							
Totale Non standard	20.247.466	- 1,9%	72,9%	Registrati	7.689.142	+2,2%	74,0%	12.803.781	+7,6%	98,8%
PCE bilaterali	27.366.127	- 0,7%	98,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.599.738	+16,5%	25,0%	303	-97,8%	0,0%
MTE	112.056	+49,6%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	7.412.680	-11,4%		2.298.040	-42,5%	
MPEG	296.472	+3,6%	1,1%	Saldo programmi	-	-		5.114.639	+16,9%	
TOTALE PCE	27.774.655	- 0,5%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.101.821	- 5,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio i consumi di gas naturale in Italia registrano per il quarto mese consecutivo una flessione su base annua (-3,2%), pur mostrando un importante aumento rispetto ai due mesi precedenti (+9%); il calo annuo appare trainato dai consumi del settore termoelettrico (-4,8%), spiazzati dall'aumento della produzione elettrica rinnovabile e dalle maggiori importazioni, e del settore industriale (-4,0%). In controtendenza i consumi del settore civile che salgono sui livelli più elevati degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Sul lato dell'offerta, pressoché in linea con i livelli del 2017 le importazioni di gas naturale (-0,9%), mentre la produzione nazionale si conferma in ripresa (+5%). Continuano le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, in aumento

rispetto allo scorso anno del 6%, con la giacenza a fine mese in ripresa del 2%. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, i volumi complessivamente scambiati confermano il trend crescente avviato nei primi mesi dell'anno e salgono ai massimi storici per i mesi estivi aprile-settembre (4,8 TWh), con la quota sulla domanda complessiva di gas naturale ancora sui livelli più alti di sempre (10%, +3 p.p. su luglio 2017). La crescita, diffusa su tutti i mercati, appare più intensa su MGP-Gas che si conferma il secondo mercato più liquido. In aumento i prezzi sui mercati a pronti, tutti sopra i 24 €/MWh, in linea con la dinamica della quotazione al PSV (24,50 €/MWh, +38%), con MGS ancora ai massimi storici a 24,80 €/MWh.

IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia segnano una nuova flessione tendenziale, la quarta consecutiva, e si portano a 4.388 milioni di mc (-3,2%), mostrando tuttavia una significativa ripresa rispetto ai due mesi precedenti (+9%). Il calo appare indotto dall'arretramento dei consumi nel settore termoelettrico che cedono il 5% dal picco registrato a luglio 2017 e si attestano a 2.127 milioni di mc, in presenza di un incremento della produzione idroelettrica ed eolica (+13%, +23%) e di maggiori importazioni nette (+19%). Si confermano in calo anche i consumi del settore industriale, pari a 1.152 milioni di mc (-4%), ai minimi da maggio dello scorso anno. In crescita solo i consumi del settore civile che, con 1.002 milioni mc (+3%), si portano sui livelli più alti dell'ultimo decennio per il mese di luglio. Ripiegano anche le esportazioni a 107 milioni di mc (-14%). Sul lato dell'offerta le importazioni si attestano a 5.918 milioni di mc, mantenendosi pressoché in

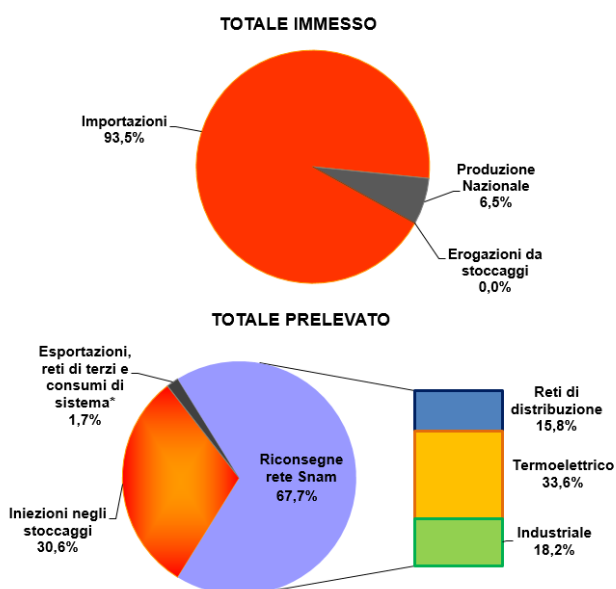
linea con i livelli dello scorso anno (-0,9%) e confermando una quota del 94% dell'approvvigionamento totale; la produzione nazionale, pari a 409 milioni di mc, segna invece il terzo aumento tendenziale dopo una lunga fase regressiva (+5%), in linea con i valori del mese precedente. Continua l'attività di iniezione negli stoccaggi, pari a 1.939 milioni di mc, più basse rispetto al mese precedente, ma in aumento del 6% rispetto allo scorso anno, in assenza di erogazioni. L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un significativo incremento su base annua delle importazioni provenienti dalla Russia a Tarvisio, pari a 2.950 milioni di mc (+27%), sui livelli record per il mese in analisi. Tale avanzamento è stato più che annullato dagli sviluppi delle importazioni negli altri punti in entrata, tutte in calo rispetto ad un anno fa; in evidenza il gas proveniente dal Nord Europa a Passo Gries su livelli minimi per luglio, pari a 800 milioni di mc (-28%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.918	62,6	-0,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.113	11,8	-4,6%
Tarvisio	2.950	31,2	+26,7%
Passo Gries	800	8,5	-28,0%
Gela	387	4,1	-0,9%
Gorizia	0	0,0	-
Panigaglia (GNL)	89	0,9	-28,5%
Cavarzere (GNL)	579	6,1	-14,5%
Livorno (GNL)	0	0,0	-100,0%
Produzione Nazionale	409	4,3	+4,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.327	67,0	-0,6%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.152	12,2	-4,0%
Termoelettrico	2.127	22,5	-4,8%
Reti di distribuzione	1.002	10,6	+3,0%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	107	1,1	-13,9%
TOTALE CONSUMATO	4.388	46,4	-3,2%
Iniezioni negli stoccaggi	1.939	21	+5,7%
TOTALE PRELEVATO	6.327	67,0	-0,6%

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



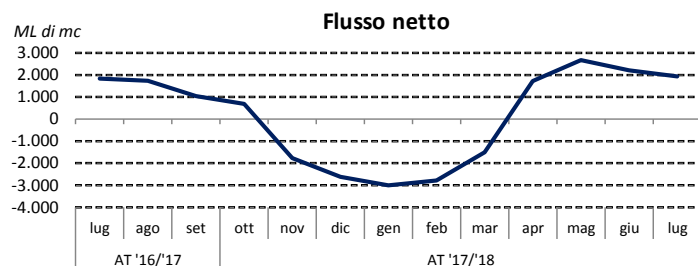
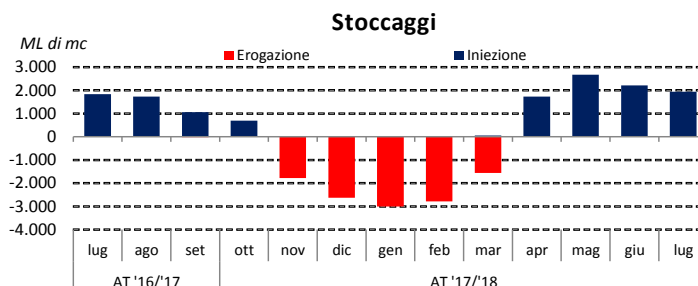
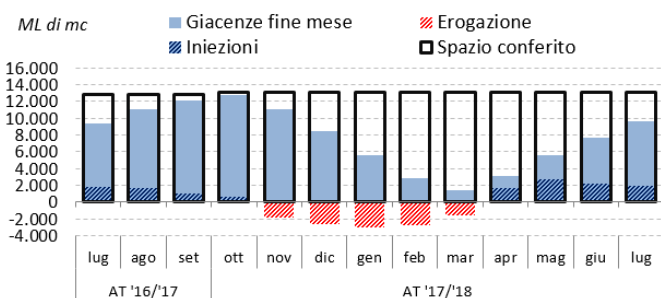
Dinamiche ribassiste anche per le importazioni tramite i tre terminali GNL, tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo, con 579 milioni di mc (-15%); non operativo il terminale di Livorno. Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli

stoccaggi ammontava a 9.591 milioni di mc, incrementata rispetto a giugno e su livelli superiori rispetto a quelli del 31 luglio del 2017 (+1,7%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 73,5%, lievemente in calo rispetto ad un anno fa (-0,2 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2018)	9.591	+1,7%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.939	+5,7%
Flusso netto	1.939	+5,7%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	73,5%	-0,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, continua il trend crescente della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che, al sesto rialzo tendenziale consecutivo, si porta a 24,50 €/MWh (+7 €/MWh, +38%), secondo valore più alto da marzo 2015. Più intense le dinamiche per le

quotazioni sui principali hub europei, anch'esse in crescita, con il prezzo al TTF che guadagna il 47% su luglio 2017 e si attesta a 22,23 €/MWh (+7 €/MWh), riducendo lo spread con quello al PSV a 2,27 €/MWh (era 2,35 €/MWh a luglio 2017).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) rafforzano il trend crescente avviato ad inizio anno e segnano il sesto importante incremento tendenziale, mostrando anche una notevole crescita rispetto al mese precedente (+15%). La crescita dei volumi, pari complessivamente a 4,8 TWh (+36%), valore a ridosso del massimo registrato lo scorso febbraio, spingono la quota sul totale consumato sui livelli più alti di sempre, pari a 10,3%, guadagnando 2,9 p.p. rispetto a luglio 2017, a fronte di un calo della domanda (-3%).

La ripresa, diffusa sui tre mercati a pronti, appare più intensa sui mercati title: i volumi negoziati su MGP-Gas aggiornano per il secondo mese consecutivo il massimo storico a 1,4 TWh (erano 0,4 TWh a luglio 2017), beneficiando degli effetti derivanti dall'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1. Tale mercato si conferma pertanto come il secondo mercato più importante in termini di liquidità con una quota pari a 29,0% del totale scambiato a pronti. Avanzano, sia su base annua che sul

mese precedente, anche i volumi scambiati su MI-Gas, pari a 2,1 TWh (+11,7%); di questi 1,0 TWh sono stati movimentati dal RdB, rappresentando il 44% del totale negoziato, in calo rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Tale sviluppo appare sostenuto dalla riduzione delle vendite di RdB, pari a 0,2 TWh (-55%), che ha più che compensato la crescita degli acquisti (0,8 TWh, +28%). Dopo la brusca frenata dei tre mesi precedenti aumentano su base annua gli scambi su MGS, pari a 1,3 TWh (+3,5%), incrementati anche rispetto al mese precedente.

