

APPROFONDIMENTI

L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: UN NUOVO EQUILIBRIO DOPO LA SEN?

di Virginia Canazza, Claudia Checchi, Marco Pellegrino - REF-E

L'aggiornamento della Strategia Energetica Nazionale (SEN)¹ adegua la posizione dell'Italia a quella europea al 2030 (Tabella 1) e rilancia per il nostro paese sfidanti obiettivi di decarbonizzazione, cercando anche di dettare le linee guida per le politiche necessarie al loro raggiungimento.

Come già nella SEN 2013, gran parte dell'attenzione e degli sforzi sono dedicati al settore elettrico, riaprendo il dibattito

su quale sia l'effettivo livello di rinnovabili non programmabili sostenibile dal sistema, quali gli investimenti aggiuntivi necessari e soprattutto quali gli strumenti essenziali per favorire la crescita prevista. Si aprono quindi nuove sfide per il mercato elettrico, già scosso nell'ultimo decennio da profondi cambiamenti strutturali, che rendono difficile a oggi l'individuazione dei possibili equilibri in prospettiva.

Tabella 1 – Target di decarbonizzazione in Italia al 2030 e confronto con dati storici

		EU Winter Package		SEN 2017	2015
		Unione Europea	Italia	Italia	(Dati storici) Italia
Emissioni GHG	Totale	-40% (vs 1990)	-40% (vs 1990)	- 43% (vs 2005)	-25% (vs 2005)
	EU ETS	-43% (vs 2005)	n.a.	-57% (vs 2005)	-37% (vs 2005)
	Non-EU ETS	-30% (vs 2005)	-33% (vs 2005)	-33% (vs 2005)	-16% (vs 2005)
Energia rinnovabile	Totale	27%	>17%	28%	17,50%
	Elettricità	n.a.	n.a.	55%	33,50%
	Termico	+1% /y (2021-2030)	+1% /y (2021-2030)	30%	19,20%
	Trasporti	6,80%	6,80%	21%	6,40%
Efficienza energetica	Riduzione energia primaria (vs PRIMES 2007)	0,9	n.a.	-42%	-26% (vs 2007)
	Riduzione consumi finali (trasporto escluso) attraverso meccanismi di efficienza	-1.5% /y (2021-2030)	-1.5% /y (2021-2030)	-0.8%/y (2021-2030)	

Fonte: dati UE Winter package, SEN 2017 e Terna

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ ANNO 2017**

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 12

Mercati energetici Europa
pag 17

Mercati per l'ambiente
pag 21

■ **APPROFONDIMENTI**

L'evoluzione del sistema elettrico: un nuovo equilibrio dopo la SEN?
Di Virginia Canazza, Claudia Checchi, Marco Pellegrino- REF-E

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2017 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) sale a 54 €/MWh, tornando a crescere rispetto al minimo storico del 2016 e riallineandosi ai valori del biennio 2014-2015. La crescita del Pun riflette un contesto caratterizzato dall'ascesa delle quotazioni delle principali commodities, tra cui in particolare quella del gas, e dalla ripresa dei volumi scambiati sui livelli più alti dell'ultimo quinquennio. Sale al suo massimo storico la liquidità del MGP (72,2%), per effetto prevalentemente dell'ulteriore spostamento verso il mercato dei volumi acquistati dall'Acquirente Unico. Sul lato della vendita rafforzano la loro posizione gli impianti alimentati a gas, i cui volumi di mercato raggiungono i massimi degli ultimi sei anni, sfiorando il 50% del totale nazionale su MGP. A livello zonale, crescita in doppia cifra per tutti i prezzi di vendita, compresi tra i 50 €/MWh del Sud ed i 61 €/MWh

della Sicilia. Il Mercato Infragiornaliero mostra dinamiche di prezzo ancora in linea con il PUN e volumi inferiori solo al massimo storico del 2016.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2018 baseload chiude il periodo di trading a 54,32 €/MWh, prospettando una stabilità di prezzi per l'anno in corso. Ai minimi dal 2012, infine, le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

