

APPROFONDIMENTI

RINNOVABILI, EFFICIENZA E GOVERNANCE DELL'UNIONE ENERGETICA AL 2030

Claudia Checchi – REF-E

Negli ultimi mesi le istituzioni europee hanno compiuto una serie di significativi passi avanti nel processo di attuazione del Winter Package, la maxi-iniziativa per il rilancio delle politiche energetiche europee varata nell'autunno 2016 con l'obiettivo, dichiarato nell'evocativo titolo, di fornire Clean Energy for all Europeans. Il pacchetto (vedi Newsletter GME n. 101) includeva ben otto iniziative legislative, tutte in continuità con precedenti azioni ma riunificate in una singola iniziativa proprio con l'intento di garantire coerenza di obiettivi e strumenti, obiettivo rafforzato dalla presenza di una specifica proposta di Direttiva dedicata alla Governance dell'unione energetica.

A quasi due anni dalla pubblicazione del pacchetto, solamente una delle iniziative legislative è stata portata a compimento, con la pubblicazione della direttiva sulla performance degli edifici. Ma, come detto, un significativo passo avanti è stato raggiunto negli ultimi giorni con l'accordo politico tra Commissione, Parlamento e Consiglio, su tre delle proposte ritenute al cuore dell'iniziativa: la revisione della Direttiva rinnovabili, della

direttiva sull'efficienza energetica e, appunto, della direttiva sulla Governance. L'adozione da parte del Parlamento Europeo e del Consiglio dovrebbe essere ormai solamente una formalità, ma i tempi per la pubblicazione ufficiale, e dunque per il recepimento da parte degli Stati Membri, sono ad oggi solamente ipotizzabili. Prevedibilmente il recepimento non avverrà prima del 2020. Le iniziative al momento in fase di discussione, su cui pure c'è molta attesa, dovrebbero essere la Direttiva e il Regolamento dedicati al disegno del mercato elettrico, che nascono dalla necessità di rendere le regole comuni del mercato unico dell'energia elettrica più adatte, rispetto alle attuali, per consentire l'integrazione delle fonti rinnovabili elettriche. Sempre più spesso non programmabili, le fonti rinnovabili impongono modalità di negoziazione e di coordinamento diverse da quelle adottate in passato, e organizzate avendo in mente la più stabile e gestibile produzione da fonte termoelettrica, che ha anche una struttura dei costi molto diversa.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2018

Mercato elettrico Italia
 pag 2

Mercato gas Italia
 pag 13

Mercati energetici Europa
 pag 18

Mercati per l'ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

Rinnovabili, Efficienza e Governance dell'Unione Energetica al 2030.

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno il PUN, al massimo annuale di 57,25 €/MWh (+7,1% su maggio), prosegue anche la sua ascesa sull'anno precedente (+17,2%). Su base mensile, la crescita è stata trainata soprattutto dai maggiori acquisti nazionali, mentre su base annuale incide il più elevato costo del gas, fattore solo in parte attenuato da un'offerta rinnovabile ancora su livelli molto alti e da un accresciuto import dalla frontiera settentrionale. In calo su un anno fa i volumi contrattati nel MGP (24,7 TWh,

-1,8%), ma non la liquidità del mercato che torna a superare il 73%. Aumentano anche i prezzi di vendita, compresi tra 55,35 €/MWh del Nord e i 64 €/MWh in Sicilia.

Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica i prezzi tornano generalmente stabili o in calo, con il prodotto baseload relativo a Luglio 2018 che chiude a 62,50 €/MWh (-11,4%). Ininterrottamente in aumento da inizio anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A giugno il prezzo medio di acquisto (PUN), pari a 57,25 €/MWh, si porta sul livello più alto dell'anno in corso e degli ultimi sei anni per il mese in esame, registrando una crescita di 3,78 €/MWh su base mensile (+7,1%) e di 8,39 €/MWh su base annuale (+17,2%). Rispetto a maggio l'incremento si realizza in corrispondenza di una diffusa crescita degli acquisti nazionali (+2.300 MWh), mentre nel confronto con giugno 2017 pesa l'apprezzamento del

costo del gas (+6 €/MWh circa), solo in parte compensato dall'incremento dell'offerta idrica al Nord, eolica al centro meridione ed in Sicilia ed estera, soprattutto francese.

L'analisi per gruppi di ore mostra su base annuale un rialzo dei prezzi uniforme tra ore di picco (+8,03 €/MWh; +14,7%) e ore fuori picco (+8,58 €/MWh; +18,8%), con il rapporto picco/baseload a 1,10 (-0,02) (Grafico 1 e Tabella 1).

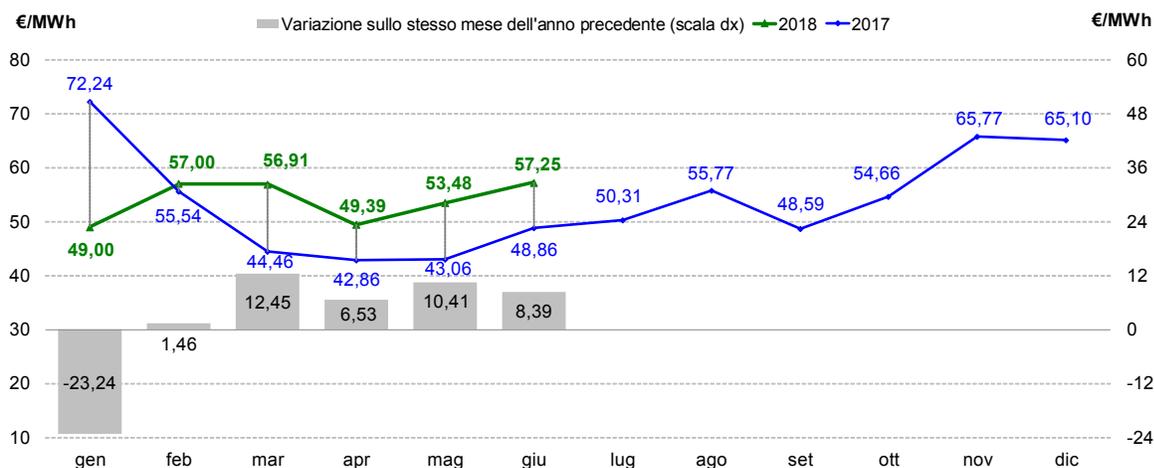
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	57,25	48,86	+8,39	+17,2%	25.116	-1,1%	34.330	-1,8%	73,2%	72,6%
<i>Picco</i>	62,80	54,77	+8,03	+14,7%	30.547	-1,8%	41.564	-2,8%	73,5%	72,7%
<i>Fuori picco</i>	54,26	45,68	+8,58	+18,8%	22.191	-0,5%	30.435	-1,1%	72,9%	72,5%
<i>Minimo orario</i>	24,42	20,22			14.970		22.548		64,5%	66,1%
<i>Massimo orario</i>	84,82	94,42			34.593		44.167		80,1%	80,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

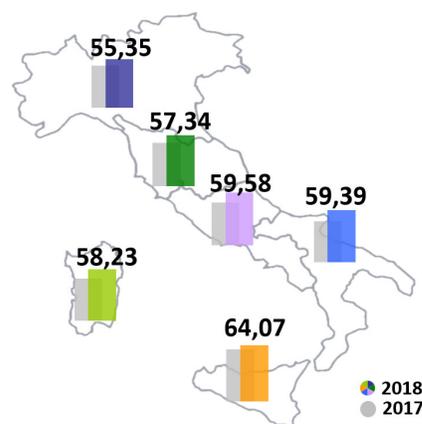
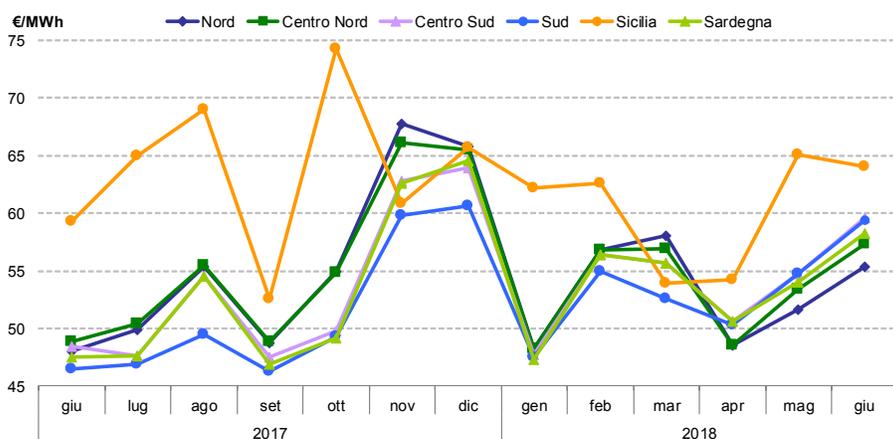


In rialzo anche i prezzi di vendita, attestatisi nelle zone peninsulari ed in Sardegna tra i 55 €/MWh del Nord e i 59 €/MWh del Sud. La crescita appare più omogenea su base mensile in corrispondenza di un diffuso incremento della domanda, mentre nel confronto annuale la più intensa riduzione dell'offerta a più basso costo al meridione

favorisce aumenti maggiori della quotazione del Sud rispetto a quella del Nord (+13 €/MWh vs +7 €/MWh). Sempre più alto il prezzo in Sicilia, pari a 64 €/MWh, l'unico in debole flessione su maggio quando l'isola è risultata penalizzata dal restringimento del transito con il continente (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia si attesta a 24,7 TWh al primo calo dopo quattro rialzi annuali consecutivi (-1,8%). I volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,1 TWh, calano dell'1,1%, flessione che risulta attenuata solo da un maggiore sbilanciamento a programma nei conti energia in immissione, lato domanda, e da incrementate

importazioni, lato offerta. Più decisa la riduzione, la prima dell'anno, delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 6,6 TWh (-3,7%) (Tabelle 2 e 3), in virtù della quale la liquidità del mercato, pari a 73,2%, cresce sia su base mensile che annuale (rispettivamente +0,8 e +0,6 punti percentuali) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.083.356	-1,1%	73,2%
Operatori	11.566.753	-2,0%	46,8%
GSE	3.269.097	-8,6%	13,2%
Zone estere	3.247.506	+12,2%	13,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.634.597	-3,7%	26,8%
Zone estere	247.644	+2,9%	1,0%
Zone nazionali	6.386.953	-4,0%	25,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.717.953	-1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.086.418	+14,6%	
OFFERTA TOTALE	41.804.371	+4,3%	

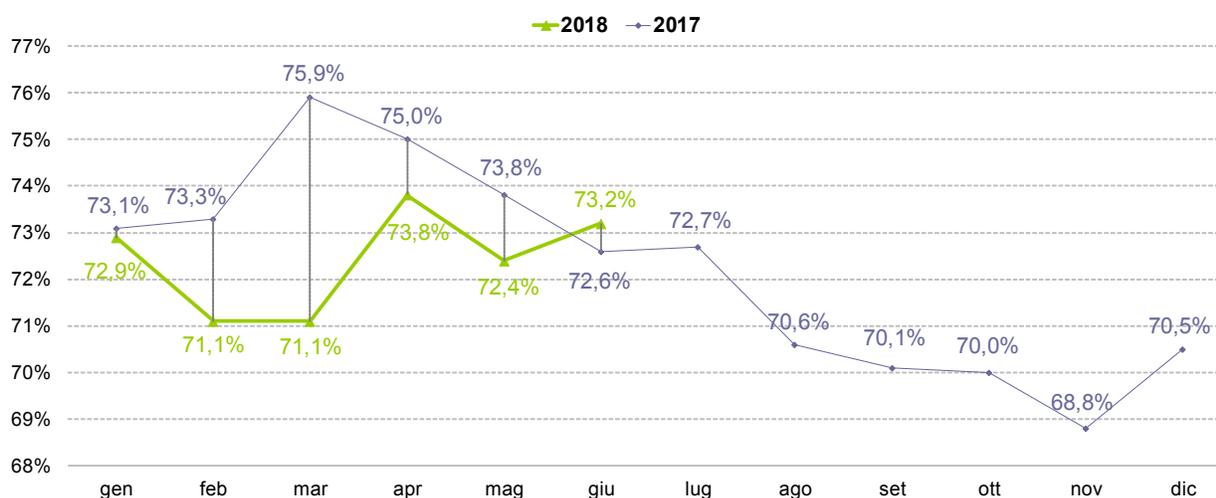
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.083.356	-1,1%	73,2%
Acquirente Unico	3.807.602	-7,4%	15,4%
Altri operatori	8.926.191	-11,8%	36,1%
Pompaggi	5.316	-26,7%	0,0%
Zone estere	159.642	-39,4%	0,6%
Saldo programmi PCE	5.184.605	+37,1%	21,0%
PCE (incluso MTE)	6.634.597	-3,7%	26,8%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	226.416	+11,1%	0,9%
Zone nazionali altri operatori	11.592.786	+10,7%	46,9%
Saldo programmi PCE	-5.184.605	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.717.953	-1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	318.563	+15,1%	
DOMANDA TOTALE	25.036.516	-1,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ininterrottamente in aumento da ottobre, gli acquisti nazionali, pari a 24,6 TWh, tornano a registrare una riduzione annuale (-1,4%) in corrispondenza di diffuse flessioni zionali, con la sola eccezione del Nord (+0,3%). Ai minimi degli ultimi quattro anni, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a meno di 0,2 TWh (-39,4%) (Tabella 4). Alla ridotta domanda di energia corrispondono minori vendite delle unità di produzione nazionali (-3,7%),

flessione che ha interessato esclusivamente le zone centro meridionali e la Sardegna. Ai massimi degli ultimi sei anni, invece, le vendite al Nord (quasi 12 TWh circa, +1,4% sul 2017), in virtù delle quali il valore nazionale, sebbene in calo, si attesta ai massimi dallo scorso agosto. In aumento le importazioni di energia dall'estero, pari a 3,5 TWh (+11,5%), in crescita in particolare sulla frontiera francese (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	21.268.713	29.540	+4,6%	11.968.098	16.622	+1,4%	13.968.454	19.401	+0,3%
Centro Nord	2.365.941	3.286	-1,7%	1.603.323	2.227	+1,0%	2.635.986	3.661	-5,1%
Centro Sud	4.111.877	5.711	-2,8%	2.251.135	3.127	-20,1%	3.848.317	5.345	-4,5%
Sud	6.374.817	8.854	+5,3%	3.674.814	5.104	-11,5%	1.950.032	2.708	-1,4%
Sicilia	2.643.367	3.671	+11,2%	872.633	1.212	+13,6%	1.421.439	1.974	-1,4%
Sardegna	1.520.529	2.112	+0,1%	852.801	1.184	-6,4%	734.083	1.020	-2,7%
Totale nazionale	38.285.244	53.174	+3,7%	21.222.803	29.476	-3,7%	24.558.311	34.109	-1,4%
Estero	3.519.127	4.888	+11,5%	3.495.150	4.854	+11,5%	159.642	222	-39,4%
Sistema Italia	41.804.371	58.062	+4,3%	24.717.953	34.330	-1,8%	24.717.953	34.330	-1,8%