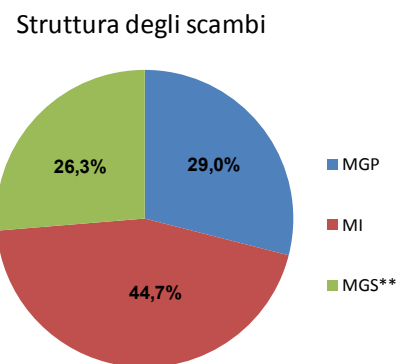
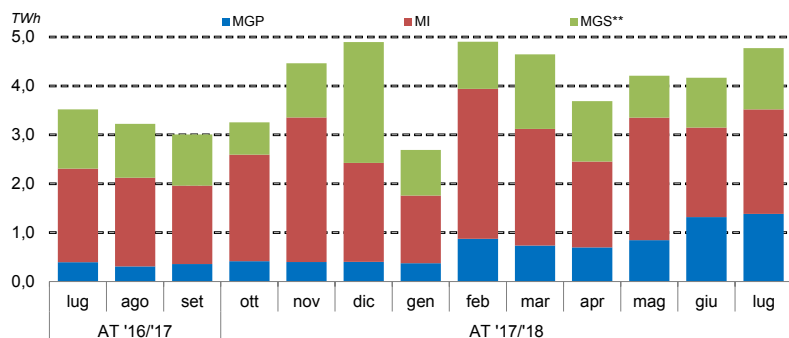
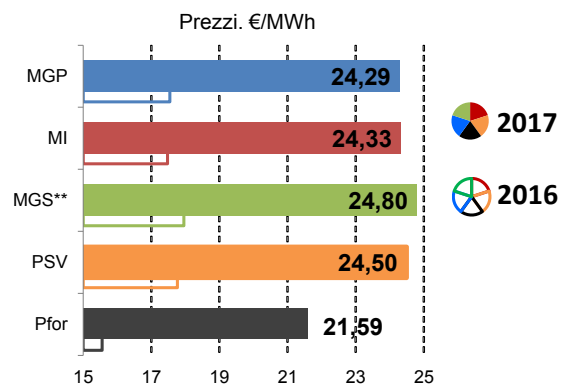
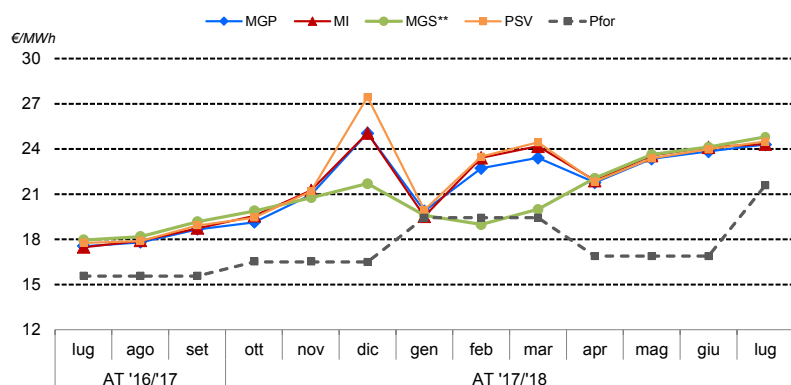
I prezzi presentano ovunque il terzo rialzo congiunturale consecutivo e consolidano la più intensa crescita su base annua (+38/+39%), rispecchiando anche gli sviluppi registrati al PSV. Le quotazioni si attestano poco sopra i 24 €/MWh sui due mercati title, ai massimi in ambedue i casi da inizio anno; si conferma su livelli più alti, per il quarto mese consecutivo, il prezzo medio registrato su MGS, pari a 24,80 €/MWh, anche questo mese ai massimi storici.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	24,29 (17,54)	22,70	25,45	1.383.504	(394.951)
MI	24,33 (17,47)	21,70	25,90	2.136.024	(1.913.000)
MGS**	24,80 (17,95)	24,03	25,50	1.256.016	(1.213.772)
Stogit	24,80 (17,95)	24,03	25,50	1.256.016	(1.213.772)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, 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

I volumi movimentati da SRG sull'MGS per l'impresa di stoccaggio Stogit, l'unica operativa, mostrano un apprezzabile avanzamento su base annua. La crescita appare sostenuta dagli scambi di SRG con finalità di Neutralità ed Altro sia lato acquisto, pari a 558 GWh, che lato vendita, pari a 138 GWh (in entrambi i casi poco significativi o nulli a luglio dello

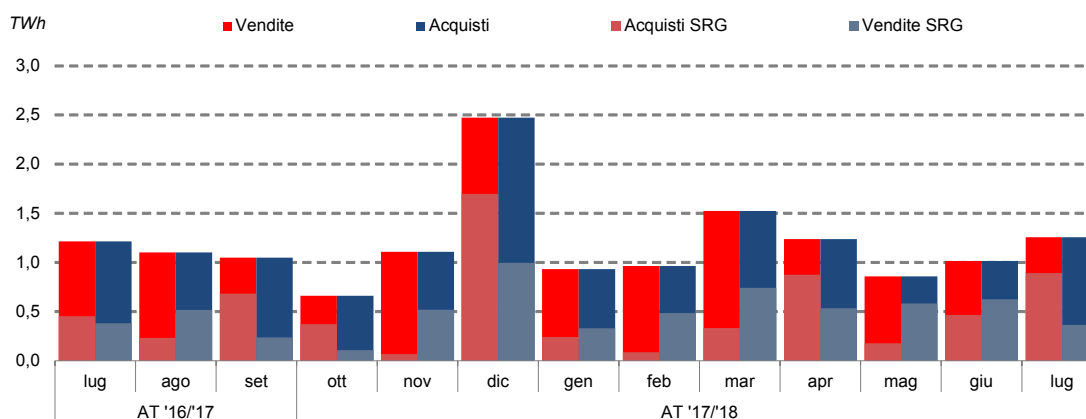
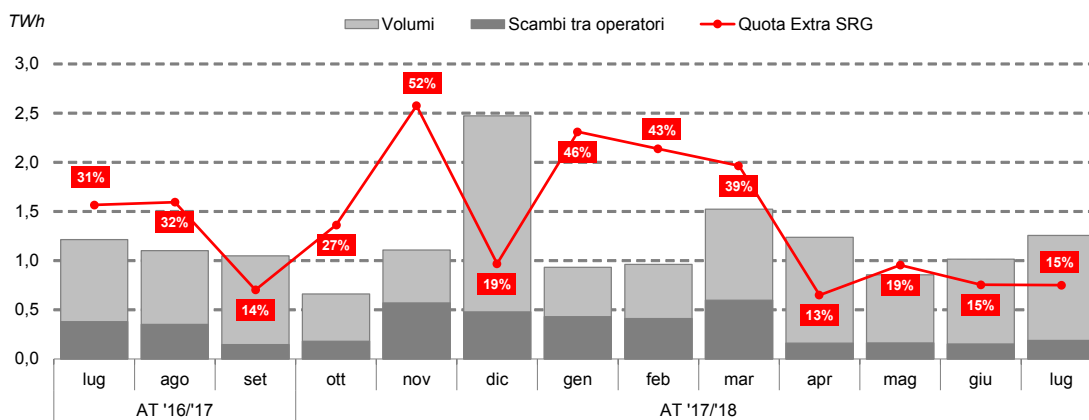
scorso anno), rappresentando complessivamente il 55% della propria attività; per contro si riducono gli scambi con finalità di Bilanciamento (-23% lato acquisto, -41% lato vendita). Gli scambi tra operatori sono stati pari a 189 GWh, in calo su base annua del 51%, e rappresentano solo il 15% del totale scambiato, cedendo circa 16 p.p. rispetto allo scorso anno.

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.256.016	(1.213.772)	1.256.016	(1.213.772)	-	(-)	-	(-)
SRG	892.945	(453.201)	363.748	(380.283)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	334.599	(435.201)	225.883	(380.283)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	558.347	(18.000)	137.865	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	363.071	(760.572)	892.267	(833.489)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), a luglio ripartono gli scambi con 20.928 MWh riguardanti sia prodotti BoM che i mensili e trimestrali con consegna più ravvicinata; il prodotto M-2018-08 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 23,80 €/MWh,

in ripresa del 19% rispetto all'ultimo riferimento di giugno. Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 39.360 MWh, in aumento del 35% rispetto al mese precedente. Prezzi di controllo stabili ad eccezione dei prodotti scambiati nel mese.

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 %	MWh/g	MWh
BoM-2018-07	-	-	24,31	35,0%	4	9.840	-	-	9.840	-	600	1.200
BoM-2018-08	-	-	23,80	-	-	-	-	-	-	-	240	7.200
M-2018-08	23,80	24,50	23,80	19,4%	2	7.440	-	-	7.440	-	240	7.440
M-2018-09	24,50	24,50	24,50	5,7%	1	1.440	-	-	1.440	-	48	1.440
M-2018-10	-	-	22,60	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-11	-	-	22,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	24,80	24,80	24,80	2,7%	1	2.208	-	-	2.208	-	144	13.248
Q-2019-01	-	-	20,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	-	-	17,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-03	-	-	19,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	24,98	0,0%	-	-	-	-	-	-	96	17.472
SS-2019	-	-	18,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					8	20.928			20.928		528	39.360

*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

■ Il mese di luglio mostra tendenze di prezzo generalmente rialziste. In ripresa le quotazioni del petrolio, contrastate invece quelle dei suoi derivati (in rialzo l'olio combustibile, stabile il gasolio). Ancora in aumento il carbone, il quarto consecutivo, così come i prezzi del gas, ai massimi del quinquennio per il

mese di luglio. Le quotazioni dell'energia elettrica mostrano una crescita diffusa, ma disomogenea: in forte ascesa nell'area centro-nord europea, dove raggiungono i livelli più alti dell'ultimo decennio per il mese di luglio, in moderato aumento in Spagna ed Italia, dove toccano comunque i massimi annui.

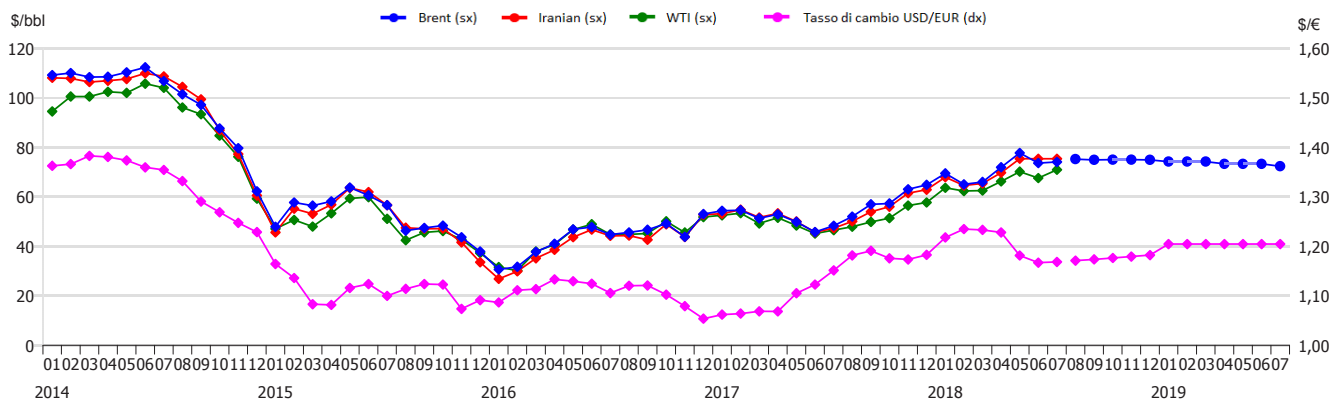
A luglio la quotazione del greggio, in lieve ripresa dopo il calo del mese precedente, si attesta a 74,08 \$/bbl (+1% su giugno), confermandosi, comunque, ancora ai massimi dal 2014 e in significativo incremento rispetto all'anno precedente (+53%). Dinamiche tendenziali analoghe anche per i derivati del petrolio, con i prezzi del gasolio e dell'olio combustibile in aumento rispettivamente del 52% e del 46% rispetto al 2017. L'andamento congiunturale, invece, mostra il prezzo dell'olio

combustibile ancora in aumento (429,44 \$/bbl, +3%), a fronte di una sostanziale stabilità della quotazione del gasolio (640,58 \$/MT). In aumento anche il carbone quotato in Europa, che si attesta a 100,62 \$/MT (+5% rispetto a giugno e +21% su base tendenziale), confermando, per il quarto mese consecutivo, il trend di crescita iniziato a metà 2017. Le conversioni in euro dei prezzi confermano le dinamiche e i tassi di crescita delle commodities, in corrispondenza di un tasso di cambio a 1,17 \$/€.