Il Mercato Infragiornaliero mostra dinamiche di prezzo ancora in linea con il PUN e volumi inferiori solo al massimo storico del 2016. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2018 baseload chiude il periodo di trading a 54,32 €/MWh, prospettando una stabilità di prezzi per l'anno in corso. Ai minimi dal 2012, infine, le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) si attesta a 53,95 €/MWh e, sebbene in aumento di 11,17 €/MWh rispetto al minimo storico del 2016 (+26,1%), si riporta sui valori non elevati del biennio 2014/2015 (Tabella 1, Grafico 1). Tale dinamica rialzista ha caratterizzato indistintamente tutti i mesi dell'anno, concentrandosi nel primo bimestre, caratterizzato dal protrarsi delle tensioni sul mercato francese, e ad agosto, in corrispondenza degli eccezionali livelli di domanda legati alle elevate temperature. Dinamiche di crescita analoghe nei gruppi di ore con prezzo

al picco a 62,34 €/MWh (+13,99 €/MWh, +28,9%) e nei fuori picco a 49,58 €/MWh (+9,73 €/MWh, +24,4%).

Il rapporto prezzo picco/baseload, poco mosso negli ultimi sette anni, si attesta a 1,16 nel 2017 (+0,03 sul 2016), valore massimo nel medesimo periodo. In evidenza il prezzo orario massimo, pari a 170,00 €/MWh (valore più alto da agosto 2012), registrato alle ore 18 di mercoledì 13 dicembre, giornata caratterizzata da forti criticità sul sistema gas e dalla conseguente dichiarazione dello stato di emergenza da parte del MiSE.

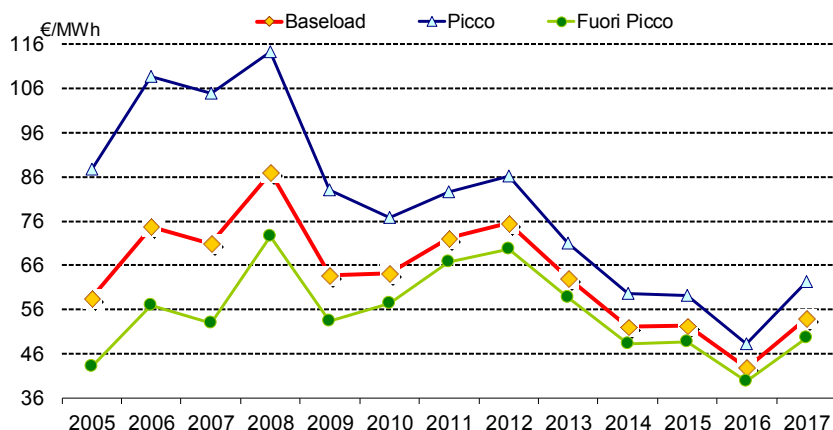
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Var vs 2016		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2016	MWh	Var vs 2016		
Baseload	53,95	42,78	11,17	26,1%	24.077	4,3%	33.356	1,1%	72,2%	70,0%
<i>Picco</i>	62,34	48,34	13,99	28,9%	29.460	4,7%	40.652	1,6%	72,5%	70,3%
<i>Fuori picco</i>	49,58	39,85	9,73	24,4%	21.274	4,1%	29.556	0,9%	72,0%	69,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



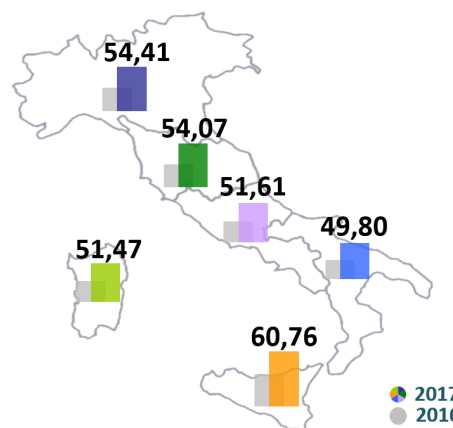
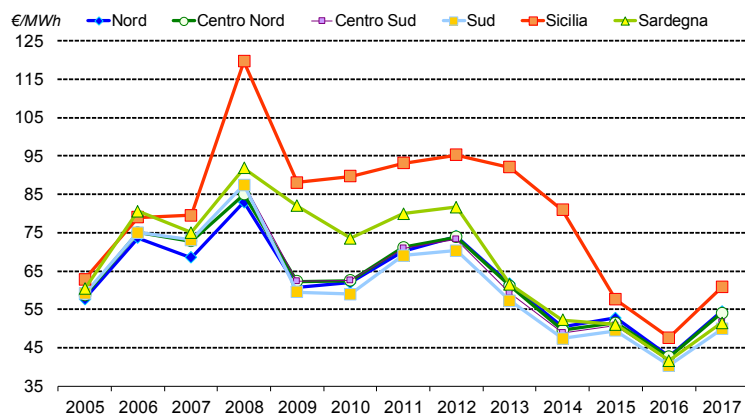
Anche i prezzi di vendita tornano sui livelli degli anni 2014/2015, in ripresa rispetto ai minimi dello scorso anno (+23/+28%), e oscillano tra i 49,80 €/MWh del Sud ed i 60,76 €/MWh della Sicilia, rispettivamente il più basso dal 2009 e il più alto dal 2007.