In termini di fonti, il calo delle vendite si concentra sugli impianti tradizionali (-20,4%), flessione che ha interessato tutte le zone e tutte le tipologie di impianto, con la quota del gas che permane sotto il 40% del totale venduto. In netto aumento, per contro, le

vendite degli impianti a fonte rinnovabile (+21,6%), confermatesi sui livelli più alti di sempre (oltre 14.500 MWh medi orari), spinte dal diffuso incremento dell'idrico, ancora prossimo al 30% del totale venduto, e dell'eolico (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	7.321	-12,2%	783	-9,7%	1.846	-38,0%	2.987	-31,5%	664	+4,3%	883	-12,6%	14.484	-20,4%
Gas	6.136	-11,1%	728	-10,3%	704	-45,8%	2.216	-23,3%	628	+4,2%	558	+21,8%	10.971	-15,4%
Carbone	311	-43,6%	-	-	906	-38,2%	-	-	-	-	258	-49,0%	1.474	-41,5%
Altre	874	-0,6%	55	-0,8%	236	+9,4%	771	-47,7%	36	+7,3%	67	+45,4%	2.039	-24,6%
Fonti rinnovabili	8.900	+16,8%	1.444	+7,9%	1.225	+34,8%	2.117	+51,1%	548	+27,4%	302	+18,2%	14.535	+21,6%
Idraulica	6.656	+29,3%	422	+58,6%	514	+60,4%	519	+26,7%	144	+28,2%	88	+65,0%	8.343	+32,2%
Geotermica	-	-	647	-1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	647	-1,7%
Eolica	2	-46,3%	14	+23,2%	286	+95,6%	1.118	+153,7%	247	+99,5%	104	+31,4%	1.772	+119,9%
Solare e altre	2.242	-9,2%	360	-10,2%	424	-4,0%	480	-12,8%	158	-19,1%	110	-10,5%	3.773	-9,7%
Pompaggio	402	-6,8%	-	-	55	+117,9%	-	-	-	-	-	-	457	+0,1%
Totale	16.622	+1,4%	2.227	+1,0%	3.127	-20,1%	5.104	-11,5%	1.212	+13,6%	1.184	-6,4%	29.476	-3,7%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

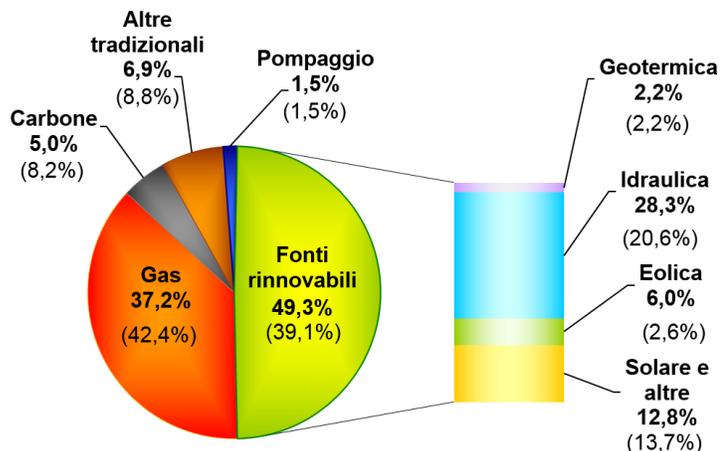
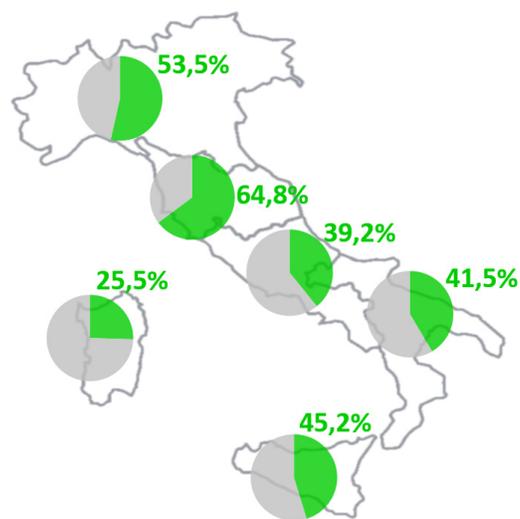


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.939 MWh, in aumento di 387 MWh rispetto al 2017, e una capacità in export di 382 MWh, in netto calo sull'anno precedente (-625 MWh). Entrambe le dinamiche risultano concentrate sulla frontiera francese dove si osserva l'azzeramento della capacità allocata in export (Tabella

6). La capacità disponibile in import (NTC) aumenta del 14/18% su tutte le frontiere, con il market coupling che ne alloca, come un anno fa, oltre il 90% sulla frontiera francese e austriaca, mentre tale quota si mantiene, come a giugno 2017, attorno al 60% sulla frontiera slovena, con il restante 40% circa non utilizzato (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	2.340 (2.022)	2.317 (2.018)	100,0% (99,2%)	96,1% (96,0%)	1.051 (997)	- (629)	- (0,8%)	- (0,4%)
Italia - Austria	231 (215)	231 (217)	97,4% (98,6%)	96,3% (98,3%)	101 (89)	97 (95)	2,1% (0,7%)	1,8% (0,6%)
Italia - Slovenia	474 (406)	391 (316)	74,7% (71,9%)	46,0% (37,2%)	631 (631)	285 (283)	24,6% (27,8%)	2,8% (2,1%)

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

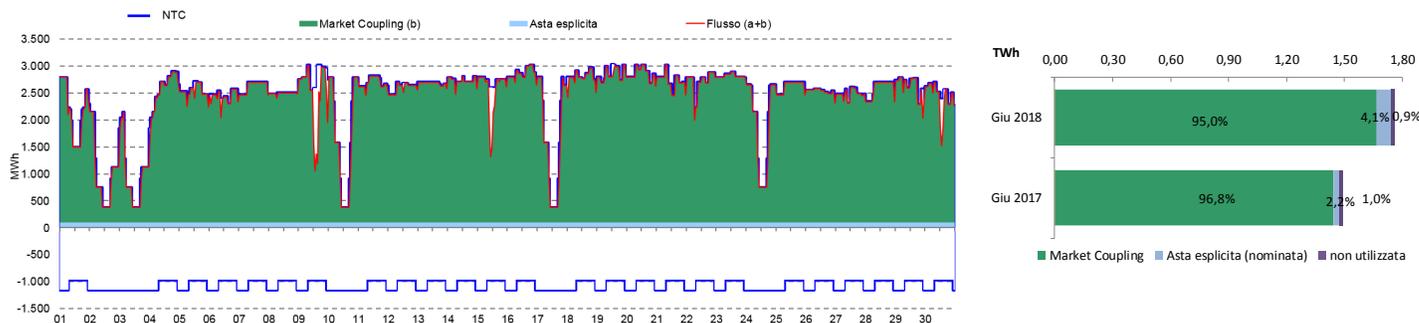


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

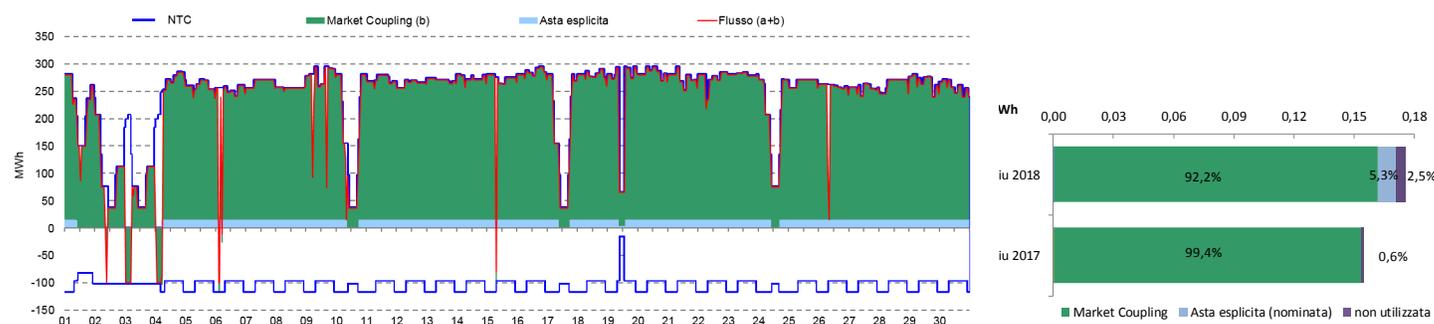
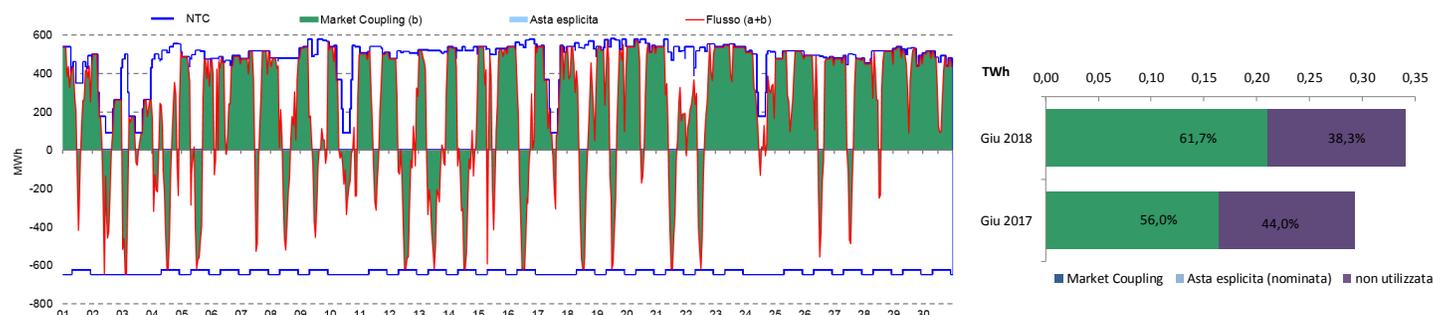


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) si porta ai massimi dell'anno in corso, a 57,74 €/MWh, con un incremento annuale più intenso di quello mensile, rispettivamente +8,5% e +19,7% (Grafico 9). Il confronto con il PUN conferma, anche questo mese, un differenziale con il prezzo di acquisto su MI esiguo e di segno opposto rispetto ad un anno fa (+0,48 €/MWh contro -0,64 €/MWh). Anche

a livello di singoli mercati i prezzi risultano nettamente incrementati sul 2017 (Figura 1 e Grafico 10). I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero si attestano ai minimi da maggio 2017, pari a 1,9 TWh, in flessione del 6,9% su base annua, riduzione che interessa con particolare evidenza MI2 (-35,4%) (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

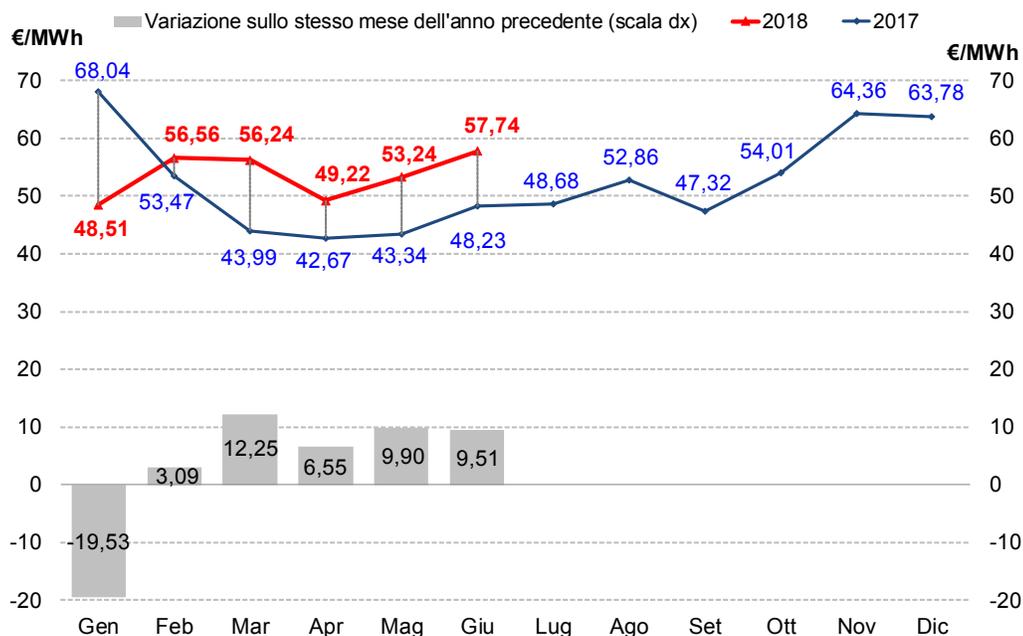
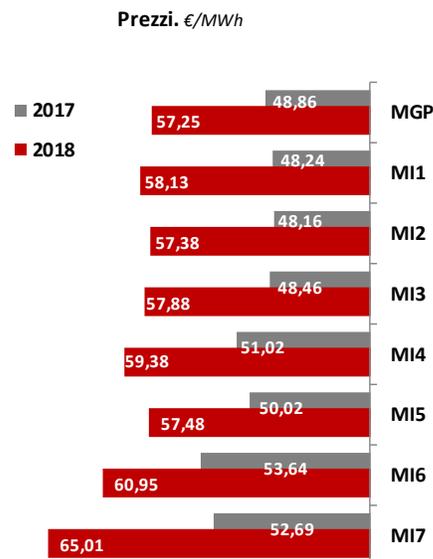


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

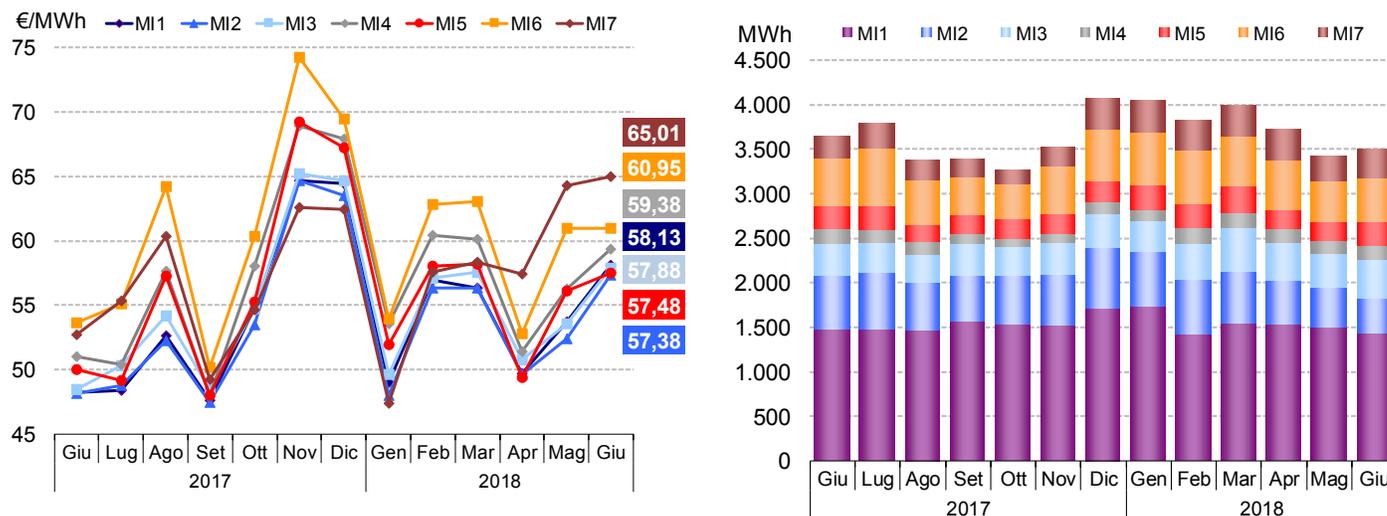
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	57,25	+17,2%	24.717.953	34.330	-1,8%
MI1 (1-24 h)	58,13 (+1,5%)	+20,5%	1.028.482	1.428	-2,7%
MI2 (1-24 h)	57,38 (+0,2%)	+19,2%	286.925	399	-35,4%
MI3 (5-24 h)	57,88 (-0,4%)	+19,5%	256.970	428	+21,6%
MI4 (9-24 h)	59,38 (-0,3%)	+16,4%	73.820	154	-7,5%
MI5 (13-24 h)	57,48 (-3,0%)	+14,9%	97.547	271	+8,3%
MI6 (17-24 h)	60,95 (-2,3%)	+13,6%	118.293	493	-9,4%
MI7 (21-24 h)	65,01 (+2,1%)	+23,4%	39.042	325	+34,0%