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

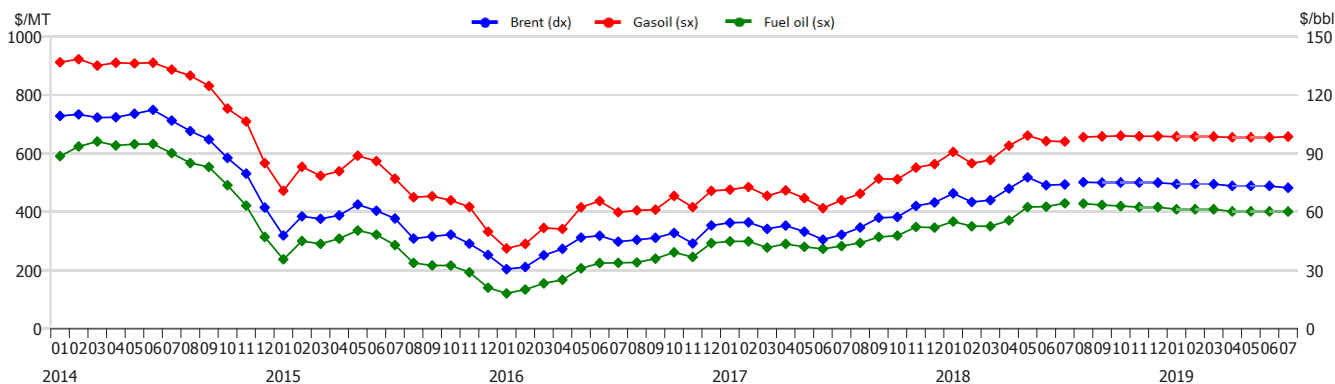
FUEL	UdM	Quotazioni a pronti				Quotazioni a termine							
		Lug 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 18	Var M-1 (%)	Set 18	Var M-1 (%)	Ott 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	74,08	+ 1 %	+ 53 %	79,21	75,24	- 1 %	74,96	- 1 %	75,02	-	72,83	+ 2 %
	€/bbl	63,40	+ 0 %	+ 51 %	-	64,25	-	63,86	-	63,76	-	60,46	-
OLIO COMB.	\$/MT	429,44	+ 3 %	+ 52 %	436,99	428,13	+ 2 %	423,59	+ 2 %	419,68	-	404,24	+ 3 %
	€/MT	367,54	+ 3 %	+ 49 %	-	365,56	-	360,89	-	356,69	-	335,61	-
GASOLIO	\$/MT	640,58	- 0 %	+ 46 %	675,75	655,83	- 0 %	657,72	- 0 %	660,07	-	657,25	+ 1 %
	€/MT	548,24	- 0 %	+ 43 %	-	559,98	-	560,37	-	561,00	-	545,67	-
CARBONE	\$/MT	100,62	+ 5 %	+ 21 %	97,75	98,56	+ 3 %	97,60	+ 2 %	96,15	-	89,14	+ 2 %
	€/MT	86,12	+ 5 %	+ 19 %	-	84,15	-	83,16	-	81,72	-	74,01	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,17	+ 0 %	+ 1 %	-	1,17	- 0 %	1,17	- 0 %	1,18	-	1,20	+ 0 %

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



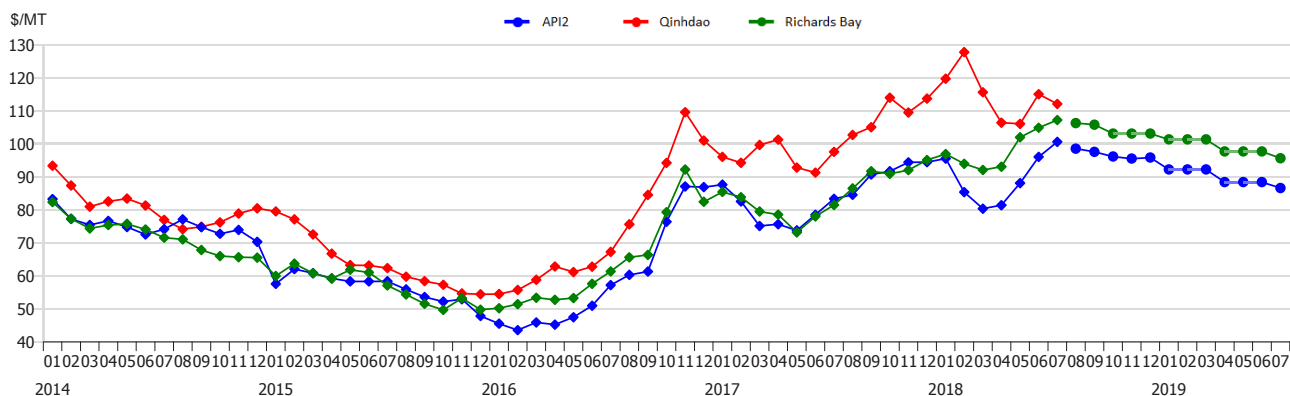
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



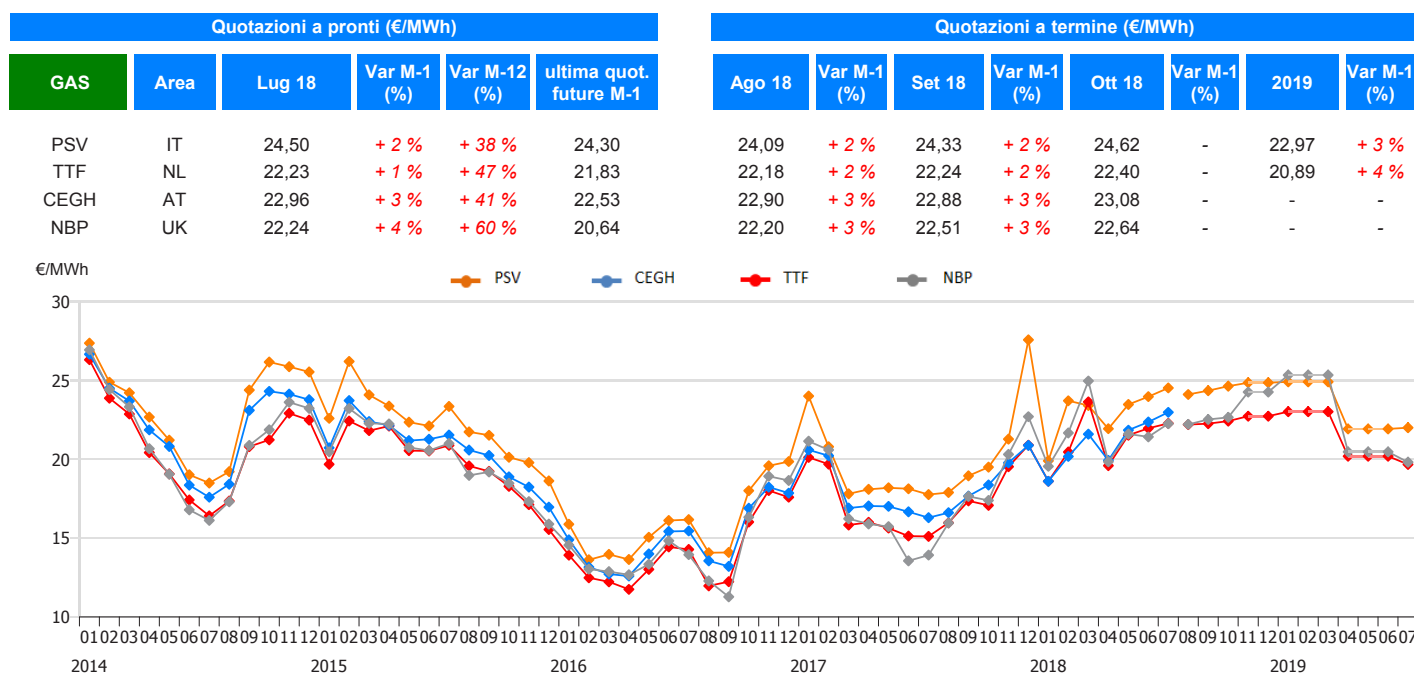
Fonte: Thomson-Reuters

Al terzo rialzo consecutivo, i prezzi del gas raggiungono livelli tra i più alti dal 2015, con il PSV a 24,50 €/MWh (+2% su giugno) che mantiene sostanzialmente inalterato il suo apprezzamento tendenziale (+38%) e il suo differenziale col TTF (circa +2 €/MWh). Quest'ultimo si attesta a 22,23 €/MWh, con un incremento

congiunturale leggermente inferiore rispetto al nostro riferimento nazionale (+1%), ma con un rialzo annuale superiore (+47%). Le tendenze rialziste appaiono confermate anche dai mercati a termine, che mostrano per i prossimi mesi quotazioni ovunque in moderato rialzo rispetto alle indicazioni di giugno.

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

Fonte: Thomson-Reuters



In questo contesto anche le quotazioni dell'energia elettrica risultano in aumento e su livelli particolarmente elevati, soprattutto sulle borse dell'Europa centro-settentrionale. La quotazione italiana risulta essere la più alta in ambito europeo, attestandosi a 62,69 €/MWh, ma con una crescita congiunturale e tendenziale inferiore alle altre borse. Cala conseguentemente attorno agli 11 €/MWh (-4 €/MWh) lo spread con la quotazione francese, arrivata a toccare i 51,41 €/MWh, valore massimo dal 2009 per

il mese di luglio in Francia. Su livelli molto elevati, e compresi tra 49-51 €/MWh, risultano anche i prezzi registrati in Germania e nell'area scandinava, con quest'ultimo quasi raddoppiato rispetto al 2017. Le tendenze rialziste delle principali borse europee sono confermate anche dai futures, che evidenziano prezzi sostanzialmente in linea con gli attuali per il bimestre agosto-settembre e una ulteriore ripresa del riferimento transalpino a partire da ottobre.