Gli aumenti riflettono l'incremento degli acquisti locali, il

basso livello delle vendite da fonti rinnovabili, soprattutto idraulica al Nord (minimo dell'ultimo decennio) ed eolica in Sicilia, e i più alti costi di generazione; questi ultimi hanno avuto impatti anche sul prezzo dell'import, con le quotazioni sulle limitrofe borse elettriche d'oltralpe anch'esse in rialzo di circa il 20% (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, ai massimi degli ultimi 5 anni, salgono a 292,2 TWh (+1,1% sul 2016), seguendo una dinamica molto forte nei primi otto mesi dell'anno (+6,2%) e decisamente meno intensa nella parte rimanente dell'anno (+0,4%). A trainare la crescita i volumi scambiati nella borsa elettrica che, al valore più alto dal 2010, si attestano a 210,9 TWh (+4,3%), sostenuti sul lato vendita dagli operatori non istituzionali nazionali e da quelli esteri (+6,6%) e sul lato acquisto soprattutto dall'Acquirente

Unico (+26,6%), che nel 2017 ha acquistato oltre il 93% del suo fabbisogno in borsa (era meno del 70% nel 2016 e poco più del 50% nel 2015). In particolare quest'ultima dinamica ha progressivamente schiacciato gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP che, al terzo ribasso consecutivo, toccano nel 2017 il minimo storico di 81,3 TWh (-6,2%). In virtù di tali andamenti la liquidità del mercato aggiorna il massimo di sempre a 72,2%, guadagnando in un anno 2,2 punti percentuali (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	210.917.815	4,3%	72,2%
Operatori	136.221.570	6,4%	46,6%
GSE	33.939.042	-6,2%	11,6%
Zone estere	40.757.203	7,1%	13,9%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
Contratti bilaterali	81.279.313	-6,2%	27,8%
Zone estere	3.294.582	-49,5%	1,1%
Zone nazionali	77.984.731	-2,7%	26,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	292.197.128	1,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	197.680.251	-6,8%	
OFFERTA TOTALE	489.877.379	-2,2%	