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



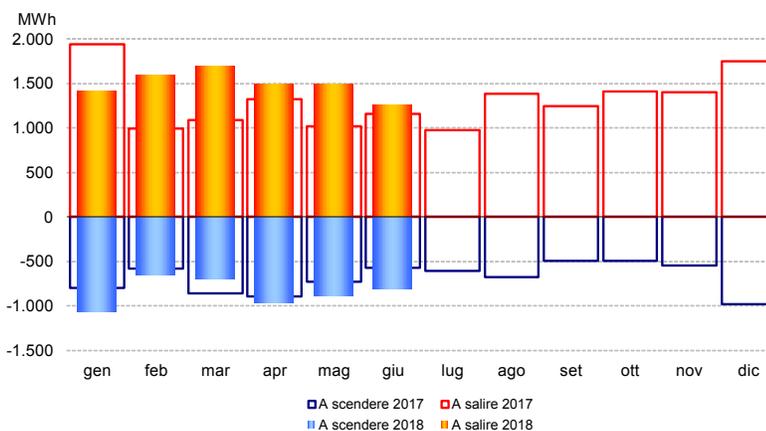
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Prosegue la crescita annuale degli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, sebbene ai minimi da ottobre a 0,9 TWh (+12,1% su giugno

2017), e si confermano in aumento anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,6 TWh (+48,8%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

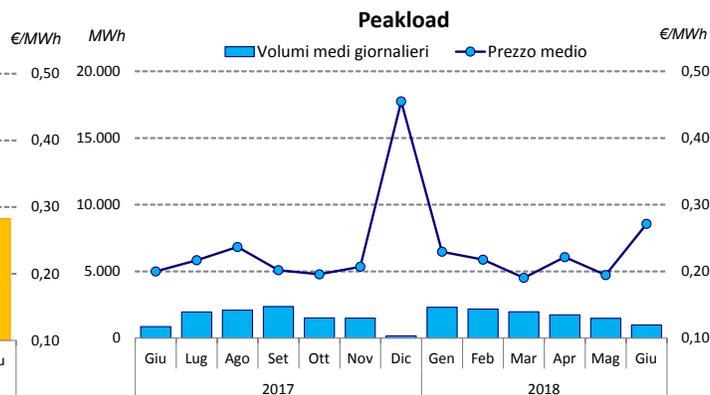
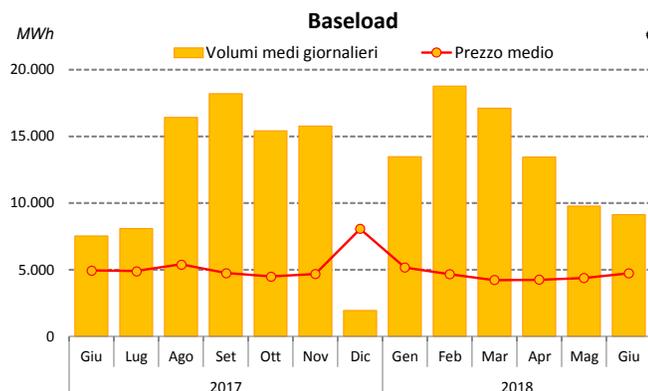
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 216 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 172 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, pressoché invariato su un anno fa, si attesta a 0,19 €/MWh, mentre

quello dei prodotti sul profilo peakload, al massimo annuale, sale a 0,27 €/MWh, +0,07 €/MWh su giugno 2017. I volumi complessivamente scambiati su MPEG, ai minimi dell'anno su entrambi i profili, ammontano complessivamente a poco meno di 0,3 TWh (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	172	30/30	0,19	0,18	0,20	273.984	9.133
Peakload	44	20/21	0,27	0,19	0,90	19.704	985
Totale	216					293.688	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 15 negoziazioni, per complessivi 84 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 576 GWh, in calo del 5,4% su maggio. I prezzi appaiono stabili o in flessione, ad eccezione di quelli relativi al prodotto Settembre 2018. Luglio 2018

chiude il suo periodo di trading a 62,50 €/MWh sul baseload (-11,4%) ed a 76,15 €/MWh sul peakload (-8,2%), ed una posizione aperta pari a 146 MW sul baseload e 13 MW sul peakload, per complessivi 112 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Luglio 2018	62,50	-11,4%	2	10	-	10	0,0%	146	108.624
Agosto 2018	63,65	-3,6%	1	3	-	3	-40,0%	141	104.904
Settembre 2018	64,14	+5,0%	-	-	-	-	-	133	95.760
Ottobre 2018	65,40	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	63,42	-3,8%	5	7	-	7	-	133	293.664
IV Trimestre 2018	65,40	-4,5%	2	4	-	4	-55,6%	112	247.408
I Trimestre 2019	63,95	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	51,58	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	55,69	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	56,70	-2,1%	1	5	-	5	25,0%	14	122.640
Totale			11	29	-	29			570.712

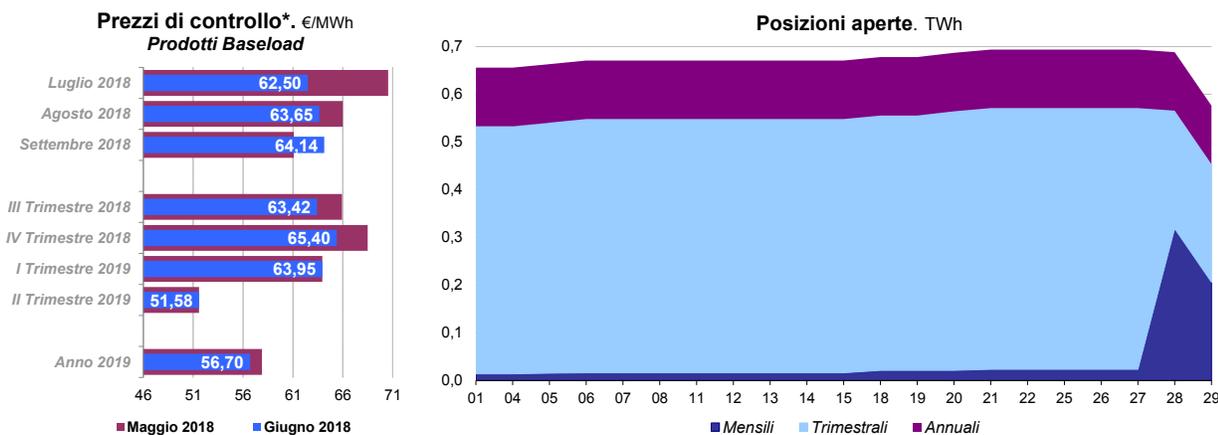
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Luglio 2018	76,15	-8,2%	2	5	-	5	-	13	3.432
Agosto 2018	68,85	-6,4%	1	5	-	5	-	13	3.588
Settembre 2018	69,66	+3,1%	-	-	-	-	-	8	1.920
Ottobre 2018	73,46	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	71,95	-3,9%	1	5	-	5	-	8	6.240
IV Trimestre 2018	77,13	-4,4%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	72,10	-3,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	55,24	-3,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	64,95	-2,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			4	15	-	15			5.508
TOTALE			15	44	-	44			576.220

* 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 giugno 2018, pari a 26,1 TWh, si confermano in aumento, ininterrotto da inizio anno (+3,0% su giugno 2017), così come la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, ai massimi dallo scorso agosto a 14,4 TWh (+2,9% su un anno fa) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, pari a 1,81, appare in linea con un anno fa (Grafico 13). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,6 TWh, si riducono del 3,7%, a fronte di un deciso incremento dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 7,8 TWh (+9,3%). Viceversa, i programmi registrati nei conti in prelievo, al sesto rialzo annuale consecutivo, salgono a 11,8 TWh (+10,8%), e i relativi sbilanciamenti, sempre in calo da quasi un anno, scendono a 2,6 TWh (-22,2%).

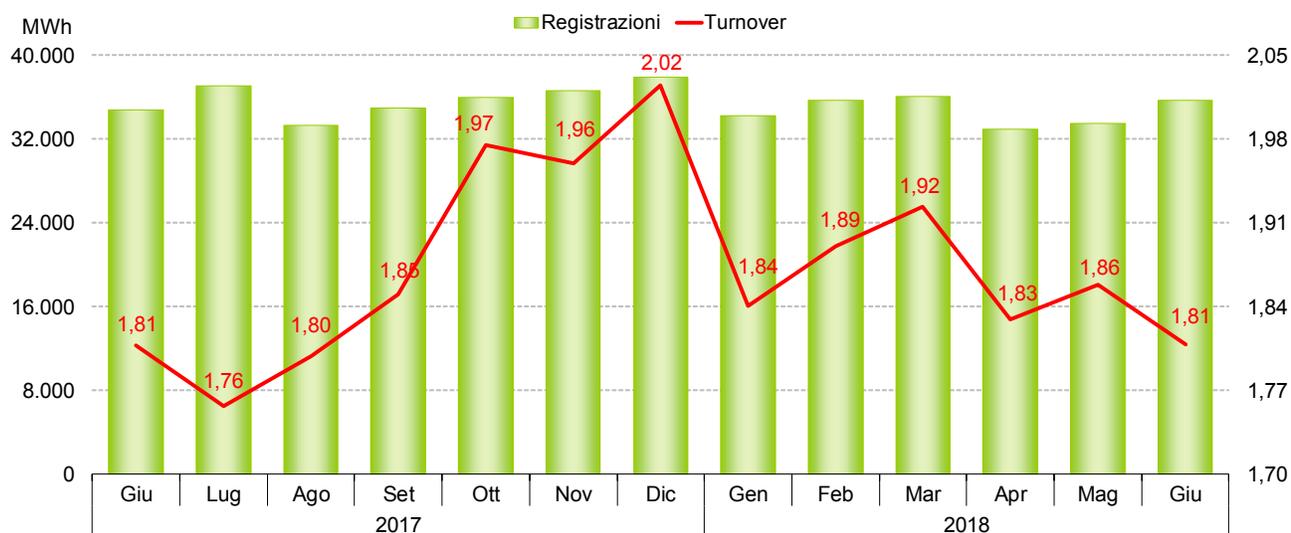
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.625.785	+6,9%	25,4%	Richiesti	9.087.479	+6,7%	100,0%	11.958.976	+9,8%	100,0%
Off Peak	39.288	-71,9%	0,2%	di cui con indicazione di prezzo	4.111.953	+13,6%	45,2%	299	-97,8%	0,0%
Peak	129.676	+45,8%	0,5%	Rifiutati	2.452.882	+50,9%	27,0%	139.774	-37,0%	1,2%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.452.475	+50,9%	27,0%	-	-	-
Totale Standard	6.794.749	+5,7%	26,1%	Registrati	6.634.597	-3,7%	73,0%	11.819.202	+10,8%	98,8%
Totale Non standard	18.878.330	+1,6%	72,4%	di cui con indicazione di prezzo	1.659.478	-16,7%	18,3%	299	-97,8%	0,0%
PCE bilaterali	25.673.079	+2,7%	98,5%	Sbilanciamenti a programma	7.781.264	+9,3%		2.596.660	-22,2%	
MTE	107.280	+8,8%	0,4%	Saldo programmi	-	-		5.184.605	+37,1%	
MPEG	293.688	+35,8%	1,1%							
TOTALE PCE	26.074.047	+3,0%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.415.861	+2,9%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno i consumi di gas naturale in Italia registrano una nuova importante flessione su base annua (-10%), mantenendosi in linea sui livelli del mese precedente; il calo è stato indotto principalmente dalla debole performance dei consumi del settore termoelettrico che cedono il 22% rispetto ai valori molto elevati registrati lo scorso anno, in presenza di una maggiore domanda di energia elettrica e di una bassa produzione da fonte rinnovabile. In modesta flessione anche i consumi del settore industriale (-2%), mentre crescono quelli del settore civile (+4%). Sul lato dell'offerta, rallentano le importazioni di gas naturale (-6%), riportandosi sui livelli del 2016, mentre la produzione nazionale si conferma in ripresa su base annua (+24%). Nessuna erogazione dagli stoccaggi in presenza di un incremento delle iniezioni

rispetto allo scorso anno del 7%, con la giacenza a fine mese in ripresa dell'1%. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi complessivamente scambiati presentano un significativo incremento su base annua, mantenendosi pressoché in linea con gli alti livelli del mese precedente. La ripresa è concentrata sui mercati title, tra i quali si distingue ancora MGP-Gas, e sostiene sui livelli massimi storici la quota sulla domanda complessiva di gas naturale (10%, +3 p.p. su giugno 2017). In calo i volumi su MGS a fronte di prezzi che per il terzo mese consecutivo aggiornano il massimo storico, pari a 24,13 €/MWh. In aumento i prezzi anche sugli altri mercati a pronti, nell'intorno di 24 €/MWh, in linea con la dinamica della quotazione al PSV (23,99 €/MWh, +32%).

IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia cedono per il secondo mese consecutivo circa il 10% su base annua e si attestano a 3.889 milioni di mc, pur segnando il secondo valore più alto degli ultimi sei anni per il mese in analisi. La flessione appare trainata dall'arretramento dei consumi nel settore termoelettrico che, in corrispondenza di un significativo incremento sia delle importazioni nette (+16%) che della produzione da impianti rinnovabili (+22%), ripiegano del 22% dai livelli molto elevati del 2017, a 1.597 milioni di mc. In calo anche i consumi del settore industriale, pari a 1.131 milioni di mc (-2%), che tuttavia si attestano, per il mese di giugno, poco sotto il valore massimo dell'ultimo decennio. In controtendenza i consumi del settore civile che, in aumento su base annua, si portano a 1.024 milioni di mc (+4%). Riprendono a crescere, infine, le esportazioni a 137 milioni di mc (+12%).

Sul lato dell'offerta le importazioni, con una flessione del 6% su base annua, si portano a 5.669 milioni di mc, confermando comunque una quota del 93% dell'approvvigionamento totale; al secondo ed importante aumento tendenziale, dopo una lunga serie di ribassi, la produzione nazionale pari a 430 milioni di mc (+23,8%), in linea con i valori del mese precedente. In tale fase di bassa domanda, continua l'attività di iniezione negli stoccaggi, pari a 2.210 milioni di mc, più basse rispetto al mese precedente, ma in aumento del 7% rispetto allo scorso anno, in assenza di erogazioni.