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

Fonte: Thomson-Reuters

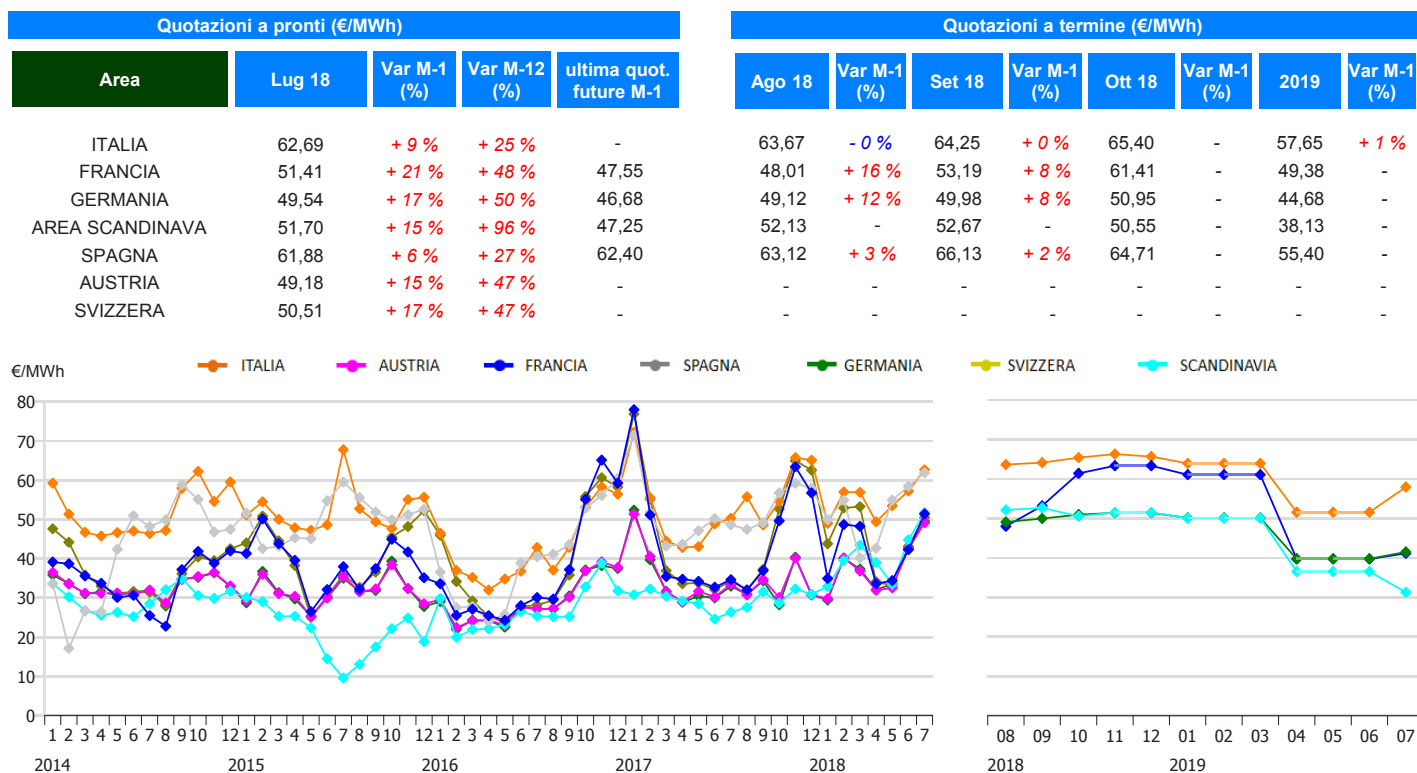
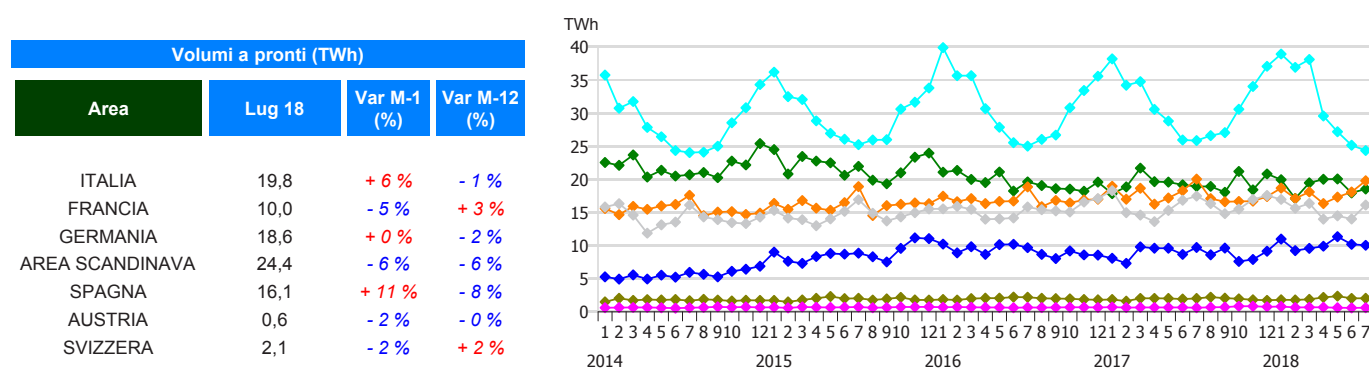


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Andamento contrastato dei volumi contrattati su base spot sulle principali borse europee, risultati in calo nell'area scandinava (24,4 TWh, -6%) e in aumento sulla borsa

italiana (19,8 TWh, +6%), in Spagna (16,1 TWh, +11%) e, in misura minore, nell'area franco-tedesca (Epex: 30,7 TWh, +2%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ A luglio il prezzo medio registrato sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) mostra una modesta flessione rispetto al mese precedente, attestandosi a 251,92 €/tep, minimo degli ultimi tredici mesi. Per contro, cresce il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale, riducendo il differenziale con i corrispondenti livelli di mercato a meno di 20 €/tep. In aumento rispetto ai livelli molto bassi del mese precedente, ma ancora ridotti rispetto a luglio 2017, gli scambi sia per il mercato organizzato, la cui liquidità si riporta a circa il

60%, che per la contrattazione bilaterale. Sul mercato organizzato riparte anche la quantità destinata al trading che in termini assoluti risulta più che raddoppiata. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi rafforzano il trend crescente in atto da settembre del 2017 e registrano un nuovo importante incremento congiunturale, aggiornando il massimo storico a 1,50 €/MWh; in crescita anche le transazioni bilaterali. In forte calo invece i volumi scambiati, a fronte di una più debole flessione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale.

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

Nella prima sessione successiva alla pubblicazione del Decreto del 10 maggio 2018 del Ministero dello Sviluppo Economico relativo alla determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2017-2020 e l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica il prezzo medio sul mercato organizzato, risulta in debole flessione rispetto alla seduta precedente, posizionandosi poco sotto i 251,92 €/tep (-0,6%).

Il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, invece, registra un consistente aumento rispetto a giugno e si porta a 232,30 €/tep (+31 €/tep), riducendo drasticamente lo spread con i corrispondenti valori di mercato a circa 20 €/tep (era 50 €/tep il mese precedente). La distanza tra i due livelli si riduce ulteriormente (9 €/tep) se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota questo mese sale al 95%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi

tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (249,90-254,00 €/tep) sale al 75% (era 30% a giugno).

I volumi scambiati sul mercato, pari a 319 mila tep, risultano più che quadruplicati rispetto ai livelli esigui della sessione precedente, confermandosi tuttavia ancora nettamente inferiori rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-54%). Cede circa 2 p.p. la quota di mercato sul totale contrattato che riesce comunque a mantenersi intorno al 60%, a fronte di un incremento, anch'esso consistente, degli scambi bilaterali. Dinamiche crescenti anche per le quantità destinate al trading più che raddoppiate in termini assoluti, rappresentando il 6% dei volumi di mercato (-3 p.p.).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 54.598.586 tep, in aumento di 736.122 tep rispetto a fine giugno 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 2.074.472 tep.

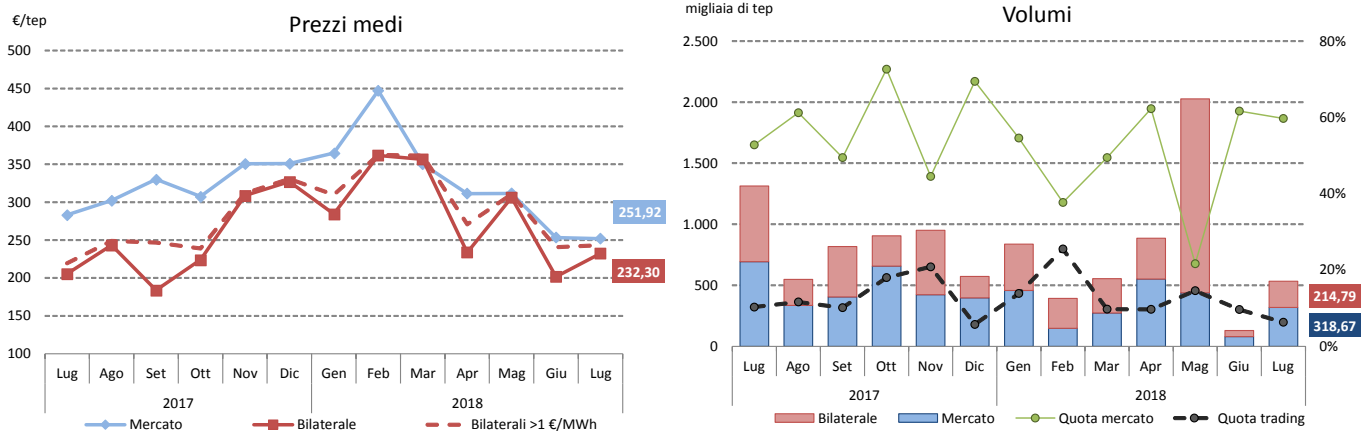
Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	251,92	-0,6%	249,90	254,00	318.666	+300,1%	80,28	+297,8%	20.143	+162,0%	6,3%	-3,3 p.p.	10	+4
Bilaterali	232,30	+15,2%	0,00	290,00	214.791	+333,3%	49,90	+399,3%						
con prezzo >1	243,38	+1,2%	88,50	290,00	205.014	+393,5%	49,90	+399,3%						
Totale	244,02	+4,5%	0,00	290,00	533.457	+312,8%	130,17	+331,4%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

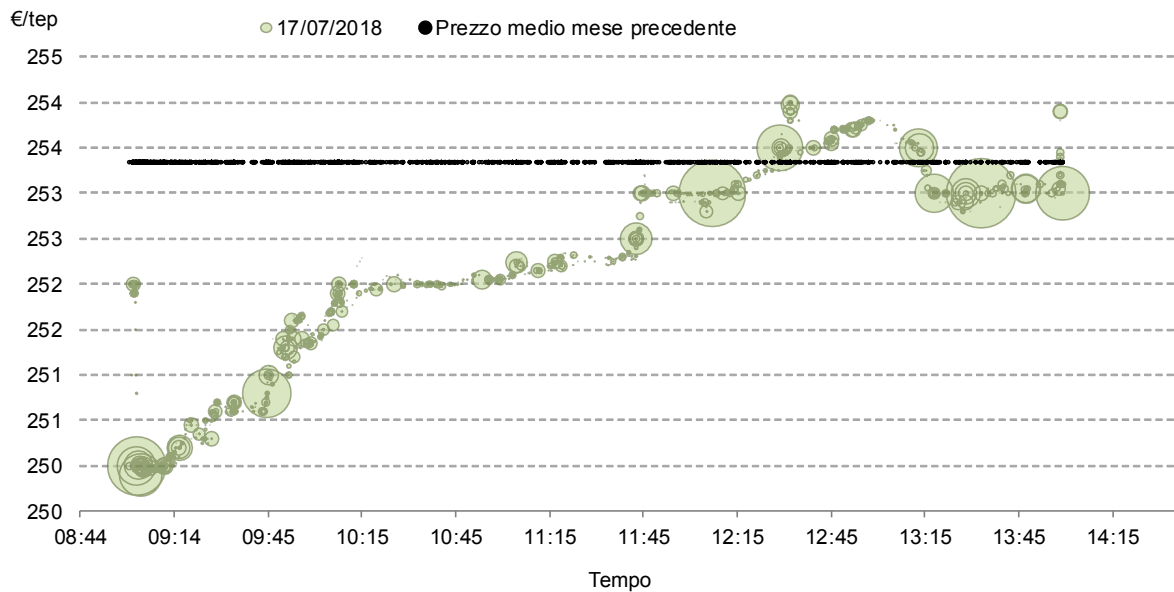


L'analisi della sessione mostra come i corsi seguano un andamento crescente per quasi l'intera seduta, variando tra il valore minimo, segnato nei primi minuti di apertura, ed il livello massimo raggiunto a circa un'ora dalla conclusione. In

netto incremento rispetto a giugno sia il numero di transazioni registrate che si porta sui livelli più alti di sempre (1.571), sia i volumi medi scambiati per singola transazione (pari a 203 tep contro i 116 di giugno).

Figura 2: MTEE, andamento infra-sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

Il prezzo medio registrato a luglio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia consolida l'andamento rialzista avviato a settembre dello scorso anno e aggiorna per il settimo mese consecutivo il massimo storico a 1,50 €/MWh (+41% su giugno). Anche il prezzo riportato sulla Piattaforma Bilaterale registra un significativo rincaro (+0,64 €/MWh dai livelli molto bassi di giugno) e segna il massimo storico a 0,83 €/MWh, riducendo lo spread con le quotazioni di mercato a 0,67 €/MWh (era 0,88 €/MWh il mese precedente).