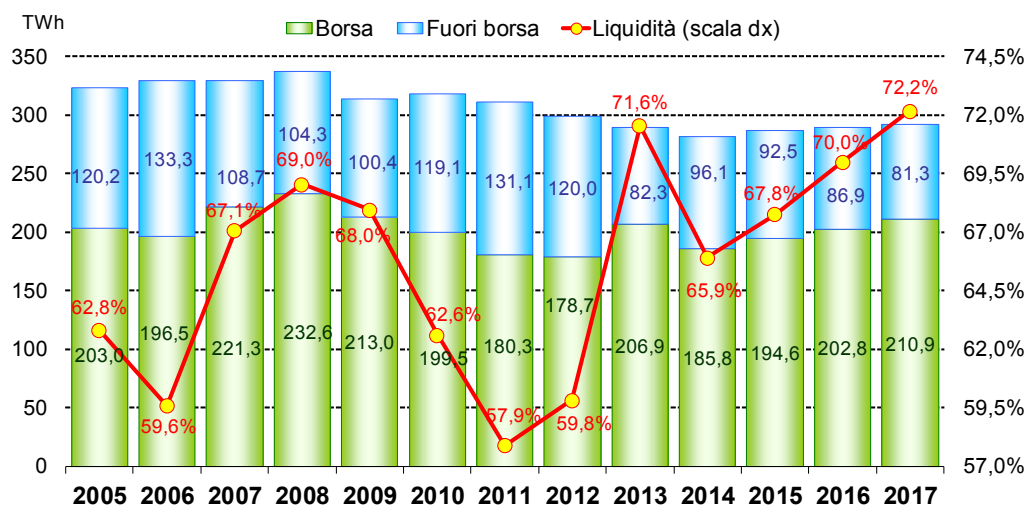
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	210.917.815	4,3%	72,2%
Acquirente Unico	51.242.201	26,6%	17,5%
Altri operatori	109.048.203	2,3%	37,3%
Pompaggi	94.150	-32,4%	0,0%
Zone estere	5.992.827	-17,0%	2,1%
Saldo programmi PCE	44.540.434	-7,0%	15,2%
Contratti bilaterali	81.279.313	-6,2%	27,8%
Zone estere	69.326	107,5%	0,0%
Zone nazionali AU	3.713.546	-78,8%	1,3%
Zone nazionali altri operatori	122.036.875	4,4%	41,8%
Saldo programmi PCE	-44.540.434	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	292.197.128	1,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	5.238.533	-55,3%	
DOMANDA TOTALE	297.435.661	-1,1%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 286,1 TWh, aumentano dell'1,6% sull'anno precedente favoriti soprattutto dalla netta crescita degli acquisti nelle zone centro settentrionali (+3,1%), ai massimi degli ultimi sei anni, ma anche dagli incrementi registrati al Centro Sud e sulle isole; in controtendenza, invece, il Sud, dove gli acquisti si collocano al minimo dal 2009, con una flessione del 9,6%. In calo anche gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 6,1 TWh (-16,4%) che, tuttavia, si mantengono sui livelli più alti degli ultimi 9 anni (Tabella 4).

A fronte di un'offerta molto bassa (inferiore ai 56 GWh medi orari), con quella nazionale al minimo dal

2009 e quella estera al minimo storico, le vendite delle unità di produzione nazionali si portano a 248,1 TWh, valore più alto degli ultimi cinque anni, con un aumento dell'1,6% rispetto al 2016. La crescita si concentra soprattutto nei mesi estivi in corrispondenza di temperature particolarmente elevate. A livello zonale si osserva una diffusa crescita, ad eccezione della Sicilia dove con una flessione annuale del 24,3% le vendite scendono ai minimi storici. In lieve calo le vendite sulle zone estere (importazioni), in flessione a 44,1 TWh (-1,2%), concentrata soprattutto nel primo semestre ed in particolare nei primi mesi dell'anno in conseguenza delle tensioni sul mercato francese (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	233.092.388	26.609	-3,8%	123.008.721	14.042	+3,4%	159.236.894	18.178	+2,8%
Centro Nord	29.094.463	3.321	-0,1%	19.192.249	2.191	+1,6%	31.248.461	3.567	+4,9%
Centro Sud	52.331.705	5.974	-3,2%	32.256.829	3.682	+0,8%	46.578.618	5.317	+1,2%
Sud	79.222.752	9.044	+8,8%	51.266.613	5.852	+2,2%	23.172.754	2.645	-9,6%
Sicilia	32.023.687	3.656	-15,8%	11.143.223	1.272	-24,3%	17.085.086	1.950	+3,1%
Sardegna	18.411.843	2.102	-1,1%	11.277.708	1.287	+17,3%	8.813.162	1.006	+1,0%
Totale nazionale	444.176.839	50.705	-2,4%	248.145.343	28.327	+1,6%	286.134.975	32.664	+1,6%
Estero	45.700.540	5.217	-0,8%	44.051.785	5.029	-1,2%	6.062.153	692	-16,4%
Sistema Italia	489.877.379	55.922	-2,2%	292.197.128	33.356	+1,1%	292.197.128	33.356	+1,1%

Nel dettaglio per fonte le vendite da impianti a fonte tradizionale, pari a 162,7 TWh, segnano nel 2017 un nuovo incremento (+6,5%), sorrette soprattutto dal gas (+11,0%), che torna a sfiorare i 14 GWh medi orari (era sceso fino a meno di 9 GWh nel 2014), attestandosi, al terzo rialzo annuale, ai massimi dal 2012 e rallentando solo nell'ultima parte dell'anno.