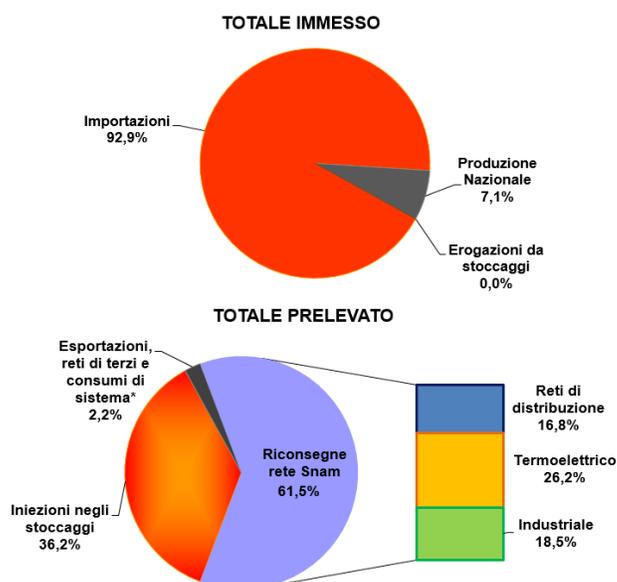
L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un diffuso calo su base annua delle importazioni ad eccezione di quelle provenienti dall'Algeria a Mazara che, in ripresa su base annua del 16%, salgono a 1.052 milioni di mc. Dinamiche ribassiste anche per le importazioni tramite i tre terminali GNL, tutti operativi, tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo, con 476 milioni di mc, ma in flessione del 26%.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.669	60,0	-5,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.052	11,1	+15,8%
Tarvisio	2.624	27,8	-3,6%
Passo Gries	1.040	11,0	-2,0%
Gela	390	4,1	-1,5%
Gorizia	0	0,0	-
Panigaglia (GNL)	81	0,9	-4,1%
Cavarzere (GNL)	476	5,0	-26,1%
Livorno (GNL)	5	0,1	-97,5%
Produzione Nazionale	430	4,6	+23,8%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.099	64,5	-4,3%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.752	39,7	-10,4%
Industriale	1.131	12,0	-2,1%
Termoelettrico	1.597	16,9	-22,0%
Reti di distribuzione	1.024	10,8	+4,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	137	1,4	+11,7%
TOTALE CONSUMATO	3.889	41,2	-9,8%
Iniezioni negli stoccaggi	2.210	23	+7,2%
TOTALE PRELEVATO	6.099	64,5	-4,3%

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



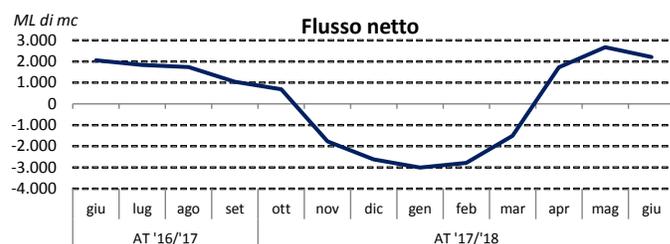
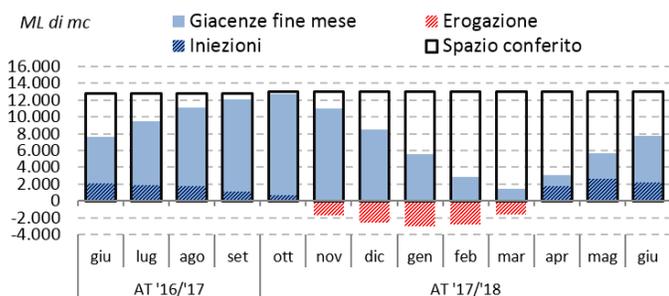
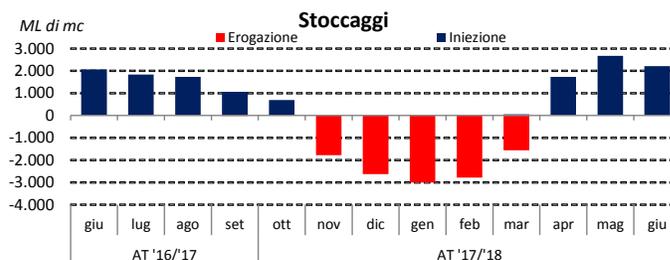
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 7.738 milioni di mc, in crescita rispetto a maggio, riportandosi su livelli superiori rispetto a quelli del 30

giugno del 2017 (+1,3%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 59,3%, più basso rispetto ad un anno fa (-0,4 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2018)	7.738	+1,3%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.210	+7,2%
Flusso netto	2.210	+7,2%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	59,3%	-0,4 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) registra una nuova crescita sia rispetto al mese precedente (+1 €/MWh, +3%) che su base annua (+6 €/MWh, +32%), attestandosi a 23,99 €/MWh, confermandosi su livelli molto elevati per i mesi estivi

aprile-settembre. Rialzi tendenziali più intensi per le quotazioni sui principali hub europei, con il prezzo medio al TTF che sale a 21,97 €/MWh (+2% e +45%). In virtù di tali dinamiche lo spread PSV-TTF scende a 2,02 €/MWh (era 3,00 €/MWh a giugno 2017).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) segnano, per il quinto mese consecutivo, un importante incremento su base annua (+30%), mantenendosi pressoché allineati ai livelli del mese precedente a 4,2 TWh, tra i più alti per il semestre aprile-settembre; tale dinamica, a fronte di un calo della domanda, consente di confermare la quota sul totale consumato al 10%, guadagnando 3,1 p.p. rispetto lo scorso anno.

La ripresa è stata sostenuta ancora una volta dagli scambi sui due mercati title: i volumi negoziati su MGP-Gas salgono al massimo storico di 1,3 TWh (erano 0,2 TWh a giugno 2017), sospinti dall'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1; tale risultato spinge la quota sul totale a pronti al 32%, superando per la prima volta MGS in termini di liquidità. In ripresa su base annua anche i volumi scambiati su MI-Gas, pari a 1,8 TWh (+12%); di questi

1,0 TWh sono stati movimentati dal RdB, tutti lato acquisto, per una quota pari al 52% del totale scambiato, in aumento rispetto allo scorso anno (+18 p.p.). Arretrano su base annua invece gli scambi su MGS, pari a 1,0 TWh (-24%), pur mostrandosi in crescita sul mese precedente.

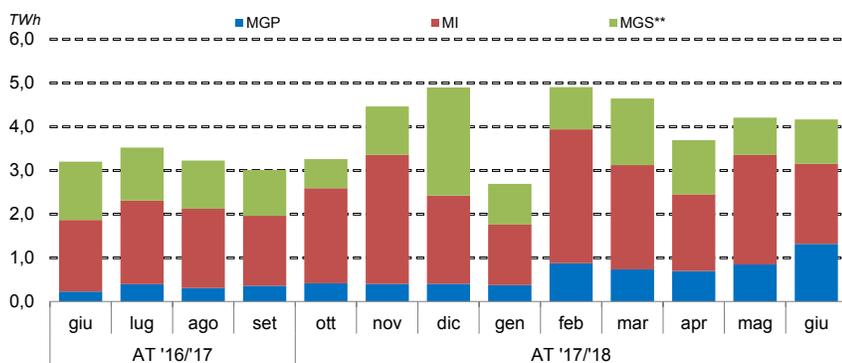
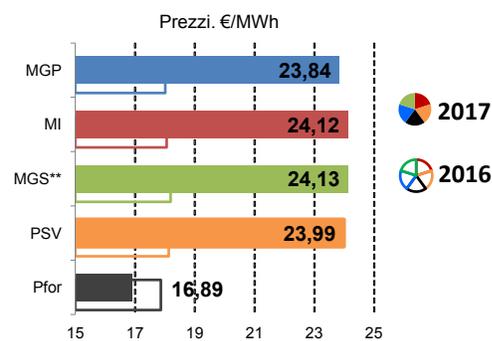
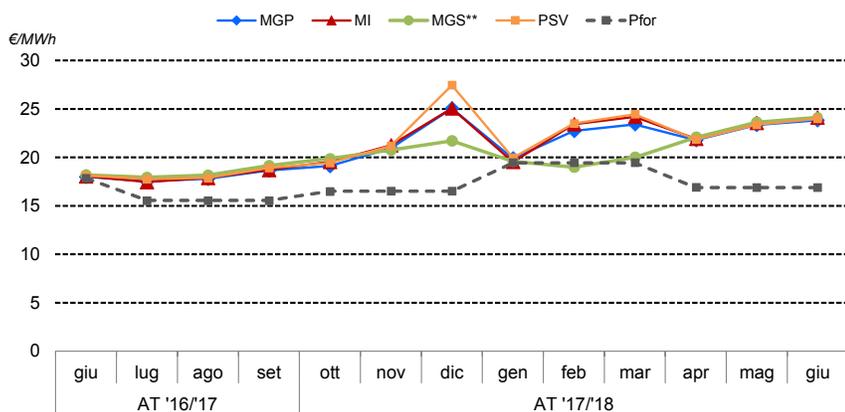
I prezzi presentano dinamiche rialziste, intense su base annua (+32/+33%) e più contenute rispetto al mese precedente (+2%), rispondendo anche agli sviluppi registrati al PSV. Le quotazioni si attestano a 23,84 €/MWh su MGP-Gas, che si conferma come il mercato più allineato al PSV, e sopra i 24 €/MWh nelle restanti piattaforme a pronti, con MGS che aggiorna per il terzo mese consecutivo il massimo storico (24,13 €/MWh). Si rafforza pertanto la tendenza, in atto su MGS da oltre due mesi, di prezzi lentamente crescenti e stabilmente più alti rispetto ai mercati title, in presenza di maggiori movimentazioni di SRG.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

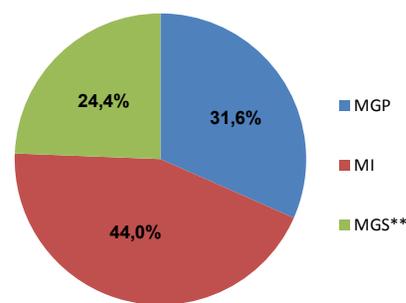
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	23,84 (18,01)	22,50	25,20	1.316.688	(227.639)
MI	24,12 (18,06)	22,80	25,50	1.834.224	(1.640.655)
MGS**	24,13 (18,19)	23,58	24,95	1.015.605	(1.333.354)
Stogit	24,13 (18,19)	23,58	24,95	1.015.605	(1.333.354)
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 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 per l'impresa di stoccaggio Stogit, l'unica operativa, si mostrano in significativo aumento su base annua: gli acquisti, pari a 466 GWh (+232%), appaiono sostenuti sia da maggiori scambi con finalità di Bilanciamento che di Neutralità, rappresentando rispettivamente il 55%

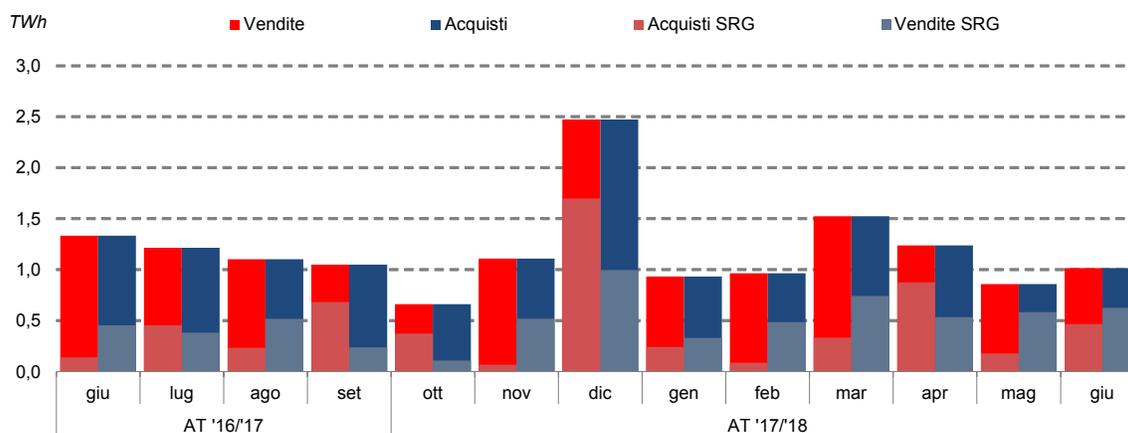
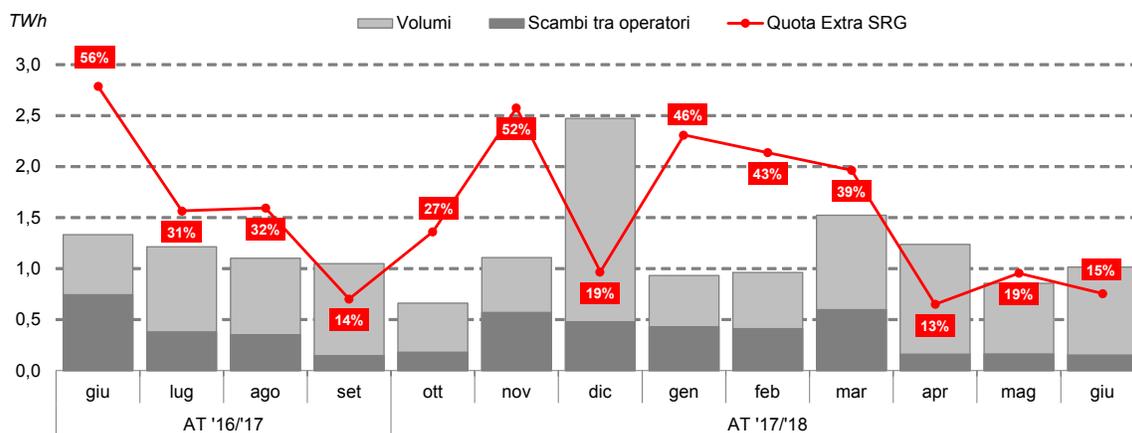
ed il 45%; le vendite, in ripresa del 38% su base annua, ammontano a 625 GWh, di cui il 57% con finalità di Neutralità; il totale movimentato da SRG sale pertanto all'85% (+41 p.p. su base annua). Gli scambi tra operatori sono stati pari a 153 GWh, in significativo calo su base annua (-79%).

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.015.605	(1.333.354)	1.015.605	(1.333.354)	-	(-)	-	(-)
SRG	465.543	(140.093)	624.960	(452.808)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	255.543	(137.093)	268.694	(452.808)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	210.000	(3.000)	356.266	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	550.061	(1.193.261)	390.645	(880.546)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), a giugno è stata registrata una sola negoziazione per 1.080 MWh riguardante il prodotto BoM; il prodotto M-2018-07 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari

a 18,20 €/MWh in assenza di scambi. Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 29.208 MWh, in calo del 2,4% rispetto al mese precedente. Prezzi di controllo in calo per tutti i prodotti negoziabili ad eccezione del BoM (+28%).

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-2018-06	-	-	23,54	28,0%	1	1.080	-	-	1.080	-	144	288
BoM-2018-07	-	-	18,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-07	-	-	18,20	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-08	-	-	19,93	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-09	-	-	23,17	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-10	-	-	22,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,50	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	24,15	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	120	11.040
Q-2019-01	-	-	20,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	-	-	17,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-03	-	-	19,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	24,98	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	96	17.472
SS-2019	-	-	18,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					1	1.080			1.080		216	28.512

*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 giugno mostra tendenze di prezzo contrastate. In lieve calo il petrolio e i suoi derivati, anche se le loro quotazioni si mantengono comunque a ridosso dei massimi dal 2014. In aumento, invece, il prezzo del carbone, che conferma il trend

rialzista iniziato a metà 2016, e le quotazioni del gas. In tale contesto crescono anche le quotazioni dell'energia elettrica su tutte le principali borse europee favorite, inoltre, dalla ripresa stagionale della domanda.