Gli scambi sul mercato organizzato, dopo i segnali incoraggianti della seduta precedente, scendono a 33 GWh

(erano 256 GWh a giugno), rappresentando il 6% del totale negoziato attraverso le altre modalità di contrattazione. Tuttavia, se consideriamo complessivamente i primi quattro mesi del nuovo anno di negoziazione, i volumi scambiati sul MGO ammontano a 312 GWh in consistente aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (erano 48 GWh nel 2017). Anche gli scambi bilaterali mostrano una flessione su giugno, mantenendosi sui livelli esigui dei mesi precedenti; anche in questo caso sviluppi rialzisti dei volumi nei primi quattro mesi dell'anno che nel dato cumulato salgono a 1,9 TWh rispetto a 1,6 TWh del 2017.

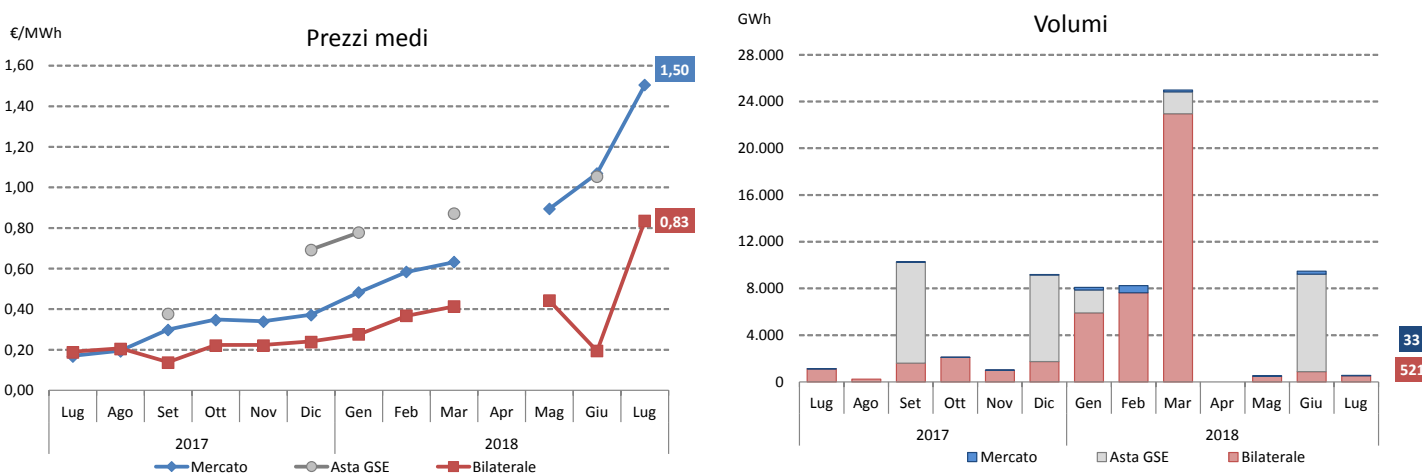
Tabella 2: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,50	+40,8%	1,47	1,53	33.012	-87,1%	49.668	-81,8%
Bilaterali con prezzo >0	0,83	+331,0%	0,36	1,10	520.922	-41,0%	434.814	+154,3%
	0,83	+331,0%	0,36	1,10	520.922	-41,0%	434.814	+154,3%
Totale	0,87	+124,2%	0,36	1,53	553.934	-51,3%	484.482	+9,1%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

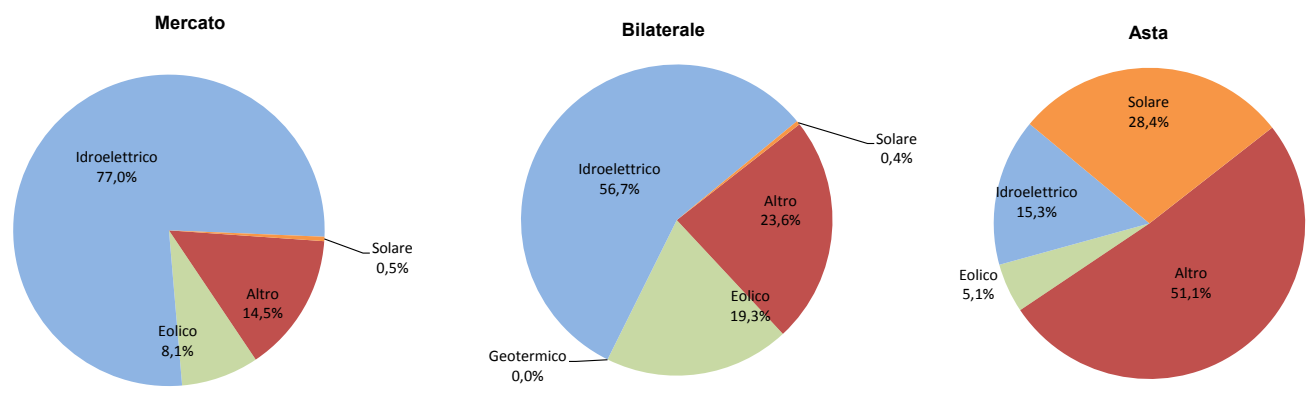


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia più scambiata sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale è relativa ad

impianti di produzione idroelettrici (rispettivamente 77% e 57%), seguita in entrambi i casi dalla tipologia Altro. Rimane residuale su ambedue le piattaforme la tipologia Solare che si conferma significativa solo nelle aste del GSE.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2018

Fonte: dati GME



ANCHE LITIO E COBALTO NELLE STATISTICHE DELL'ENERGIA

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

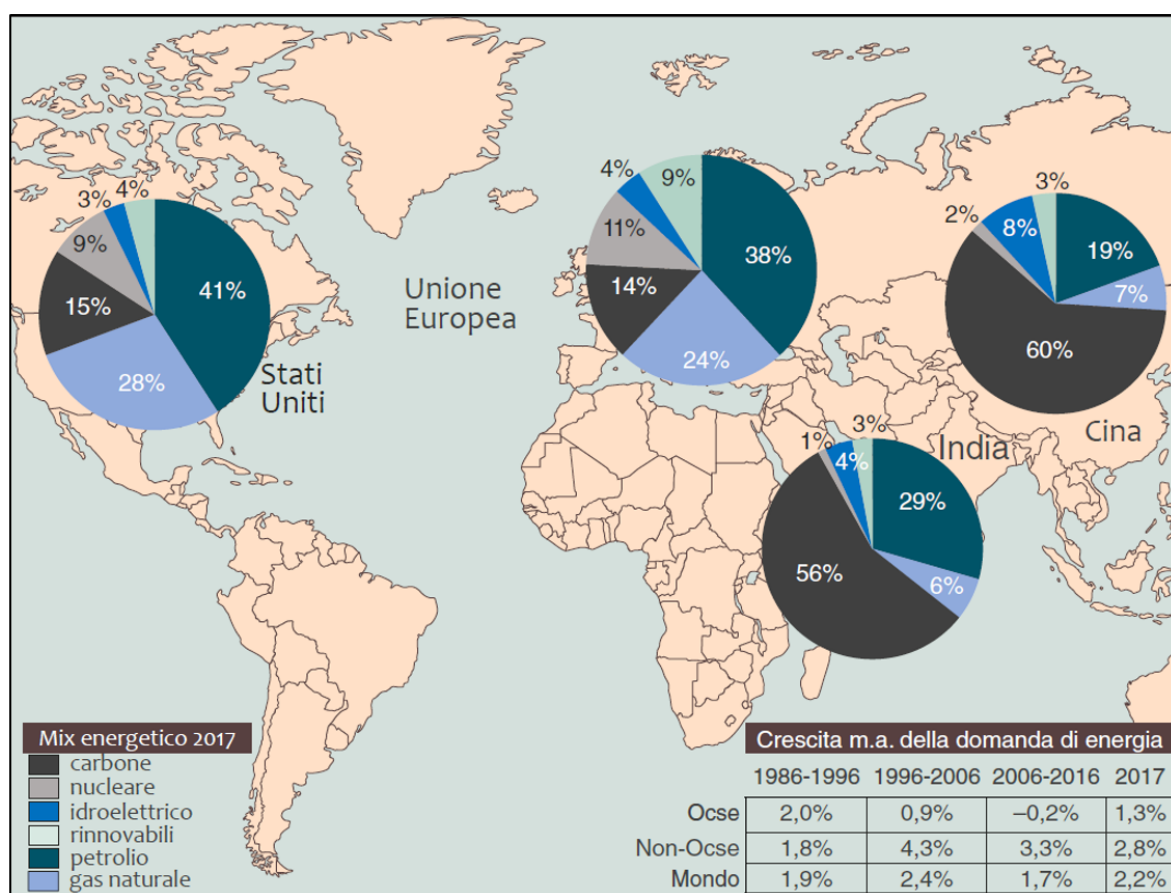
(continua dalla prima)

Le ragioni dell'incremento sono collegate ad una ripresa delle produzioni energivore, solo in parte compensata da un'accelerazione nel tasso di riduzione dell'intensità energetica.

A trainare i consumi è anche l'India la cui domanda è

aumentata del 4,6%, in leggera diminuzione rispetto al precedente decennio (+5,7%), confermandosi il terzo maggior consumatore di energia dopo Cina e Stati Uniti. Complessivamente, questi tre paesi contano per il 45% della domanda mondiale.

La domanda di energia nel mondo, 2017



Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2018

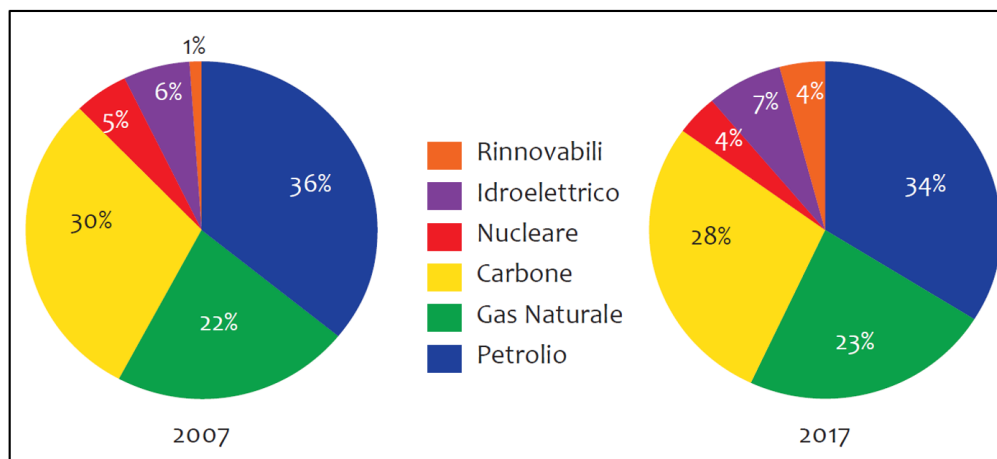
Mix energetico stabile, cambiamenti strutturali in lenta progressione

Facendo una comparazione tra la situazione odierna e quella di dieci anni fa, emerge la progressiva erosione della quota di mercato complessiva delle fonti fossili a fronte dell'avanzamento delle rinnovabili nel mix energetico globale. Un cambiamento dettato dal paradigma della transizione energetica che prevede nel lungo periodo una graduale sostituzione delle prime con risorse a minor impatto carbonico. Tuttavia, l'attuale ripartizione dei consumi

evidenzia come questo processo, pur strutturale, sia lento nel suo evolversi: oltre l'85% della domanda mondiale di energia è ancora coperta dalle fonti fossili, il cui peso mostra un calo di appena 3 punti percentuali rispetto a dieci anni fa. All'interno di questo aggregato, cresce il ruolo del gas naturale mentre si riduce leggermente quello di petrolio e del carbone. In evidente aumento il peso delle rinnovabili, guidate da eolico e solare, anche se la quota complessiva resta ancora esigua e pari al 3,6% del totale, dato che si confronta con l'1% di dieci anni fa.