Per la prima volta dopo quattro anni, anche le vendite a carbone tornano debolmente positive (+0,4%), ancora in flessione invece le altre fonti tradizionali (-8,5%). Tra le fonti rinnovabili, sul livello più basso dal 2013 e pari a 83,5 TWh, risulta in lieve aumento solo il solare (+2,8%), superiore negli ultimi cinque anni solo al minimo

del 2016 grazie alla performance dei mesi primaverili e di inizio estate. Pressoché invariato sulla media degli ultimi anni l'eolico (1.600 MWh medi orari, -0,9%) che ha recuperato soprattutto nella seconda metà dell'anno; brusca frenata, invece, per le vendite degli impianti idroelettrici, ininterrottamente in calo rispetto al 2016 da febbraio, per la scarsa piovosità e per il dimezzamento dei pompaggi (Tabella 5).

Complessivamente la quota degli impianti a gas, dopo sei anni torna a sfiorare la metà delle vendite totali, guadagnando 16 punti percentuali dal 2012, mentre nello stesso periodo le fonti rinnovabili ne perdono 9 attestandosi a meno del 34% (Grafico 4 e 5).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.043	+13,9%	915	+7,9%	2.691	+2,0%	4.195	+0,3%	753	-27,5%	972	+24,5%	18.569	+6,5%
Gas	7.317	+21,9%	856	+12,2%	1.112	+8,6%	3.217	+4,8%	692	-25,1%	474	-9,9%	13.668	+11,0%
Carbone	668	-19,8%	1	+7,6%	1.364	-3,3%	-	-	-	-	421	+111,3%	2.453	+0,4%
Altre	1.059	-4,1%	58	-31,0%	214	+5,3%	978	-12,2%	61	-46,8%	78	+39,3%	2.448	-8,5%
Fonti rinnovabili	4.812	-8,2%	1.276	-2,5%	949	-3,2%	1.657	+7,6%	519	-19,2%	315	-0,4%	9.528	-5,0%
Idraulica	3.126	-12,3%	303	-14,0%	360	-12,0%	387	+2,9%	103	-26,3%	56	+14,1%	4.335	-11,4%
Geotermica	-	-	662	-1,3%	-	-	0	-	-	-	-	-	662	-1,3%
Eolica	6	+12,4%	18	+5,8%	275	-1,3%	864	+11,7%	278	-25,2%	169	-6,0%	1.610	-0,9%
Solare e altre	1.680	+0,6%	293	+9,0%	315	+7,3%	406	+3,8%	139	+5,3%	90	+3,1%	2.922	+2,8%
Pompaggio	188	-53,2%	-	-	43	+30,2%	-	-	0	+135,1%	0	-10,1%	230	-46,9%
Totale	14.042	+3,4%	2.191	+1,6%	3.682	+0,8%	5.852	+2,2%	1.272	-24,3%	1.287	+17,3%	28.327	+1,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME