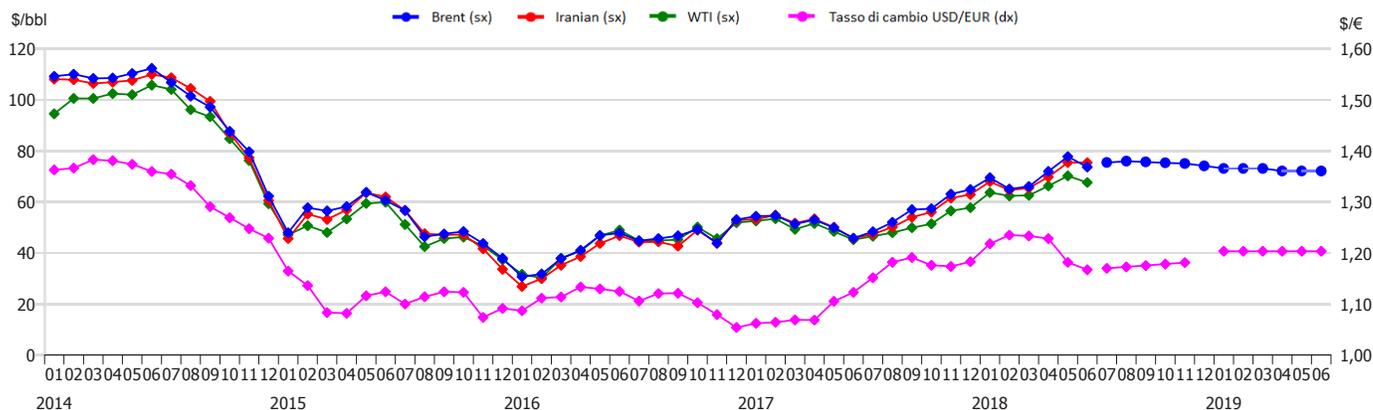
A giugno la quotazione del greggio subisce un rallentamento su base mensile pari a circa il 5%, attestandosi a 73,67 \$/bbl, livello che la posiziona ancora a ridosso dei massimi dal 2014, con un aumento del 61% rispetto all'anno precedente. Dinamiche analoghe per i derivati del petrolio, con i prezzi del gasolio (641,95 \$/MT) e dell'olio combustibile (417,12 \$/MT) in forte ripresa sul 2017 (+53/+55%) e rispettivamente in calo (-3%) e stabili su base congiunturale. Le quotazioni

del carbone europeo, in aumento a 96,08 \$/MT (+9% rispetto a maggio e +22% su base tendenziale), confermano il trend crescente iniziato a metà 2017 al pari di quanto osservato per il petrolio e per il gas. Le dinamiche risultano in generale confermate anche nella conversione in euro dei prezzi, con una intensificazione delle variazioni registrate su base mensile in corrispondenza del nuovo calo del tasso di cambio, sceso a 1,17 \$/€ (-1%).

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

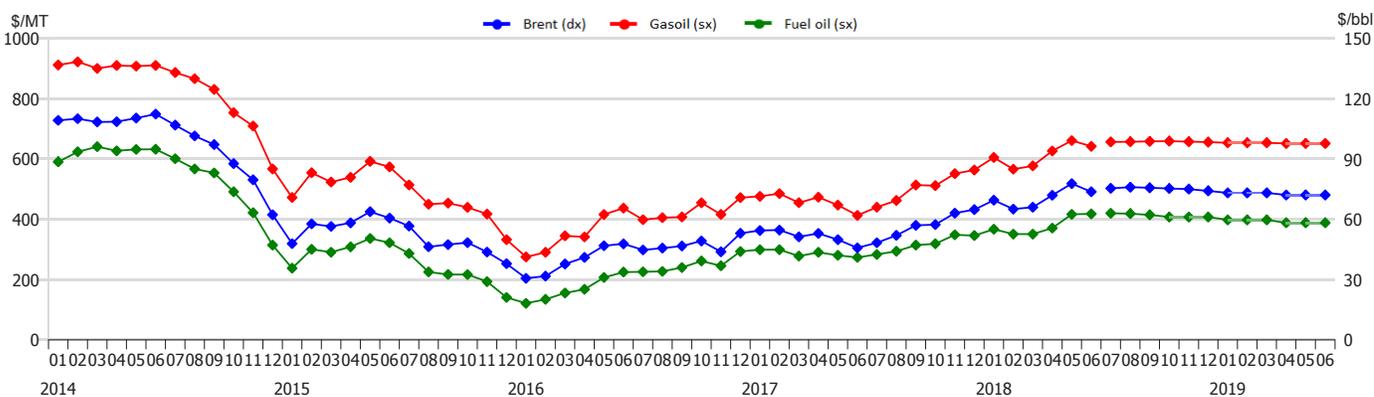
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Giu 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 18	Var M-1 (%)	Ago 18	Var M-1 (%)	Set 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	73,67	- 5 %	+ 61 %	77,55	75,28	- 2 %	75,79	- 1 %	75,51	-	71,53	+ 0 %
	€/bbl	63,13	- 4 %	+ 55 %	-	64,35	-	64,64	-	64,25	-	59,44	-
OLIO COMB.	\$/MT	417,12	+ 0 %	+ 53 %	430,46	419,81	+ 1 %	417,14	+ 1 %	412,98	-	389,77	+ 2 %
	€/MT	357,40	+ 1 %	+ 47 %	-	358,87	-	355,76	-	351,41	-	323,90	-
GASOLIO	\$/MT	641,95	- 3 %	+ 55 %	685,50	655,88	- 3 %	656,34	- 2 %	657,33	-	651,87	- 1 %
	€/MT	550,04	- 2 %	+ 50 %	-	560,66	-	559,76	-	559,32	-	541,72	-
CARBONE	\$/MT	96,08	+ 9 %	+ 22 %	95,90	95,98	+ 5 %	95,76	+ 6 %	95,86	-	87,70	+ 1 %
	€/MT	82,33	+ 10 %	+ 18 %	-	82,05	-	81,67	-	81,56	-	72,88	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,17	- 1 %	+ 4 %	-	1,17	- 1 %	1,17	- 1 %	1,18	-	1,20	- 1 %

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



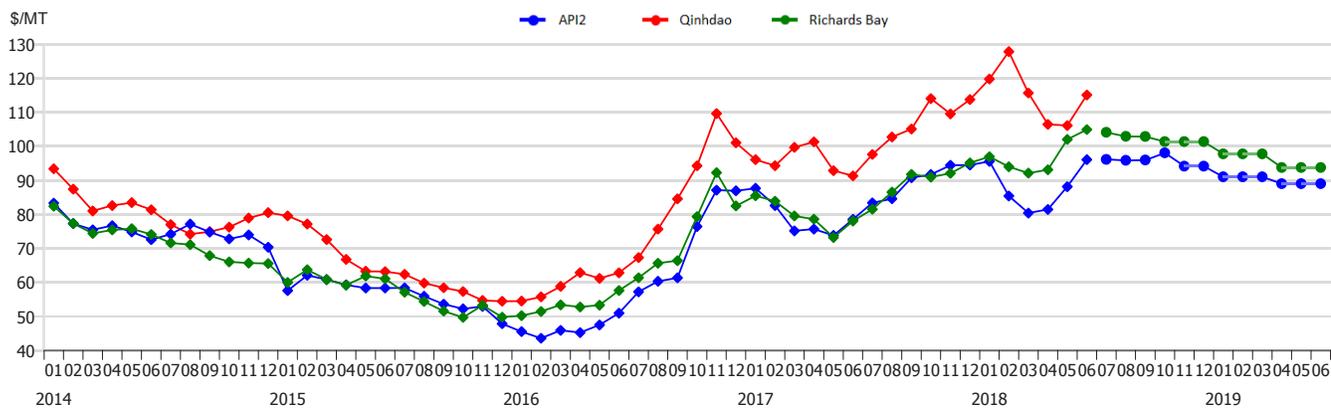
Fonte: Thomson-Reuters

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



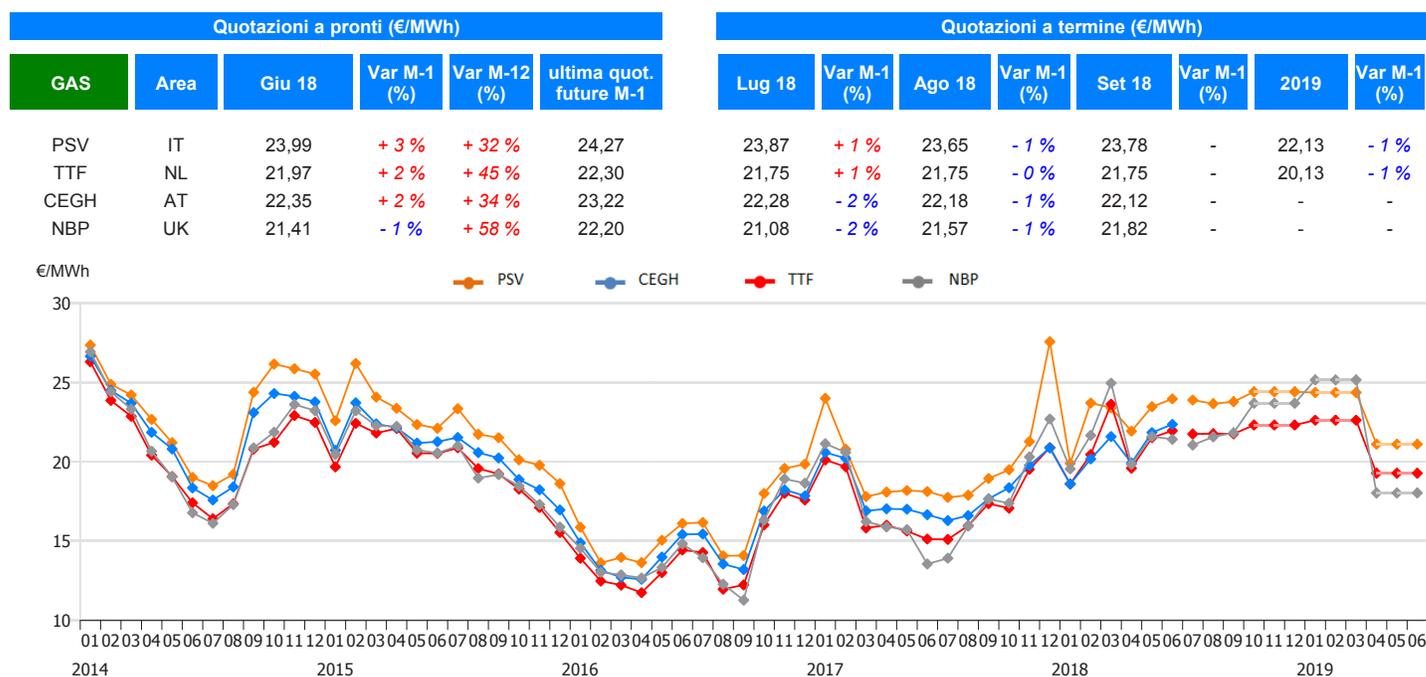
Fonte: Thomson-Reuters

Prezzi del gas ancora in rialzo e in linea con la tendenza registrata sui combustibili quotati in Europa, sebbene in maniera più contenuta rispetto ai decisi apprezzamenti di maggio. Il prezzo sull'hub italiano sale a 23,99 €/MWh (+3%/+32%), mantenendo

inalterato il differenziale col TTF (circa 2 €/MWh) che, attestato a 21,97 €/MWh, si caratterizza per un incremento congiunturale simile al nostro riferimento nazionale (+2%) e un rialzo annuale decisamente più intenso (+45%).

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

Fonte: Thomson-Reuters



In questo scenario si innesta l'ulteriore incremento delle quotazioni elettriche, favorito dalle tendenze rialziste del prezzo del gas e del carbone e dalla stagionale ripresa degli acquisti. Il prezzo italiano sale a 57,25 €/MWh, con un aumento su base mensile analogo a quello del mese precedente (+7%) e una crescita tendenziale del 17%. A fronte di tale dinamica il Pun riduce a circa 15 €/MWh lo spread col prezzo francese (42,32 €/MWh) che, al pari dei

valori osservati sulle altre borse centro-europee (42/43 €/MWh), mostra decisi incrementi rispetto ai due riferimenti temporali. D'altro canto, la Spagna si conferma, per il secondo mese consecutivo, su livelli superiori a quelli italiani, posizionandosi a 58,46 €/MWh (+6% e +16%). Da rilevare, infine, il significativo aumento del prezzo registrato nell'area scandinava, attestatosi a 44,80 €/MWh, valore superiore dell'82% alla quotazione del 2017.

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

Fonte: Thomson-Reuters

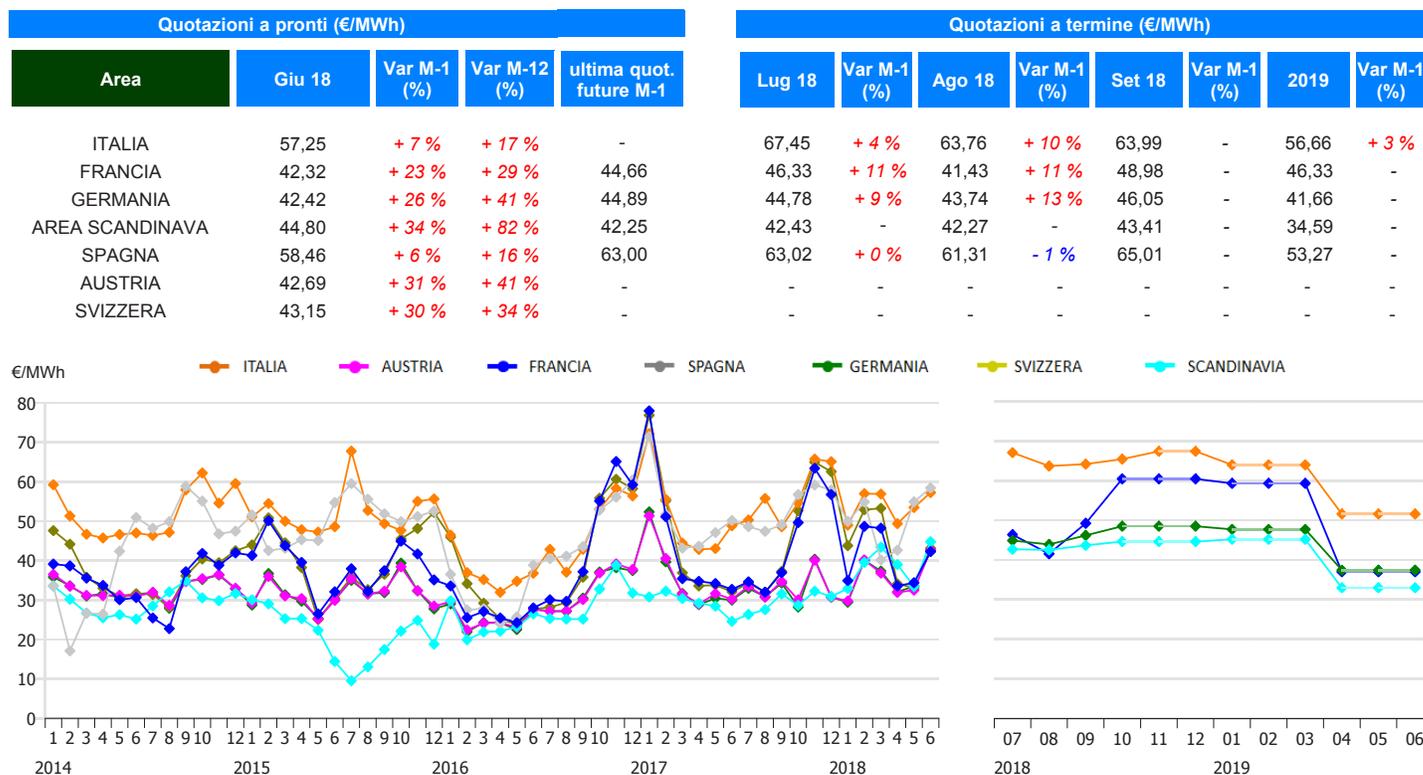
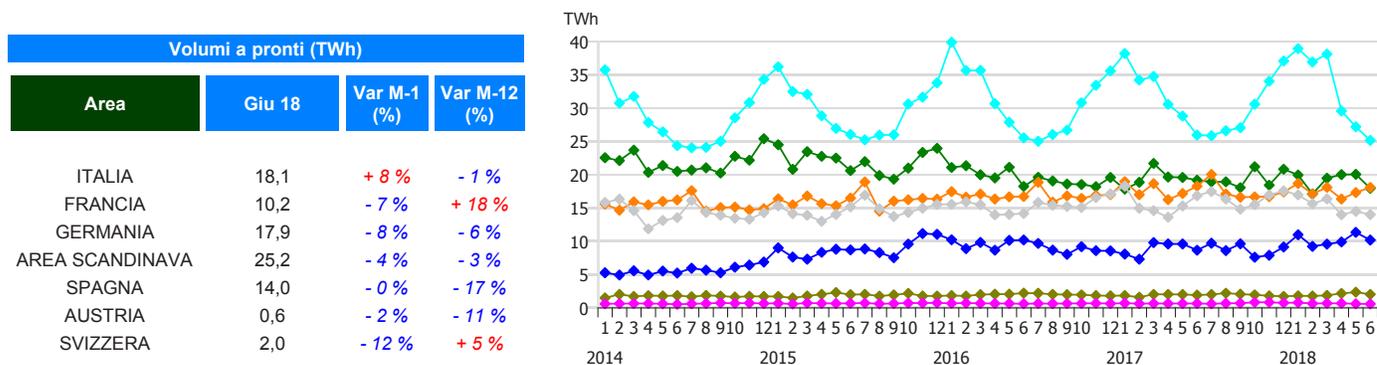