(continua)

Domanda di energia per fonte, 2007 vs 2017



Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2018

Vediamo ora nel dettaglio le dinamiche che hanno caratterizzato le diverse fonti di energia nel 2017.

Smentendo la prospettiva dell'oil peak demand, il petrolio continua a crescere con la domanda che ha messo a segno un nuovo aumento di 1,7 mil. bbl/g nel 2017, portandosi a oltre 98 mil. bbl/g e accelerando la crescita all'1,8% contro il +1,2% m.a. del precedente decennio. Il fattore prezzi è stato determinante: attestandosi su una media annua nell'intorno dei 54 dollari al barile, questi livelli, ben lontani dai livelli pre-2015 seppur al rialzo rispetto al 2016, hanno trainato i consumi al rialzo. A questo si è aggiunta una performance più vivace dell'economia non solo nei paesi non-OCSE – che restano il traino della crescita – ma anche nell'area OCSE dove la variazione è stata positiva (+1%) in controtendenza con la media annua del decennio passato (-0,7%). Spicca l'UE che mostra un robusto +1,9% contro il -1,5% m.a. del periodo 2006-2016. Vale in ogni caso evidenziare che, nonostante l'incremento in termini assoluti della domanda, la quota del petrolio sul totale energia ha subito un leggero calo portando la quota dal 34,4% del 2016 al 34,2% del 2017. Segnale che il cambiamento sistemico di sostituzione del petrolio è stato avviato ma resta influenzato da dinamiche contingenti che ne rallentano l'avanzamento.

Il gas naturale è l'unica fonte fossile che aumenta la sua quota nel mix energetico globale, passando dal 23,2% al 23,4%. Rispetto al 2016, segna una crescita eccezionale del 3% superando anche il 2,3% m.a. del decennio 2006-2016. I consumi si sono portati a 3.670 miliardi di metri cubi (mld mc), trainati alla Cina (+ 31 mld mc) e con incrementi di rilievo anche in Iran (+13 mld mc). Domanda vivace anche in UE che ha registrato un aumento del 4,3% sul 2016 a 467 mld mc, un ammontare che risulta tuttavia ancora inferiore rispetto ai livelli pre-crisi quando i consumi di gas viaggiavano stabilmente sopra i 500. L'aumento della domanda di gas è

prevalentemente motivata dalla nuova politica ambientale cinese - annunciata nel 2013 con il Piano di Azione Ambientale e nei fatti avviata lo scorso anno – che ha promosso una serie di misure per incoraggiare i consumatori residenziali e industriali ad uno switch dal carbone al gas. In crescita anche il commercio internazionale di gas (+6%) dove si è distinto il GNL con un aumento di oltre il 10% rispetto al +3,7% degli scambi via pipeline. Per il GNL questa è la più robusta espansione dal 2010, trainata da Stati Uniti e Australia che hanno registrato una crescita rispettivamente del 307% e del 28% rispetto al 2016 a seguito dello start-up di nuovi progetti. Sul fronte degli importatori, il Giappone resta indiscutibilmente al primo posto mentre la Corea del Sud slitta al terzo posto superata dalla Cina che diventa nel 2017 il secondo maggior importatore di GNL.

Dopo il trend decrescente degli ultimi anni, il carbone ha mostrato una leggera ripresa sia lato domanda (+1%) sia lato offerta (3,2%).

A trainare i consumi di questa fonte è l'India che ha incrementato la richiesta di 18 mil. tep dei 25 totali a livello globale. Da segnalare la Cina che, dopo tre anni consecutivi di declino, ha visto un leggero aumento (+0,5%) a seguito della crescita della domanda elettrica e nonostante il processo di switch coal-to-gas in corso. Per contro, l'area OCSE conferma la progressiva riduzione del carbone ma ne riduce la portata rispetto allo scorso anno (da -55 mil. tep del 2016 a -4 del 2017), compensando solo in parte l'aumento lato non-OCSE. Stati Uniti e UE restano i driver al ribasso con un calo rispettivamente del -2,2% e -1,9% ma riducono il decremento rispetto alla media annua del precedente decennio (-4,5% e -3,1%). Nonostante la progressiva erosione della sua quota sul bilancio energetico mondiale, il carbone è ancora la seconda fonte di energia più consumata nel mondo.

(continua)

Sul fronte delle nuove rinnovabili², si segnala un nuovo aumento nel 2017 del 17%, contro il +16,2% m.a. del precedente decennio. In termini assoluti il loro apporto complessivo ammonta a 487 mil. tep, quanto il solo consumo di carbone di India e Indonesia; quel che evidenzia come lo scarto con le fossili sia ancora elevato. Se a livello di domanda primaria, la loro quota è sostanzialmente esigua e di poco superiore al 3%, nella generazione elettrica le rinnovabili contribuiscono per l'8,4% a livello globale, con punte ben più elevate in alcune aree e in particolare in Europa dove arrivano a contare fino al 30% (Germania) del mix energetico nazionale. Il principale protagonista è l'eolico che soddisfa oltre la metà (52%) della domanda di energia da rinnovabili mentre il solare conta per il 21%; quest'ultima fonte è quella che cresce al ritmo più sostenuto attestandosi su +35,2% nel 2017 vs il +17,3% dell'eolico. A livello geografico, l'area OCSE continua ad essere il principale consumatore, coprendo il 63% del totale, con l'Unione Europea che vi conta per la metà. Tuttavia, la crescita dei paesi industrializzati nel 2017 si è attestata a 13,2% (12% per l'UE), leggermente al di sotto della media del periodo 2006-2016 (13,6%; 13,5% per l'UE). Per contro, l'area non-OCSE è quella che rileva il maggior ritmo di crescita (+23,8%), in linea con la media del periodo precedente. A livello di singolo paese, la Cina si conferma il maggior produttore globale avendo superato lo scorso anno gli Stati Uniti, con una quota del 22% sul totale.

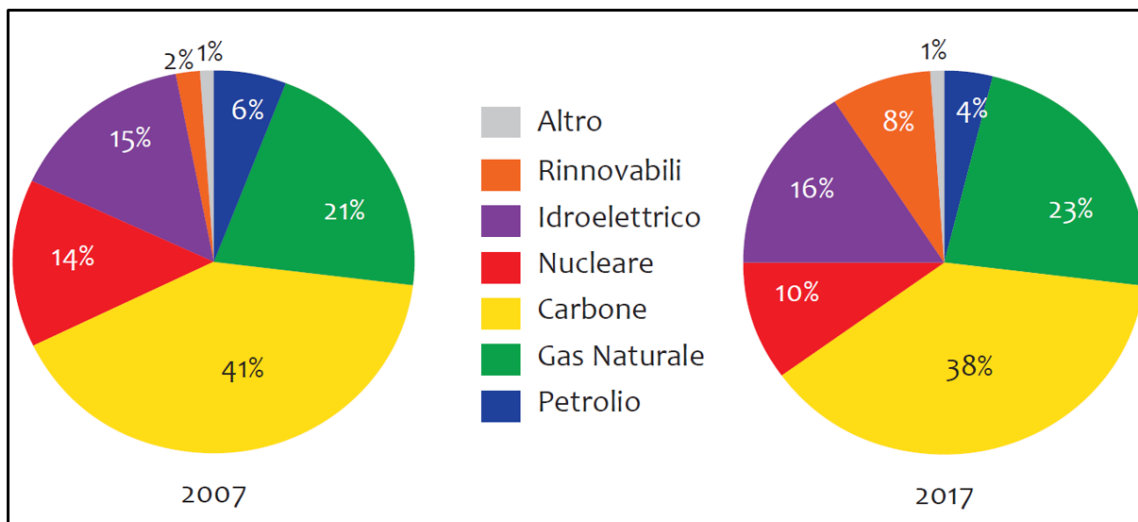
Consumi elettrici tra rinnovabili e carbone, al rialzo le emissioni

La generazione elettrica mantiene il suo ruolo centrale, assorbendo oltre il 40% della domanda primaria globale. Una dinamica attesa rafforzarsi considerando il processo di elettrificazione in corso, atto a rispondere alle esigenze poste dalla transizione energetica di aumentare il ruolo delle rinnovabili nel mix energetico mondiale. Ma più domanda elettrica significa veramente più rinnovabili? L'analisi dei dati mostra che la questione è più complessa, come mostra il fatto che quest'anno all'aumento dei consumi elettrici è corrisposto anche un aumento delle emissioni.

Il ruolo sempre più rilevante della domanda elettrica, anche nel contributo primario alle emissioni globali di anidride carbonica³, ha portato la compagnia petrolifera BP quest'anno ad includere per la prima volta nel suo rapporto statistico "BP Statistical Review of World Energy 2018" un approfondimento più dettagliato sull'apporto delle fonti di energia nel mix elettrico. Vediamo il quadro che ne deriva.

Per quanto riguarda il mix di generazione, nell'arco degli ultimi 10 anni non si scorgono - come per la domanda primaria - mutamenti strutturali anche se si segnalano alcune significative variazioni.

Domanda elettrica per fonte, 2007 vs 2017



Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2018

(continua)

Pur restando inviolato il dominio delle fonti fossili, la loro quota si è ridotta di 3 punti percentuali a 64,7% mentre le rinnovabili sono aumentate di 6 punti percentuali a quota 8,4%. Situazione meno rosea per il nucleare che ha perso terreno (-2,8 p.p.) mentre l'idroelettrico mostra una sostanziale stasi, con un incremento di appena 0,5 punti percentuali tra il 2007 e il 2017.

Nell'ultimo anno, la crescita della domanda di energia elettrica ha continuato a crescere (+2,8% sul 2016 in linea con gli ultimi 10 anni) e a ritmi più sostenuti rispetto a quelli della domanda primaria di energia (+2,2%). Cina e India sono responsabili del 70% di questa crescita che sale al 94% se si considera l'intera area non-OCSE. Sostanzialmente stabili, invece, i paesi industrializzati dove i consumi elettrici sono aumentati solo dello 0,6%, in linea con quanto avvenuto negli anni passati. Fa eccezione l'UE dove si registra un aumento più sostenuto dell'1,3% rispetto al -0,4% della media degli ultimi 10 anni.

A livello di fonte, l'aumento dei consumi elettrici è stato supportato dalle rinnovabili che contano per la metà dei TWh addizionali nel 2017 e – ed è questa la vera novità di quest'anno – dal carbone che conta per un cospicuo 44% dell'incremento rispetto all'8% dell'anno precedente, sostituendosi di fatto al gas che passa dal 41% del 2016 all'11% del 2017. In termini assoluti, invece, l'unica fonte in calo è il petrolio che perde quasi l'8% rispetto al 2016, in netto declino anche nel confronto con il passato decennio (-1% m.a.).