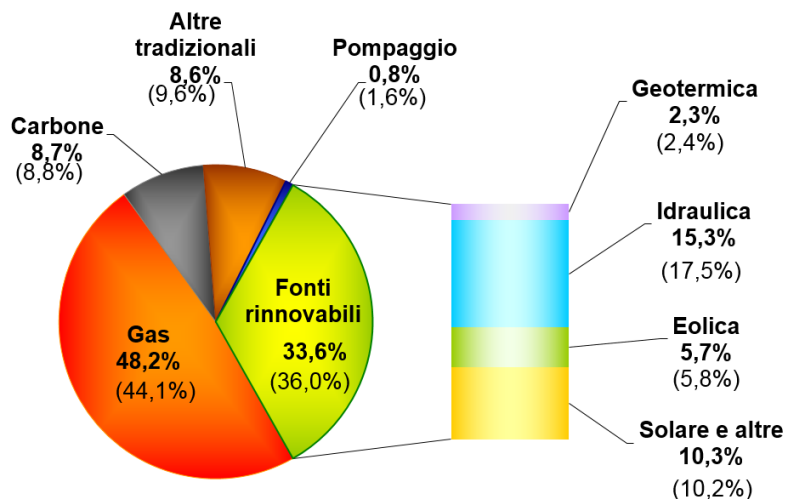
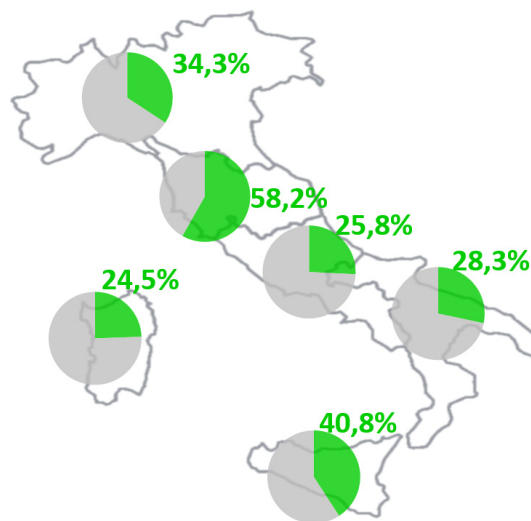


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

MARKET COUPLING

Nel 2017 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.838 MWh in import (+330 MWh rispetto al 2016) e di 1.201 MWh in export (+101 MWh rispetto al 2016). L'aumento si concentra sul confine francese dal lato delle importazioni (2.185 MWh, +340 MWh) e su quello sloveno relativamente alle esportazioni (358 MWh, +88 MWh) (Tabella 6). La

capacità disponibile in import (NTC) appare pressoché invariata sulle tre frontiere.

Il market coupling alloca sul confine francese e su quello austriaco rispettivamente oltre l'80 e il 90% della capacità disponibile, circa 20 p.p. in più rispetto al 2016, comprimendo la quota della capacità nominata con asta esplicita e quella non utilizzata (Grafico 6).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

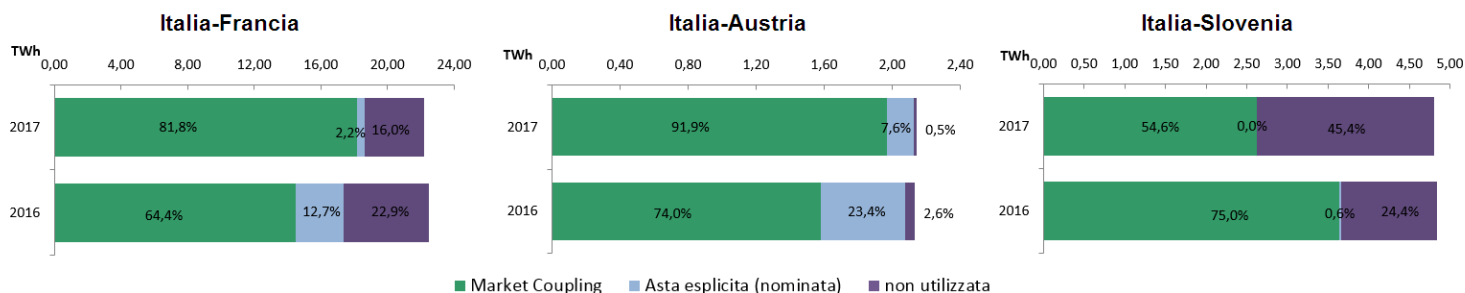
Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia-Francia	2.476 (2.232)	2.185 (1.845)	94,8% (89,4%)	71,8% (64,8%)	1.073 (1.341)	738 (718)	5,1% (10,2%)	2,1% (3,9%)
Italia-Austria	226 (186)	226 (185)	99,1% (97,0%)	99,0% (96,4%)	119 (157)	105 (111)	0,4% (1,7%)	0,4% (1,5%)
Italia-Slovenia	548 (549)	427 (479)	70,2% (86,4%)	38,7% (55,2%)	650 (651)	358 (270)	29,3% (13,3%)	5,8% (1,4%)

Tra parentesi il valore dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import per frontiera

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), che nel 2017 ha visto l'introduzione di due nuove sessioni¹, i prezzi di acquisto si attestano tra i 53 €/MWh circa di MI1 ed MI2, che si confermano i più bassi anche se come sul MGP in crescita rispetto al 2016, e gli oltre 57 €/MWh di MI6.