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



In merito ai volumi contrattati su base spot, l'andamento sulle principali borse continentali risulta contrastato: la borsa italiana, infatti, è l'unica a mostrare aumenti su base congiunturale (18,1 TWh, +8%); in calo, invece, gli scambi osservati nell'area

scandinava (25,2 TWh, -6%), in Spagna (14,0 TWh, -5%) e su Epex, borsa di riferimento per l'area centro-europea (30,1 TWh, -11%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ A giugno, primo mese di contrattazione dell'anno d'obbligo 2018, il prezzo medio registrato sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) mostra una significativa flessione rispetto a maggio e si riporta poco sopra i livelli segnati nello stesso mese dello scorso anno, pari a 253,34 €/tep. Più intenso l'arretramento del prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che allarga lo spread con i corrispondenti livelli di mercato a circa 50 €/tep. Brusca frenata degli scambi sia per il mercato organizzato che per la contrattazione bilaterale, ai minimi ambedue rispettivamente degli ultimi cinque e tre anni. Sul mercato organizzato ripiega anche la quantità destinata al

trading che in termini assoluti scende sui livelli tra i più bassi di sempre, pur rimanendo stabile in termini percentuali. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi segnano, per il sesto mese, un incremento rispetto alla seduta precedente e aggiornano il massimo storico a 1,07 €/MWh; in aumento rispetto alla prima sessione di contrattazione del nuovo anno di produzione anche i volumi scambiati, con la liquidità del mercato ai massimi dal 2013, a fronte di una più debole ripresa delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale. Dinamiche crescenti, sia in termini di prezzi che di volumi, anche per le aste di assegnazione del GSE.

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

Nella sessione del 19 giugno, la prima dell'anno d'obbligo 2018, il prezzo medio sul mercato organizzato cede 58 €/tep rispetto alla sessione precedente e segna il valore più basso degli ultimi dodici mesi, pari a 253,34 €/tep, poco più alto rispetto allo stesso mese dello scorso anno. Anche il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale riporta una significativa flessione rispetto a maggio (-104 €/MWh) e si attesta a 201,60 €/tep, posizionandosi circa 50 €/tep sotto il corrispondente valore di mercato. Tuttavia, tale differenziale si riduce a 13 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota questo mese si porta a 84%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (245,00-261,97 €/tep) si attesta al 30% (era 27% a maggio). Gli scambi sul mercato registrano una debole

partenza in avvio del nuovo anno d'obbligo e si portano sui livelli più bassi da agosto 2013, pari a 80 mila tep (-82%); in aumento, invece, la quota di mercato sul totale contrattato che guadagna circa 40 p.p. sul mese precedente, riportandosi sopra il 60%, incremento favorito dalla più consistente flessione degli scambi bilaterali, anch'essi ai minimi da settembre 2015. Dinamiche analoghe per le quantità destinate al trading nettamente inferiori rispetto alla sessione di maggio (-88%) pur mantenendo una quota del 10% dei volumi di mercato.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 54.143.881 tep, in aumento di 251.551 tep rispetto a fine maggio 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 1.338.250 tep, in virtù dell'annullamento di 5.117.445 titoli relativo agli obblighi per gli anni 2015-2017.

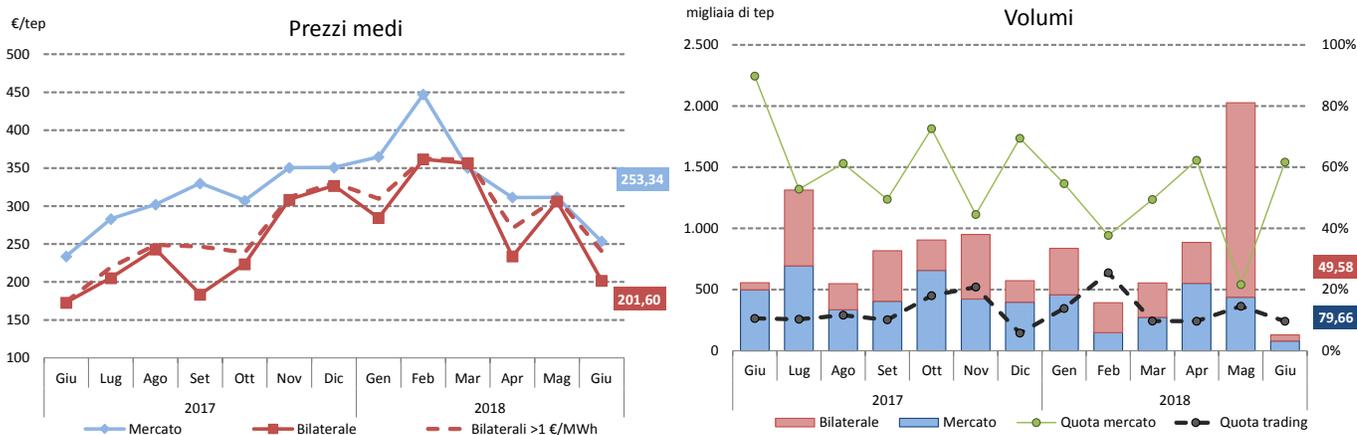
Tabella 1: TEE, sintesi mensile

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	253,34	-18,7%	245,00	261,97	79.655	-81,8%	20,18	-85,2%	7.688	-88,0%	9,7%	-4,9 p.p.	6	-6
Bilaterali	201,60	-34,1%	0,00	300,00	49.575	-96,9%	9,99	-97,9%						
con prezzo >1	240,57	-22,5%	100,00	300,00	41.542	-97,3%	9,99	-97,9%						
Totale	233,49	-24,0%	0,00	300,00	129.230	-93,6%	30,17	-95,2%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

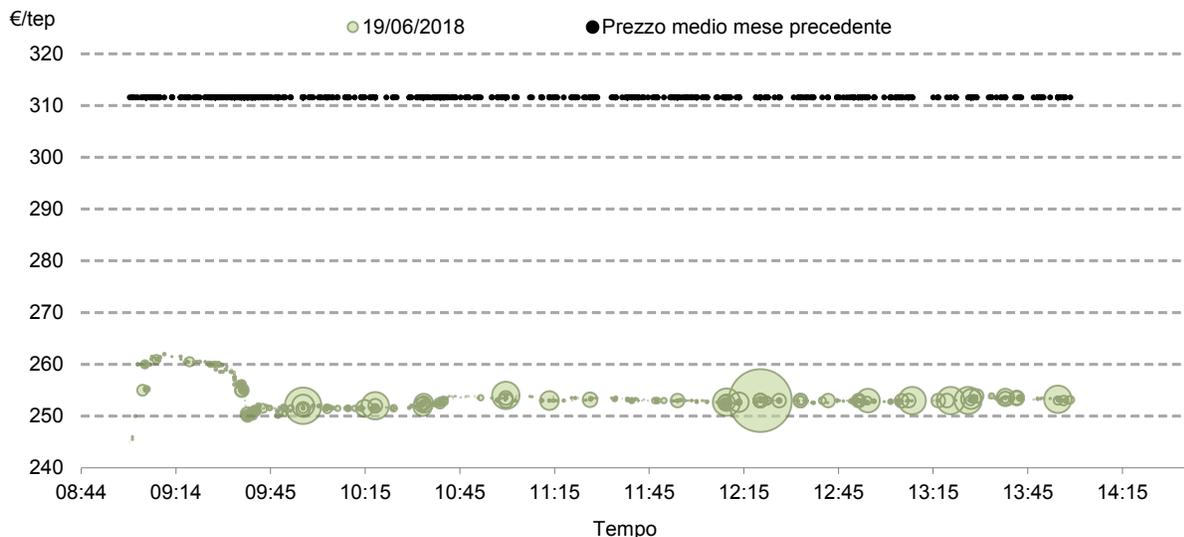


L'analisi della sessione mensile mostra come la totalità degli scambi sia avvenuta ad un prezzo significativamente inferiore rispetto alla precedente, con i corsi che nei primi minuti di sessione segnano repentinamente il livello minimo

e massimo giornaliero per poi stabilizzarsi intorno al valore medio, mantenuto fino alla conclusione della giornata. Più che dimezzato rispetto alla sessione di maggio il numero di transazioni, sceso sui livelli più bassi dell'ultimo anno (688).

Figura 2: MTEE, andamento infra-sessioni

Fonte: dati GME



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

Il prezzo medio registrato a giugno sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, sembra rafforzare il trend ascendente avviato nel precedente periodo d'obbligo e con 1,07 €/MWh segna il massimo storico (+20% su maggio). In controtendenza, invece, il prezzo registrato sulla Piattaforma Bilaterale che allarga lo spread con le quotazioni di mercato a 0,88 €/MWh, mai così alto, e segna il minimo degli ultimi nove mesi (0,19 €/MWh). Sembra rafforzarsi anche il trend crescente del prezzo medio di assegnazione delle Aste del GSE che, con 1,05 €/MWh, aggiorna anch'esso il massimo storico e si colloca sullo stesso livello del mercato. Gli

scambi sul mercato organizzato, seppure poco significativi rispetto alle altre due forme di contrattazione, segnano una importante ripresa sul mese precedente e si portano a 256 GWh, spingendo la liquidità del mercato sui livelli più alti di sempre, pari a 22%. Anche gli scambi bilaterali mostrano un incremento sul mese precedente mantenendosi su livelli modesti, come di consueto nei primi mesi di contrattazione del nuovo anno d'obbligo. Per contro, risultano più che quadruplicati rispetto alle ultime sedute i volumi assegnati tramite Asta del GSE che raggiungono il massimo da dicembre 2017, pari a 1,1 TWh.

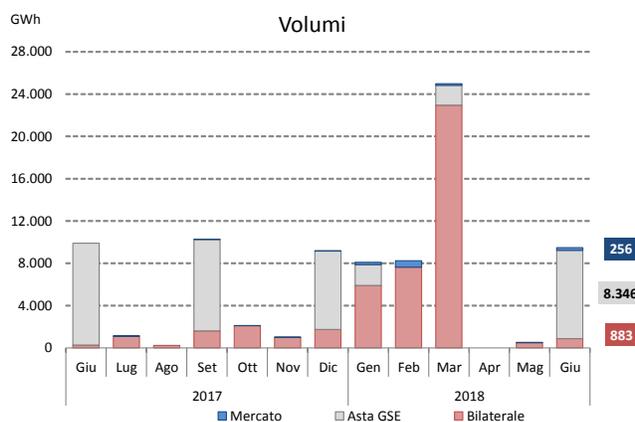
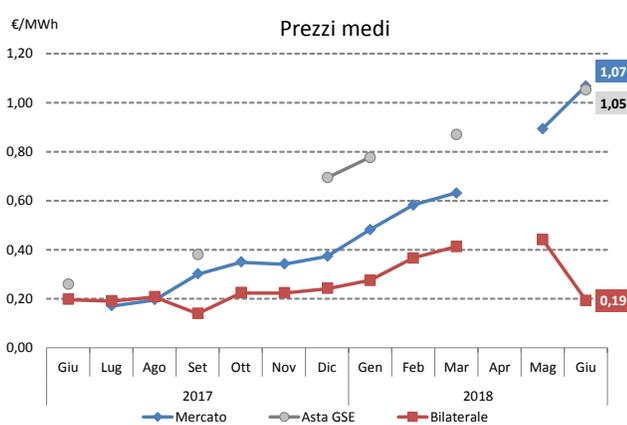
Tabella 2: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,07	+19,5%	0,95	1,45	255.673	+981,6%	273.215	+1192,3%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,19	-56,2%	0,04	0,95	882.928	+78,7%	171.003	-21,7%
	0,19	-56,2%	0,04	0,95	882.928	+78,7%	171.003	-21,7%
Totale	0,39	-15,7%	0,04	1,45	1.138.601	+119,9%	444.219	+85,5%
Asta GSE	1,05	-	0,92	1,35	8.345.905	-	8.789.223	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

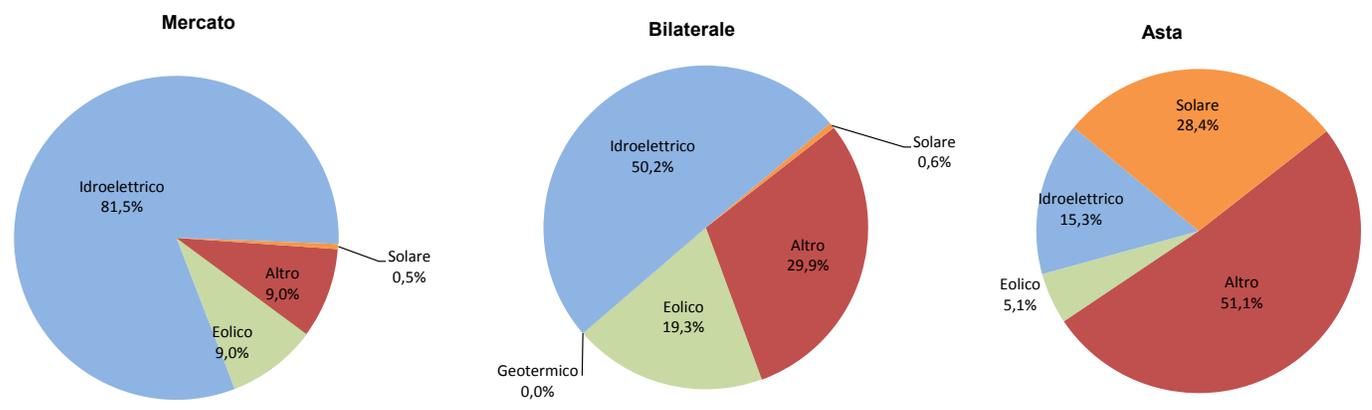


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli negoziati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia più scambiata sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale è relativa ad impianti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

idroelettrici (rispettivamente 82% e 50%), seguita in entrambi i casi dalla tipologia Altro. Rimane residuale su ambedue le piattaforme la tipologia Solare che rappresenta, invece, il 28% nelle aste del GSE la seconda più scambiata dopo quella Altro (51%).