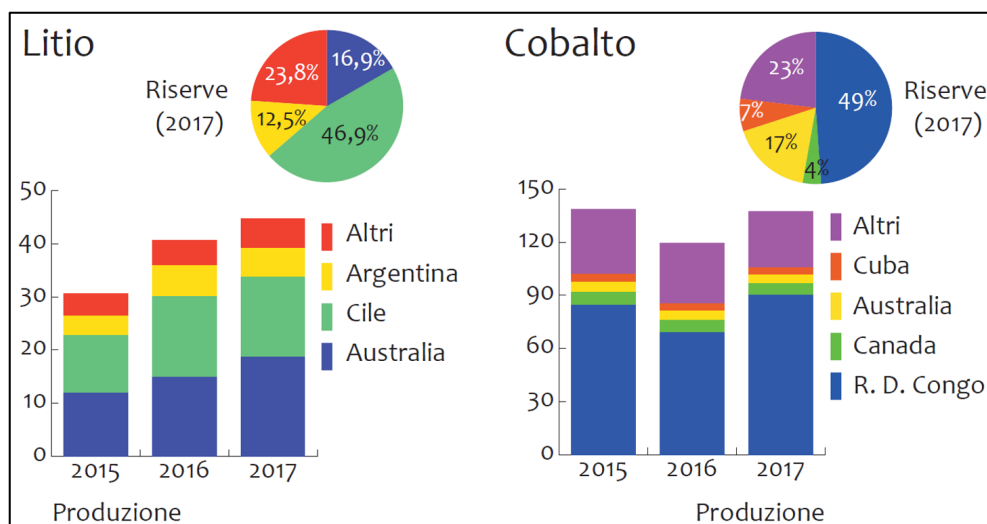
Nonostante l'aumento dei consumi elettrici e il ruolo crescente delle rinnovabili, le emissioni di anidride carbonica, dopo diversi anni di sostanziale stasi, hanno ricominciato a crescere ad un ritmo superiore rispetto al passato

decennio (+1,6% vs 1,3%), in contrasto con quanto richiesto dall'Accordo di Parigi. Le ragioni sono presto dette: la ripresa dell'economia mondiale e delle attività industriali intensive, insieme a bassi prezzi petroliferi e rallentamenti negli sforzi di efficienza energetica. A livello regionale, l'aumento delle emissioni proviene per l'88% dal non-OCSE, con le sole Cina e India responsabili per oltre la metà della crescita emissiva dell'ultimo anno. Tra i paesi industrializzati si è registrato un leggero aumento delle emissioni dello 0,7% che inverte il trend negativo del precedente decennio (-0,8% m.a.). In particolare, l'UE che, sulla scia della ripresa economica, ha registrato un aumento dell'1,5% rispetto al -2% del periodo 2006-2016. Solo alcuni paesi – tra cui Stati Uniti, Messico, Regno Unito, Sud Africa – si discostano da questo generale rialzo, mostrando un consistente calo delle emissioni. In particolare, gli USA con 42 mil. tonn. in meno si confermano l'area più virtuosa, nonostante il calo si sia dimezzato rispetto allo scorso anno (-85 mil. tonn.).

Litio e cobalto: le new entry tra le risorse energetiche

Vera novità del BP Statistical Review 2018 è l'introduzione per la prima volta di una panoramica su alcuni minerali e metalli che stanno entrando nei processi produttivi energetici, in particolare il litio e il cobalto che sono alla base, tra le altre applicazioni, della realizzazione delle batterie elettriche. D'altronde, l'energia cambia e cambiano anche le risorse utili a produrla. La progressiva elettrificazione dei trasporti richiede in maniera crescente il supporto di nuove risorse energetiche, facendo emergere l'esigenza di monitorarne lo sviluppo. Vediamo in dettaglio dove sono concentrate queste risorse.

Produzione e riserve mondiali di litio e cobalto



Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2018

(continua)

Per quanto riguarda il litio, il Cile detiene la maggior parte delle riserve certe, seguito da Australia e Argentina. Tra il 2015 e il 2017, la produzione è aumentata di quasi il 50%, trainando al rialzo i prezzi che sul periodo sono più che raddoppiati. Il cobalto, invece, ha una maggiore concentrazione geografica con la Repubblica Democratica del Congo che è il primo produttore (66%) e detentore di riserve (49%) al mondo. Il forte aumento della domanda verificatosi lo scorso anno ha trainato i prezzi al rialzo ma la produzione non ha seguito del tutto questa tendenza. Ciò è dovuto al fatto che, essendo il cobalto un sottoprodotto derivante dall'estrazione di rame e nichel, la sua produzione dipende anche dall'andamento dei prezzi di questi ultimi.

Cambiano le risorse ma non cambiano le esigenze legate alla sostenibilità delle produzioni. Le attività di estrazione dei nuovi minerali sono esposte ad una serie di problematiche relative all'attività di estrazione.

Conclusioni

In definitiva, i dati del 2017 mostrano un quadro non del tutto soddisfacente se letti in una prospettiva low carbon. È cresciuta la domanda globale di energia; l'intensità energetica è calata meno degli scorsi anni; il consumo di carbone si è innalzato per la prima volta in quattro anni; le emissioni di carbonio sono aumentate dopo tre anni consecutivi di crescita zero.

Certamente, le fonti fossili restano preponderanti nel mix

energetico globale ed è difficile sostenere, a conti fatti, che in un limitato arco di tempo – due o tre decenni – i sistemi energetici siano in grado di evolversi a tal punto da realizzare la prospettiva di un futuro a basse emissioni.

Dall'altra parte, però, non si può sottovalutare la progressiva erosione della quota di petrolio e carbone in favore delle fonti a minor impatto emissivo e specialmente la crescita robusta delle rinnovabili. Abbiamo visto poi la progressiva elettrificazione dei consumi con la domanda elettrica che cresce più della domanda primaria. Questo processo sta interessando anche il settore dei trasporti con un aumento degli investimenti nei nuovi carburanti e in particolare nei veicoli elettrici. Uno sviluppo che avrà non poche conseguenze sul sistema energetico globale, richiedendo il supporto di nuove risorse: più aumenterà la penetrazione delle auto elettriche, infatti, più crescerà il ricorso ai cosiddetti "metalli da batteria", progressivamente riducendo il ricorso al petrolio.

Di fatto, la transizione energetica è avviata ma resta influenzata da fattori ciclici di breve periodo che ne possono rallentare o accelerare l'avanzamento. Lo riprova il fatto che nel 2017, nonostante la progressiva elettrificazione dei consumi e l'avanzamento di fonti a minor impatto ambientale, le emissioni mondiali di anidride carbonica siano tornate ad aumentare trainate dalla congiuntura economica favorevole, da ridotti miglioramenti in efficienza energetica, dal perdurare di prezzi petroliferi più bassi del passato. Due passi avanti e uno indietro.

¹ IEA, "Global Energy & CO2 Status Report 2017", Marzo 2018. Disponibile al seguente link: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>

² Nei consumi di energia primaria, le "Altre rinnovabili" includono eolico, solare, geotermia, biomasse e altro, biofuel, mentre escludono l'idroelettrico. Nel caso dei consumi elettrici, da questo aggregato sono esclusi anche i biofuel che non contribuiscono alla generazione elettrica.

³ Il contributo della generazione elettrica alle emissioni di CO2 legate all'energia è il più elevato a livello di singoli comparti, contando per più di un terzo del totale emissivo.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 5 luglio 2018 378/2018/R/EEL | “Approvazione della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del regolamento UE 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità europee di regolazione all’interno dell’Energy Regulatory Forum” | pubblicata il 10 luglio 2018 Download <https://www.arera.it/it/docs/18/378-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 378/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha approvato la proposta - predisposta da tutti i gestori delle reti di trasmissione europee (nel seguito: TSO) - di metodologia per il modello comune della rete europea rilevante per gli orizzonti temporali annuale e mensile (proposta CGMM FCA), ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (nel seguito: Regolamento FCA).

Al riguardo, giova ricordare che, in esito alla trasmissione da parte dei TSO di una prima proposta CGMM FCA, le NRAs hanno formulato una richiesta congiunta di emendamenti al documento funzionali all’approvazione dello stesso. Conseguentemente, con la delibera 119/2018/R/EEL, l’ARERA ha chiesto a TERNA di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta¹. Pertanto, con la deliberazione in oggetto, l’ARERA ha approvato - in coordinamento con le altre NRAs - la proposta CGMM FCA modificata sulla base degli emendamenti richiesti.

Documento di consultazione del GME | ”DCO 02/2018 - Nuove modalità di gestione dei processi di adesione ai mercati e piattaforme del GME: Il Sistema di Anagrafica Centralizzata” | pubblicato il 6 luglio 2018 | Download http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20180704_DCO_02_2018_AC_ita.pdf

Con la pubblicazione del documento di consultazione n. 02/2018, il Gestore dei Mercati Energetici (GME) ha illustrato il progetto di informatizzazione del processo di adesione ai mercati ed alle piattaforme organizzati e gestiti dal GME, nonché del processo di comunicazione mediante il quale gli operatori possano trasmettere ed aggiornare i dati e le informazioni funzionali alla relativa partecipazione.

Nello specifico, il GME intende realizzare un’apposita piattaforma informatica denominata “Piattaforma AC” nell’ambito della quale sono contenuti i dati anagrafici afferenti ai diversi mercati e piattaforme del GME e alla quale può accedere l’intera compagine degli operatori ammessi/iscritti ai mercati/piattaforme del GME per:

- visualizzare i dati e le informazioni di pertinenza relativi a ciascun mercato/piattaforma;

- predisporre e presentare la documentazione necessaria ai fini dell’ammissione/iscrizione ai mercati ed alle piattaforme del GME;

- predisporre e presentare le comunicazioni dei dati, operativi e di anagrafica, e delle informazioni connesse alla partecipazione al mercato/piattaforma di riferimento.

Per ulteriori elementi di dettaglio, si riporta il link al comunicato (<http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=380>)

Comunicato del GME | “Fatturazione elettronica tra privati - Recepimento degli obblighi di legge introdotti dall’art. 1, commi 909-916, della Legge 27 dicembre 2017, n. 205 (c.d. Legge di bilancio per il 2018)” | del 12 luglio 2018 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=383>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) ha reso noto che - in attuazione di quanto disposto dall’articolo 1, comma 916, della Legge 27 dicembre 2017 n. 205 (c.d. “Legge di bilancio per il 2018”) - dal 1° gennaio 2019, lo scambio delle fatture per le cessioni di beni e per le prestazioni di servizi effettuate tra soggetti residenti o stabiliti ai fini IVA in Italia, di cui al comma 909 del succitato articolo, dovrà avvenire esclusivamente per il tramite del “Sistema di Interscambio” (SDI) secondo le procedure ivi indicate, fatti salvi i casi di esonero e la fatturazione elettronica già in essere nei confronti della PA.

In particolare, con riferimento al processo di fatturazione attiva e passiva di tutte le piattaforme gestite - nel recepire tale modifica normativa - il GME ha informato che aggiornerà il formato XML di fattura attualmente in essere secondo le specifiche tecniche rilasciate per la trasmissione mediante il SDI.

Ai fini della successiva trasmissione, della fattura attiva dell’operatore residente o stabilito in Italia, corrispondente alla comunicazione della proforma messa a disposizione dal GME, l’operatore dovrà inserire nel file XML - previamente scaricato dalla piattaforma SetService - similmente ad oggi, i campi relativi al numero e alla data della fattura.

Per gli operatori esteri ovvero non stabiliti in Italia, il file XML sarà comunque adeguato al nuovo formato, nonostante il procedimento di upload delle fatture non subirà alcuna modifica.

Per quanto concerne le fatture attive emesse dal GME, al fine di poter adempiere al suddetto obbligo di fatturazione elettronica, è necessario che gli operatori residenti o stabiliti ai fini IVA in Italia comunichino al GME, tempestivamente e comunque non oltre il 30 novembre p.v., il proprio indirizzo telematico - un indirizzo PEC o un Codice destinatario - al quale il GME stesso dovrà fare riferimento per l’invio delle proprie fatture attive per il tramite del SDI.