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

Fonte: dati GME



RINNOVABILI, EFFICIENZA E GOVERNANCE DELL'UNIONE ENERGETICA AL 2030

Claudia Checchi – REF-E

(continua dalla prima)

Tabella 1. Iniziativa Clean Energy for All Europeans: stato di attuazione

Fonte: Commissione Europea

	Proposta Commissione Europea	Accordo Inter Istituzionale	Adozione Parlamento Europeo	Adozione Consiglio	Pubblicazione
Performance energetica degli edifici	30/11/2016	Accordo Politico	17/04/2018	14/05/2018	Direttiva 844/2018 del 19/06/2018
Energia Rinnovabile	30/11/2016	Accordo Politico			
Efficienza energetica	30/11/2016	Accordo Politico			
Governance	30/11/2016	Accordo Politico			
Mercato Elettrico Regolamento	30/11/2016	In Corso			
Mercato Elettrico Direttiva	30/11/2016	In Corso			
Resilienza	30/11/2016				
ACER	30/11/2016				

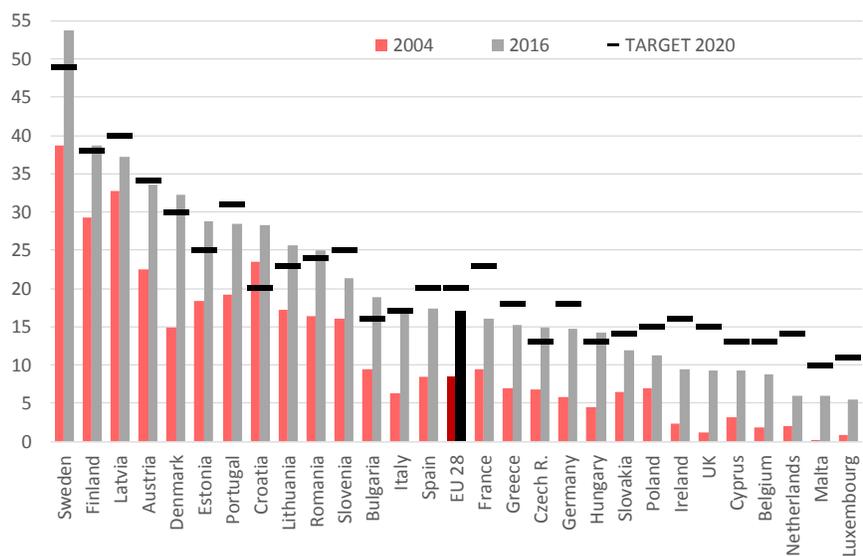
La nuova direttiva rinnovabili

La Direttiva che fissa gli obiettivi in termini di penetrazione e promozione delle fonti energetiche rinnovabili, pubblicata nella sua prima versione nel 2009 - che aveva definito un obiettivo di penetrazione a livello europeo del 20% sul consumo finale, con una ripartizione dello sforzo tra i singoli paesi - è stato uno dei più rilevanti tra gli interventi in tema di ambiente e energia della Commissione Europea.

Tutti i paesi hanno fatto notevoli passi avanti (Fig. 1), pur se con modalità di promozione molto differenziate. Al 2016 undici paesi (tra cui l'Italia) hanno già raggiunto l'obiettivo, la maggioranza si trova su una traiettoria di allineamento entro il 2020, mentre solo alcuni sembrano avviati al mancato raggiungimento, tra cui alcuni paesi dell'est ma anche UK, Irlanda e Francia (Fig. 2).

Figura 1. Quota di rinnovabili sul consumo interno lordo di energia (%)

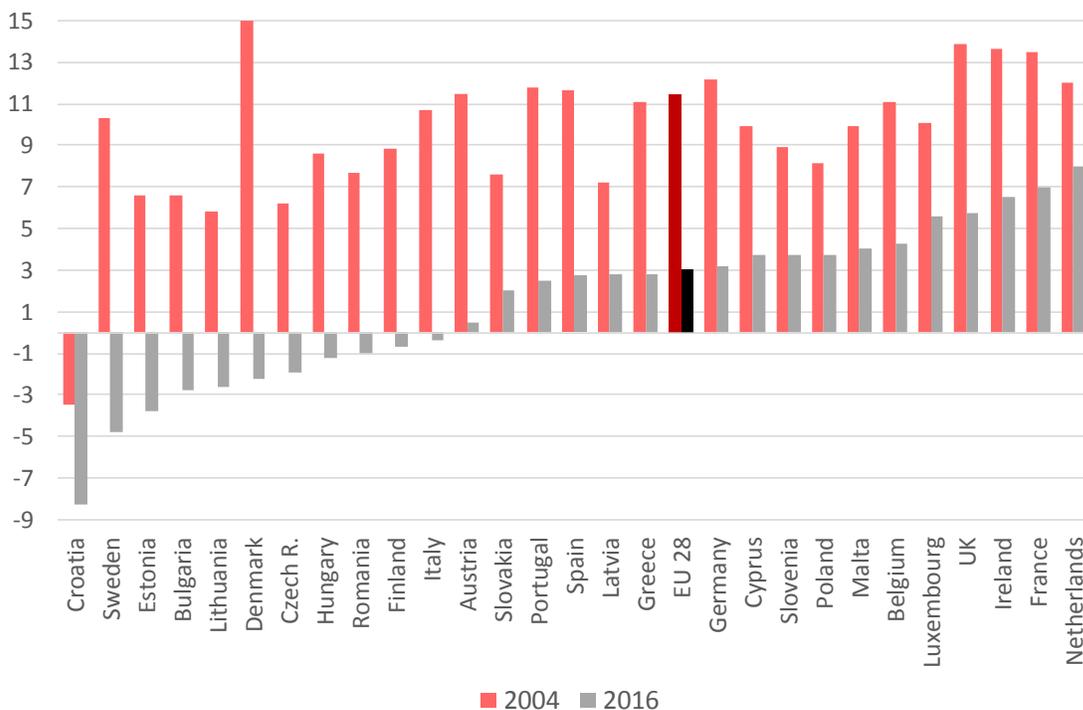
Fonte: Elaborazioni REF-E su dati Eurostat



(continua)

Figura 2. Distanza dall'obiettivo (%)

Fonte: Elaborazioni REF-E su dati Eurostat



Il fatto stesso che una nuova Direttiva sulle rinnovabili sia in via di pubblicazione definisce una parte rilevante della politica energetica per la decarbonizzazione promossa dall'Europa. La presenza del meccanismo ETS infatti fissa vincoli di riduzione della CO2 proponendo un meccanismo di mercato che favorisce le fonti a basse emissioni e che, almeno finché l'obiettivo non viene raggiunto, dovrebbe garantire la market parity, ossia prezzi finali in grado di garantire la remunerazione a mercato delle fonti rinnovabili. La necessità di un obiettivo specifico di penetrazione delle fonti rinnovabili è stata dunque più volte messa in discussione. Le motivazioni alla base della scelta di definire anche un vincolo sulle rinnovabili risiedono fondamentalmente nell'imperfezione del meccanismo di mercato, che, almeno nel breve, può esprimere prezzi non in linea con gli obiettivi, o che potrebbero portare a modalità di raggiungimento dell'obiettivo di CO2 che non implicano necessariamente la crescita delle rinnovabili (delocalizzazione, sostituzione di fonti non rinnovabili ma meno inquinanti). Una volta stabilita la necessità di una nuova direttiva, l'attenzione si è dunque spostata sulla fissazione del livello target per il 2030. La posizione più aggressiva è tipicamente espressa dal Parlamento, che in questo caso aveva proposto il 40%, livello in linea con la Road Map approvata dal Parlamento stesso nel 2011 e che fissava obiettivi di quasi completa decarbonizzazione al 2050, ma mai adottata ufficialmente. Più conservativi invece Commissione e Consiglio, espressione

dei governi, al loro interno suddivisi in gruppi di Paesi, alcuni inclini a rimanere al di sotto del 30% (la bozza di fine 2016 di fermava al 27%), altri orientati al superamento di questa soglia. L'accordo, raggiunto poi sul 32% (ma con clausola di revisione al rialzo entro il 2023 se ci saranno le condizioni), è stato reso possibile anche grazie allo schieramento, nelle ultime fasi della trattativa, di Italia e Spagna nel gruppo dei paesi più "aggressivi", originariamente formato dai nordici. L'Italia è in effetti tra i Paesi che ha fissato un obiettivo interno al 2030, seppur non vincolante (attraverso la SEN che è un atto di indirizzo), innalzando il 17% del 2020 (come visto già raggiunto) al 28% per il 2030. Un incremento non eccessivamente sfidante ma comunque importante e che già superava il target europeo allora in discussione. Sia nel caso italiano che spagnolo lo schieramento verso posizioni più coraggiose è avvenuto a seguito del cambiamento nella compagine di governo e potrebbe essere sintomatico di una volontà di rilanciare la promozione delle fonti rinnovabili anche a livello nazionale. All'interno dei diversi settori di intervento (energia elettrica, trasporti e heating and cooling), l'obiettivo minimo per i trasporti è stato innalzato dal 10% del 2020 al 14%, con un contributo massimo dei biocombustibili tradizionali al 7% e il restante affidato ai biocombustibili avanzati (in generale quelli derivati da prodotti non utilizzabili anche per l'alimentazione). Lo stato di raggiungimento degli obiettivi 2020 è in questo caso meno

(continua)

incoraggiante che per il quadro generale. La maggioranza dei paesi – inclusa l'Italia - pur mostrando ampi miglioramenti, è lontana dalla traiettoria di raggiungimento dell'obiettivo 2020, essendo al 2016 ancora al 7% la penetrazione media delle rinnovabili per questo settore, con solo due paesi (Svezia e Austria) ad aver già raggiunto l'obiettivo.

Per la prima volta la legislazione europea fissa anche un obiettivo per il settore dell'heating and cooling, per il quale è richiesto un miglioramento della penetrazione delle rinnovabili di almeno l'1.3% annuo (contro l'1% della prima versione), raggiungibile solo per il 40% attraverso l'utilizzo di rifiuti. Un settore in cui, nonostante l'assenza di uno specifico obiettivo settoriale, l'incremento delle rinnovabili è stato del 9% in media europea dal 2006 al 2016, e che vede l'Italia allineata alla media europea.

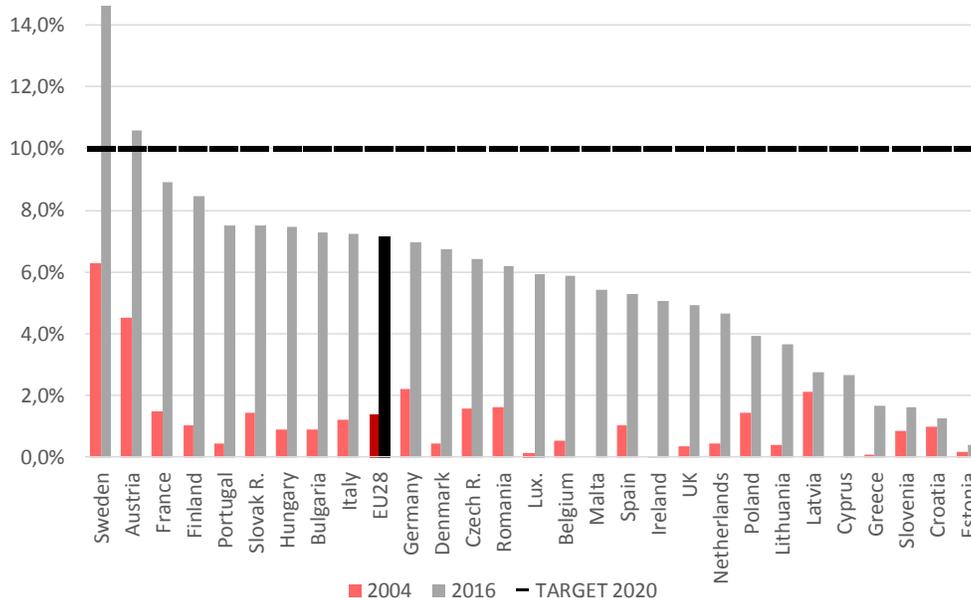
Schemi di promozione e supporto finanziario alla produzione da rinnovabili, rilevanti soprattutto per la produzione elettrica (Figura 4), continuano ad essere ammessi: sulla scorta delle linee guida per gli aiuti di Stato nel settore energetico, che

pure sono definite fino al 2020. Il criterio generale del ricorso al mercato continua a essere compatibile con schemi che prevedono un supporto specifico o comunque un mercato separato per le fonti rinnovabili (tipicamente le aste per l'accesso ai finanziamenti o a contratti di ritiro dell'energia a prezzi predefiniti), anche continuando a prevedere procedure specifiche per determinate tecnologie.

Spazio è poi dedicato ad alcuni elementi ritenuti importanti per favorire la penetrazione delle rinnovabili: teleriscaldamento (con obbligo di informazione sul mix di produzione), garanzie d'origine, autoconsumi e reti di consumatori (divieto di applicazione di oneri di rete agli autoconsumi per impianti inferiori a 30 KW), iter autorizzativi e cooperazione tra Stati negli schemi di promozione, maggiore sostenibilità per i biocombustibili, dove in particolare tra il 2023 e entro il 2030 dovrà essere annullato il contributo agli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili dei biocombustibili a alto rischio di competizione per l'utilizzo del suolo con il settore alimentare (tra questi l'olio di palma).

Figura 3. Quota di fonti rinnovabili nel settore trasporti (%)

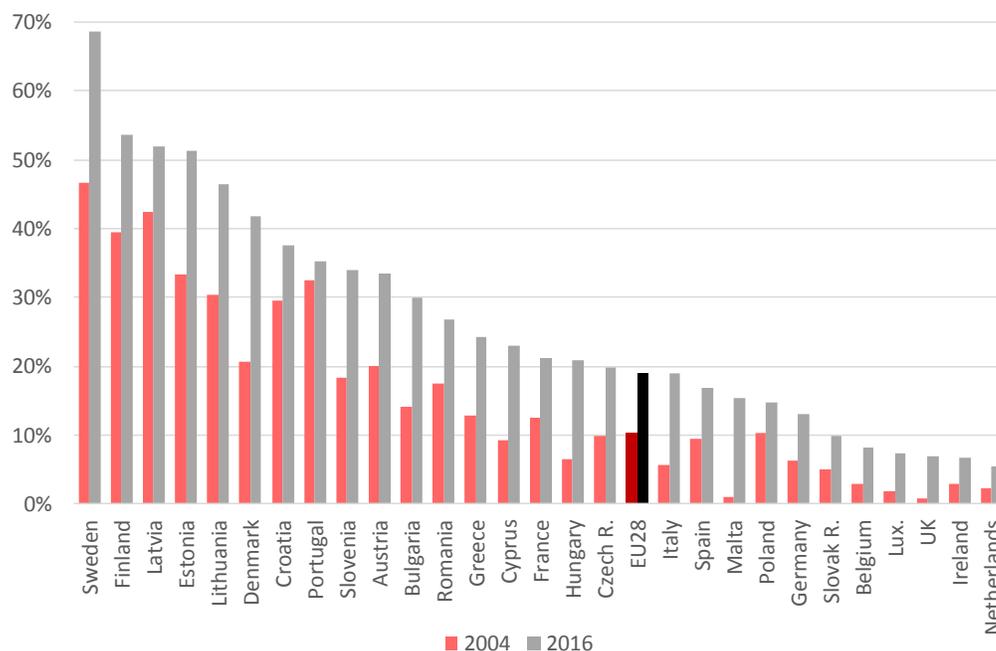
Fonte: Elaborazioni REF-E su dati Eurostat



(continua)

Figura 4. Quota di fonti rinnovabili nel settore della climatizzazione (%)

Fonte: Elaborazioni REF-E su dati Eurostat



Efficienza energetica

La terza dimensione della decarbonizzazione è quella che in prospettiva potrebbe dare il contributo più rilevante ma rimane anche quella con le maggiori difficoltà gestionali (si pensi solo alle difficoltà di misurazione dell’impatto delle politiche). La negoziazione a livello europeo è stata anche in questo caso faticosa, con il Parlamento schierato, come già per le rinnovabili, verso posizioni più ambiziose e il Consiglio invece su posizioni ancora più conservative di quelle espresse nella bozza di fine 2016.