Per ulteriori elementi di dettaglio, si rinvia al testo completo

del comunicato (<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=383>).

Deliberazione 12 luglio 2018 386/2018/R/EEL | “Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 13 luglio 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/386-18.pdf>

Con la pubblicazione della delibera 386/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM), la proposta di revisione della configurazione zonale del modello di rete rilevante - presentata da Terna S.p.A. all’Autorità con apposita comunicazione - limitatamente alla previsione dell’eliminazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo.

Al riguardo, giova ricordare che l’Autorità con la pubblicazione della delibera 22/2018/R/EEL ha avviato, sempre ai sensi del suddetto Regolamento CACM, il processo di revisione della configurazione zonale, fissandone le modalità di esecuzione e le relative tempistiche.

Pertanto, con la delibera 386/2018/R/EEL, l’Autorità ha disposto che la modifica della configurazione zonale di cui sopra entri in vigore a partire dal 1° gennaio 2019, rinviando, al contempo, la decisione in merito ad ulteriori revisioni della struttura zonale, anche in esito all’adozione di un approccio c.d. “model based”.

Deliberazione 26 luglio 2018 409/2018/R/EEL | “Istruzioni a GME e Terna per l’attuazione di ulteriori emendamenti alla proposta per il disegno e l’implementazione di aste complementari infragiornaliere, presentata ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM)” | pubblicata il 27 luglio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/409-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 409/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA o Autorità) ha richiesto a Terna e al GME di dare attuazione alla seconda richiesta di emendamenti² - predisposta in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee interessate - alla proposta per il disegno e relativa implementazione delle aste regionali complementari al mercato infragiornaliere in contrattazione continua nelle CCR³ Italy North e Greece-Italy, predisposta da tutti i NEMO⁴ e i TSO⁵ delle predette CCR, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM).

AMBIENTALI

Decreto ministeriale 10 maggio 2018 | “Modifica e aggiornamento del decreto 11 gennaio 2017, concernente la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell’energia elettrica e il gas per gli

anni dal 2017 al 2020 e per l’approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l’esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 158 del 10 luglio 2018 | Download <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2018/07/10/18A04609/sg>

Con il Decreto ministeriale del 10 maggio 2018, il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha modificato e integrato il Decreto ministeriale 11 gennaio 2017⁶, introducendo alcuni elementi di novità nell’ambito del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (nel seguito: TEE).

Tra le principali misure introdotte dal Decreto ministeriale 10 maggio 2018 si segnalano:

- l’introduzione di un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario pari a 250 € per ogni TEE;
- nell’ambito della definizione del contributo tariffario l’inclusione, oltre che dei prezzi delle transazioni riscontrate sul mercato organizzato, anche dei prezzi degli scambi bilaterali, qualora inferiori a 250 €;
- il ripristino di una finestra temporale di due anni per l’assolvimento dell’obbligo residuo;
- l’emissione da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. - a seguito di apposita richiesta da parte dei soggetti obbligati e secondo specifiche modalità e condizioni - di TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, ai fini dell’assolvimento dell’obbligo.
- l’introduzione di specifici obblighi informativi in capo ai soggetti iscritti al Registro dei TEE o ammessi al mercato dei TEE.

In particolare, con riferimento a quest’ultimo punto, l’articolo 1, comma 1.1, lettera h), del predetto Decreto, prevede che gli operatori del mercato dei TEE e del Registro dei TEE sono tenuti a comunicare al GME specifiche informazioni ai fini della successiva pubblicazione delle stesse sul sito istituzionale del medesimo Gestore.

Al riguardo, si segnala che il GME, con specifico comunicato⁷, ha reso nota agli operatori la predisposizione, all’interno del Registro dei TEE, di un’apposita funzionalità per l’adempimento degli obblighi di comunicazione di cui sopra, indicando le modalità di predisposizione ed invio della relativa comunicazione al GME stesso.

Documento di consultazione dell’ARERA | “DCO 385/2018/R/EFR - Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica” | pubblicato il 13 luglio 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/385-18.pdf>

Con la pubblicazione del documento di consultazione 385/2018/R/EFR, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha illustrato i propri orientamenti in merito alle modifiche da apportare alle regole di determinazione del contributo tariffario, nell’ambito

del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), al fine di adeguare le medesime regole a quanto recentemente introdotto dal Decreto ministeriale 10 maggio 2018.

Nello specifico, tra le modifiche proposte dall'Autorità nel documento di consultazione in oggetto, si segnala:

- l'introduzione, nella formula di calcolo del contributo, del "prezzo rilevante mensile dei bilaterali", e la proposta di demandarne il calcolo e la relativa pubblicazione al Gestore dei Mercati Energetici (GME);
- la contestuale rimozione, dall'attuale formula di calcolo del contributo tariffario, della componente associata al "prezzo di riferimento rilevante di sessione" del mercato dei TEE, prendendo invece in considerazione, ai fini di tale calcolo, tutte le transazioni avvenute nel mercato dei TEE;
- la rimozione della definizione preventiva del contributo di riferimento e della relativa correlazione con il contributo definitivo, ed eliminazione dei relativi coefficienti correttivi β , Y e k ;
- la rimozione degli attuali obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali previsti dalla Deliberazione 28 dicembre 2007, n. 345/07, e disciplinati nell'ambito del Regolamento per la registrazione dei bilaterali predisposto e aggiornato dal GME.

A completamento, l'ARERA ha altresì espresso l'intendimento di dare attuazione ai predetti orientamenti di modifica delle regole di calcolo del contributo tariffario, in esito al processo di consultazione, già a valere dall'anno d'obbligo 2018.

GAS

Deliberazione 5 luglio 2018 376/2018/R/GAS | "Approvazione di proposte di modifica del codice di rigassificazione predisposto dalla società GNL Italia S.p.a., nonché approvazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità" | pubblicata il 6 luglio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/376-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 376/2018/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione presentata dalla società GNL Italia S.p.A., la quale recepisce le disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione 660/2017/R/GAS (c.d. "TIRG") introducendo meccanismi di mercato basati su procedure ad

asta per il conferimento della capacità di rigassificazione. Nella medesima deliberazione, l'ARERA ha altresì previsto che:

- le modalità di conferimento delle capacità definite nel predetto Codice di rigassificazione si applicano a partire dalle procedure di conferimento per le capacità annuali e pluriannuali relative all'anno 2018 e dalle procedure di conferimento per le capacità infrannuali relative all'anno termico 2018/2019;
- il GME provveda alle integrazioni del Regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) necessarie all'offerta della capacità di rigassificazione di GNL Italia S.p.A., secondo la procedura di cui all'articolo 3, comma 3.6, del medesimo Regolamento.

Con successivo comunicato⁸, facendo seguito a quanto disposto dall'ARERA con la suddetta deliberazione, il GME ha reso nota l'entrata in vigore della versione aggiornata del Regolamento PAR e delle relative DTF, modificati al fine di disciplinare le modalità di organizzazione e funzionamento del comparto gestionale, denominato "Comparto GNL Italia", nell'ambito del quale sono svolti i processi di conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di rigassificazione gestito da GNL Italia S.p.A..

OIL

**Comunicato del GME | "PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – III QUADRIMESTRE 2018" | del 5 luglio 2018
Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=379>**

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) ha reso noto che la "finestra temporale" relativa alla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali riferita al III quadrimestre 2018, è prevista nel periodo compreso tra il 1° agosto ed il 22 agosto 2018.

In particolare, nel suddetto periodo, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433, devono inviare al GME - mediante la 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 periodo settembre - dicembre 2018.

¹ Cfr. Newsletter 114 aprile 2018;

² Si ricorda che la prima richiesta di emendamenti da parte dell'ARERA è stata adottata con deliberazione 602/2017/R/EEL recante "Istruzioni al GME e a TERNA per l'attuazione di emendamenti alla proposta per il disegno e l'implementazione di aste complementari infragiornaliere, presentata ai sensi del regolamento ue 2015/1222 (CACM)";

³ Capacity Calculation Region;

⁴ Nominated Electricity Market Operator;

⁵ Transmission System Operator.

⁶ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 11 gennaio 2017 recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica";

⁷ <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=382>;

⁸ <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=381>.

Gli appuntamenti

12-14 agosto

International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC 2018)

Kuala Lumpur, Malaysia
Organizzato da ICSGSC
<http://www.csgsc.net>

14-15 agosto

International Conference on Sustainable Development

Oxford, Regno Unito
Organizzato da Ontario International Development Agency
<http://www.ontariointernational.org/icsdconference.htm>

14-16 agosto

International Conference on Energy, Environment and Economics

Edinburgh, Regno Unito
Organizzato da World Energy and Environment Technology
<https://www.weentech.co.uk>

18-21 agosto

International conference and Exhibition on Solar Energy

Tehran, Iran
Organizzato da University of Tehran
<http://www.solariran.org>

20-22 agosto

International Conference on Power Science and Engineering

Vienna, Austria
Organizzato da ICPSE
<http://www.icpse.org/>

25-26 agosto

International Conference on Engineering Technology, Design, Energy & Applied Sciences

Atene, Grecia
Organizzato da WEASC
<http://world-easc.com/edea-aug-2018/>

27-29 agosto

International Conference on Green Energy and Environment Engineering

Kitahiroshima, Giappone
Organizzato da CGEEE
<http://www.cgeee.net>

1-2 settembre

International Conference on Renewable Energy, Engineering and IT Application

Istanbul, Turchia
Organizzato da AETL Education
<http://aetleducation.com>

10-12 settembre

Energy Quest 2018

New Forest, Regno Unito
Organizzato da Wessex Institute
<https://www.wessex.ac.uk>

10-12 settembre

International Conference on Smart Energy Systems and Technology

Siviglia, Spagna
Organizzato da SEST
<http://www.sest-conference.com>

13 settembre

Nuclear Security Conference

Bristol, Regno Unito
Organizzato da The Nuclear Institute
www.nuclearinst.com/events

17-20 settembre

Power Purchase Agreement (PPA)

Johannesburg, Sud Africa
Organizzato da Infocus International
<http://www.infocusinternational.com/ppa/index.html>

18-19 settembre

Batteries in Automotives

Wiesbaden, Germania
Organizzato da Argus Media
<https://www.argusmedia.com>

20-21 settembre

Top Energy 2018

Milano, Italia
Organizzato da Meeting International
<http://www.meetinginternational.it>

21-24 settembre

International Conference on Power and Renewable Energy

Berlino, Germania
Organizzato da ICPRE
<http://www.icpre.org>

24-25 settembre

European Electricity Flexibility and Ancillary Forum

Dublino, Irlanda
Organizzato da Marcus Evans
<https://goo.gl/YTzJic>

25 settembre

It's all Energy Efficiency

Milano, Italia

Organizzato da Kyoto Club

www.kyotoclub.org

30 settembre

Illuminotronica 2018

Bologna, Italia

Organizzato da Shin Communication

<https://illuminotronica.it>

8-9 ottobre

Connected Customer: Utilities

Berlino, Germania

Organizzato da TAC Events

<http://go.evnt.com/253266-0?pid=80>

9-10 ottobre

Oil non Oil

Verona, Italia

Organizzato da Verona Fiere

<https://www.oilnonoil.it>

10-11 ottobre

World Energy Week

Milano, Italia

Organizzato da Wec Italia

<https://worldenergyweek2018.org/>

15-18 ottobre

International Symposium on Energy from Biomass and Waste

Venezia, Italia

Organizzato da Eurowaste

<https://www.venicesymposium.it>

25 ottobre

Utility Day 2018

Milano, Italia

Organizzato da IKN Italy

<https://www.utilityday.it/>

29-31 ottobre

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Parigi, Francia

Organizzato da REEE

<http://www.reee.net>



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.