Il compromesso è stato raggiunto sull’innalzamento del target di efficienza energetica al 2030 al 32.5% (contro 30% della bozza e il 35% chiesto dal Parlamento). Sebbene il target sia stato fissato leggermente al di sopra del compromesso perfetto, con uno 0.5% in più rispetto al target rinnovabili, questo non significa un maggiore spostamento verso le posizioni del Parlamento. Infatti il target continua a non essere vincolante, né a livello comunitario né a livello nazionale, e anzi a livello nazionale gli Stati Membri possono continuare e decidere se calcolare gli avanzamenti raggiunti sulla base dei consumi primari, finali, dei risparmi o dell’intensità energetica, mentre il Parlamento aveva chiesto di rendere vincolate il target sugli usi primari. Tuttavia, come già per le rinnovabili, è prevista la possibilità di innalzare il target a partire dal 2023 se le circostanze lo permetteranno.

Parte importante della negoziazione è stata anche quella riguardante il vincolo di riduzione annuale dei consumi, che la bozza aveva fissato all’1.5% e il Consiglio aveva chiesto di ridurre sostanzialmente. E in effetti il nuovo vincolo è ridotto a 0.8%, e sono state anche mantenute le attenuanti statistiche, in particolare la possibilità di escludere il

settore dei trasporti per la valutazione del suo rispetto, che il Parlamento chiedeva di eliminare. Unica concessione, la previsione che il vincolo di riduzione venga mantenuto anche successivamente al 2030, per garantire una riduzione dei consumi tendenziale e stabile nel tempo.

L’imposizione del vincolo di riduzione dei consumi annuali è particolarmente stringente per quei paesi, come l’Italia, che hanno un buon livello di raggiungimento del target di efficienza energetica. La SEN ha fissato il target di efficientamento al 2030 al livello prospettato dalla Commissione, ossia al 30% rispetto alle proiezioni, un obiettivo che, nonostante il peggioramento recente degli indicatori dovuto alla ripresa economica (vedi Newsletter GME 115), non è particolarmente sfidante, dato che la riduzione del 20% prevista per il 2020 è stata già raggiunta nel 2013.

La prosecuzione del vincolo annuale aprirebbe invece la strada alla prosecuzione degli strumenti di supporto all’efficienza come il meccanismo dei certificati bianchi, che si basa proprio sulla richiesta di riduzione annua dei consumi, e previsti oggi fino al 2020.

La Direttiva rafforza infine le previsioni già presenti nella vecchia direttiva sulla misurazione dell’energia, prevedendo anche per il settore del riscaldamento la presenza di smart meter ma ribadendo il criterio della verifica del costo efficacia degli strumenti, verifica demandata agli Stati Membri come già per il caso dei misuratori dell’energia elettrica.

Governance

Il regolamento sulla Governance dell’Unione energetica è la principale innovazione del pacchetto di misure introdotte a fine 2016 nonché la sfida per conciliare le diverse visioni e la

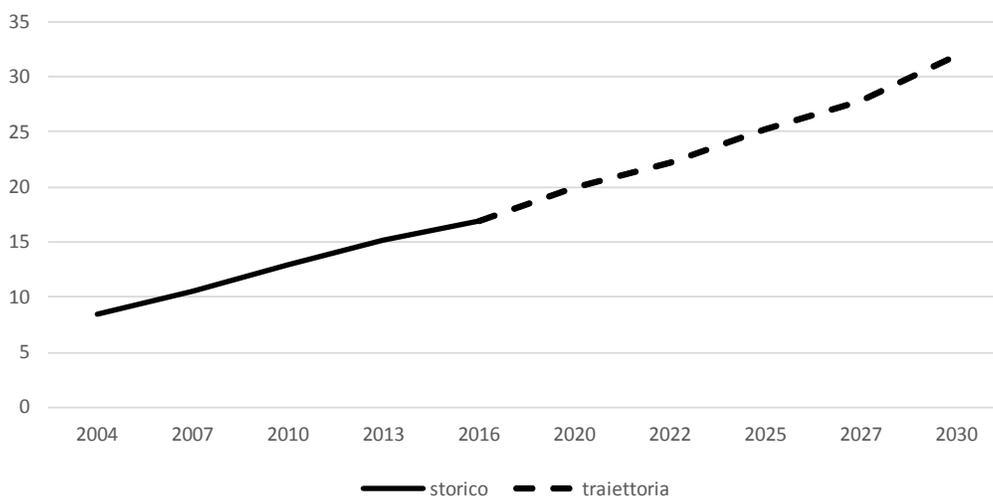
(continua)

presenza di obiettivi europei nel rispetto delle prerogative degli Stati Membri e in assenza di un burden sharing vincolante. Nell'ambito dell'organizzazione generale già prevista per la gestione del coordinamento, basata sulla redazione di piani decennali da parte degli Stati Membri riportanti traiettorie e misure per il raggiungimento dei diversi obiettivi, e sulla possibilità della Commissione di intervenire in caso di allontanamento dagli obiettivi, la negoziazione sui dettagli

della normativa si è quindi concentrata sulla definizione delle traiettorie (dalla cui deviazione potrebbero scaturire interventi diretti della Commissione) nonché sulla definizione o meno di obiettivi di più lungo periodo, e dunque su quanto o meno fare riferimento a obiettivi di completa decarbonizzazione o comunque in linea con gli accordi di Parigi. Da questo punto di vista notevoli passi avanti sono stati compiuti.

Figura 6. Obiettivo vincolante rinnovabili EU: traiettoria (%)

Fonte: Elaborazione REF-E



Il concetto utilizzato per la stesura e la valutazione dei piani nazionali è quello del gap filling. In merito all'obiettivo del 32% di penetrazione delle energie rinnovabili entro il 2030, gli Stati Membri dovranno dunque dimostrare di aver messo in campo tutte le azioni necessarie per raggiungere il 18% dell'obiettivo entro il 2022, il 43% entro il 2025, il 65% entro il 2027, e naturalmente il 100% entro il 2030. La traiettoria fissata è dunque lineare (figura 6), e segue la crescita storica, mentre alcune posizioni suggerivano una traiettoria esponenziale, che avrebbe rimandato la maggioranza dell'obiettivo alla fine del periodo. Una traiettoria simile è prevista anche in riferimento all'obiettivo di efficienza energetica. A partire dal 2023 la Commissione valuterà la consistenza di piani e primi risultati rispetto alle traiettorie previste. Una differenza tra l'obiettivo delle rinnovabili e quello dell'efficienza riguarda il fatto che nel caso delle rinnovabili possono essere valutate le singole azioni nazionali, secondo una metodologia specificata, e possono essere suggerite misure nazionali di conseguenza. Nel caso dell'efficienza invece la modalità di valutazione del gap è a discrezione della Commissione. Tuttavia, tra i promotori dell'efficienza energetica, è stato ritenuto un successo l'aver specificato che nei piani nazionali deve essere seguito (e dimostrato) il principio dell'efficiency first, secondo cui

l'efficienza è il primo motore della decarbonizzazione (sempre a condizione che sia la modalità più efficiente).

Come già accennato, la vera novità del regolamento è la spinta verso la definizione della strategia di lungo periodo. Entro aprile 2019 infatti la Commissione dovrà adottare un piano di lungo periodo per la realizzazione degli accordi di Parigi, che tenga in considerazione da un lato l'obiettivo di contenimento dell'innalzamento della temperatura al di sotto dei 2 gradi, dall'altro il budget di CO2 rimanente nell'ipotesi di contributo nullo dell'Unione Europea alle emissioni di CO2 entro il 2050 e negativo successivamente. L'ipotesi prevista dalla Road Map 2011 del Parlamento inizia così ad essere contemplata negli scenari della Commissione. Insieme al piano nazionale definitivo, che deve essere consegnato dagli Stati Membri nel 2019 dopo una prima versione per la discussione da presentare entro fine 2018, gli Stati Membri dovranno presentare anche la loro visione di lungo periodo fino al 2050.

L'Italia è già al lavoro per la stesura del Piano Nazionale al 2030, che dovrà a questo punto contenere una revisione su diversi aspetti della Sen 2017. Ma le istituzioni italiane, come quelle degli altri Paesi, dovranno anche iniziare la stesura di un Piano al 2050.

Novità normative di settore

A cura del GME

AMBIENTALI

Determinazione 22 giugno 2018 DMRT/EFC/4/2018 | “Definizione, in materia di titoli di efficienza energetica, del contributo tariffario definitivo per l’anno d’obbligo 2017 e del contributo tariffario di riferimento per l’anno d’obbligo 2018” | pubblicata il 22 giugno 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/004-18dmrt.pdf>

Con la pubblicazione della determina DMRT/EFC/4/2018, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), ha reso noto il valore del contributo tariffario definitivo per l’anno d’obbligo 2017 e del contributo tariffario di riferimento per l’anno d’obbligo 2018.

In particolare, l’Autorità ha previsto che il contributo tariffario definitivo in materia di titoli di efficienza energetica, per l’anno d’obbligo 2017, è pari a 311,45 €/TEE, e che il contributo tariffario di riferimento per l’anno d’obbligo 2018 è pari a 250,54 €/TEE.

Comunicato del GME | “Pubblicazione del prezzo di cui all’art. 6, comma 1, lett. a), del Decreto interministeriale 2 marzo 2018 “Promozione dell’uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti” | 27 giugno 2018 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=378>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (GME) ha reso nota la pubblicazione sul proprio sito internet - su base mensile, a partire dal mese di luglio 2018 - del prezzo di cui all’articolo 6, comma 6.1, lettera a), del Decreto interministeriale 2 marzo 2018, funzionale alla determinazione dell’incentivo relativo al biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti.

Al riguardo, sempre nel medesimo comunicato, il GME ha altresì reso note alcune precisazioni in merito alla determinazione del suddetto prezzo, a seguito di specifica comunicazione a riguardo ricevuta dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nello specifico, il Ministero dello Sviluppo Economico ha chiarito che il prezzo di cui all’articolo 6, comma 6.1, lettera a), del Decreto interministeriale 2 marzo 2018, dovrà essere calcolato dal GME considerando esclusivamente i mercati MGP-GAS e MI-GAS (i quali prevedono la consegna del gas sul sistema di trasporto al PSV, ove sarà consegnato anche il biometano eventualmente ritirato dal GSE) ed escludendo i mercati MGS ed MPL (in quanto caratterizzati da consegna del gas in stoccaggio o in punti specifici della rete e i cui prezzi non sono, pertanto, omogenei con quelli degli altri mercati sopra citati).

GAS

Deliberazione 1 giugno 2018 308/2018/R/GAS | “Disposizioni in materia di procedure di conferimento della capacità di rigassificazione” | pubblicata il 4 giugno 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/308-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 308/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha apportato alcune integrazioni all’allegato A della deliberazione 660/2017/R/GAS (c.d. “TIRG”), funzionali alla gestione delle procedure per il conferimento della capacità di rigassificazione, nonché al loro monitoraggio.

In particolare, al fine di favorire la partecipazione alle aste, l’Autorità ha disposto che le imprese di rigassificazione pubblicchino - entro il 1° giugno di ciascun anno - i criteri di definizione del c.d. “prezzo di riserva” per il conferimento della capacità annuale e pluriennale, opportunamente aggiornati dalla medesima Autorità.

Inoltre, con la medesima deliberazione, l’ARERA ha altresì previsto che le imprese di rigassificazione che si avvalgono dei servizi offerti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) per la gestione delle procedure di conferimento della capacità, ai sensi dell’articolo 5, comma 5.11 del TIRG, possano avvalersi dello stesso GME per assolvere agli obblighi di trasmissione dei dati e delle informazioni relative alle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione nella disponibilità del GME, per le finalità di cui all’articolo 3, comma 3.6, della deliberazione 308/2017/R/GAS.

OIL

Comunicato del GME | “Riapertura temporanea PDC-OIL: comunicazione dati capacità annuale (2017) e mensile (II° quadrimestre 2018) - soggetti inadempienti” | del 5 giugno 2018 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=375>

Facendo seguito a quanto disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE) nella Circolare n. 0014614, con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) ha reso note le “finestre temporali” straordinarie nelle quali i c.d. soggetti obbligati¹ inadempienti (ossia coloro che non hanno provveduto alla trasmissione dei dati nelle “finestre temporali” ordinarie) possono inviare, attraverso la PDC-OIL:

- i dati relativi alla capacità logistica dei propri depositi riferiti al 31 dicembre 2017;

- i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo maggio - agosto 2018 (II° quadrimestre 2018).

Al riguardo, il GME ha informato che, come specificato nella predetta Circolare, il MISE ha escluso dalla rilevazione

dei dati della capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali, i dati relativi ai depositi di GPL ad uso autotrazione.

Pertanto, al fine di recepire tale previsione, il GME ha pubblicato la versione aggiornata del Regolamento e della Guida PDC-OIL.

¹ Per "soggetti obbligati" si intendono i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 21, comma 21.2, del D.lgs. n. 249/2012 e all'articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433.

Gli appuntamenti

16-18 luglio

International Conference on Sustainability, Energy and Environmental Sciences

Boston, Usa

Organizzato da FLE Learning

<http://www.flelearning.ca>

17 Luglio

Tutele per i consumatori: un valore per il mercato energetico

Roma, Italia

Organizzato da Acquirente Unico

www.acquirenteunico.it

20 luglio

Workshop Rinnovare le rinnovabili: servizi, tecnologie e mercati per un futuro sostenibile senza incentivi

Roma, Italia

Organizzato da Safe

www.safeonline.it

23-27 luglio

International Conference on Energy and Environment Research

Praga, Repubblica Ceca

Organizzato da ICEER

<http://www.iceer.net>

25 luglio

Le Rinnovabili al centro della transizione energetica.

Incontro col Governo

Organizzatore: Anev e Elettricità Futura

Roma, Italia

www.anev.org

25-27 luglio

International Conference on Clean Energy and Electrical Systems

Vancouver, Canada

Organizzato da CEES

<http://www.cees.net>

25-27 luglio

International Conference on Clean Energy and Electrical Systems

Vancouver, Canada

Organizzato da CEES

<http://www.cees.net>

25-27 luglio

International Research Conference on Sustainable Energy, Engineering, Materials and Environment

Oviedo, Spagna

Organizzato da IRCSEEME

<http://www.ircseeme.com>

26-27 luglio

International Conference on New Trends in Engineering Technology and Energy Appliances

Osaka, Giappone

Organizzato da Experts of Academic Excellence Research Centre

<http://eaerc.com>

2-3 agosto

Pacific Rim Energy and Sustainability Conference - PRESCO 2018

Hiroshima, Giappone

Organizzato da INTESDA

<http://www.esdfocus.org>

12-14 agosto

International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC 2018)--IEEE, EI Compendex and Scopus

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>

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://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/>

25 settembre

It's all Energy Efficiency. Soluzioni, Tecnologie e Processi per contenere i Consumi Energetici

Milano, Italia

Organizzato da Kyoto Club

www.kyotoclub.org



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.