Il confronto con il PUN (MGP) rivela, a parità di ore, prezzi inferiori dell'1-3% in tutte le sessioni (Tabella 7 e Grafico

7). I volumi di energia scambiati nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 25,3 TWh, risultano inferiori solo al massimo storico del 2016 (-9,5%). Il calo appare concentrato nelle prime due sessioni (complessivamente -12,2%), mentre nelle altre si assiste ad una generale redistribuzione dei volumi verso MI6 (Tabella 7 e Grafico 7).

Tabella 7: MI, prezzi medi e confronto con MGP

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2017	2016	variazione	2017	2016	variazione
MGP (1-24 h)	53,95	42,78	+26,1%	33.356	32.980	+1,1%
MI1 (1-24 h)	52,68 (-2,4%)	42,01	+25,4%	1.577	1.712	-7,9%
MI2 (1-24 h)	52,66 (-2,4%)	42,19	+24,8%	622	793	-21,6%
MI3 (5-24 h)	53,51 (-0,7%)	44,45		332	426	
MI4 (9-24 h)	55,04 (-1,2%)	43,64		136	273	
MI5 (13-24 h)	54,37 (-2,2%)	47,42		262	788	
MI6 (17-24 h)	57,41 (-2,1%)			549		
MI7 (21-24 h)	54,91 (-2,9%)			252		

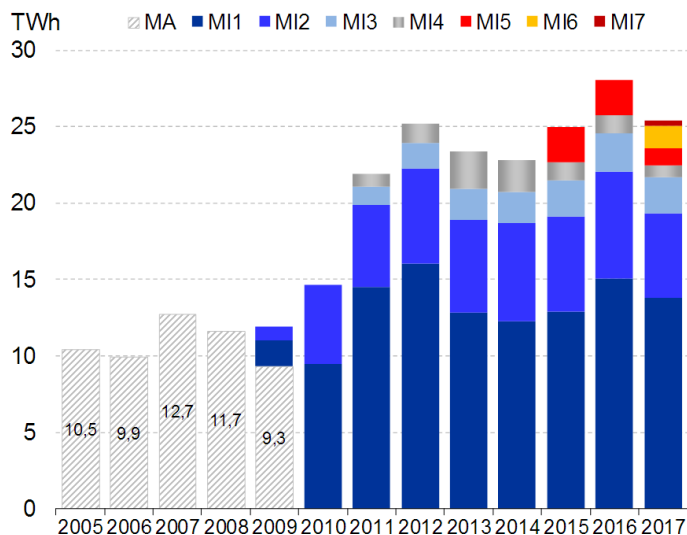
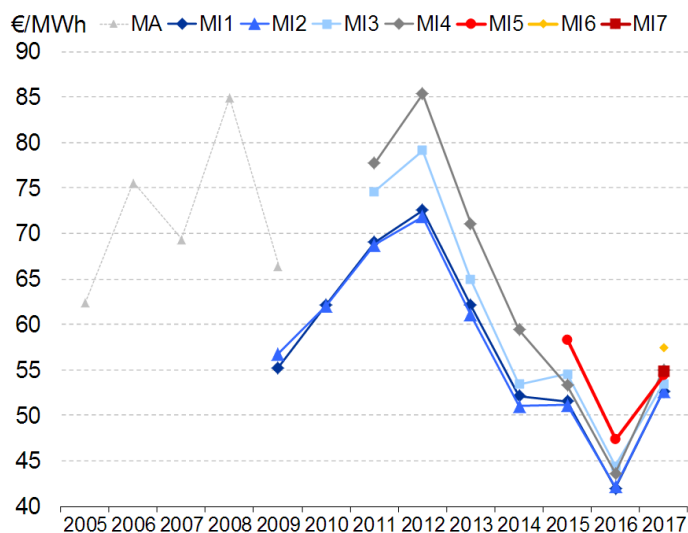
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore). La diversa struttura dei mercati nei due anni rende consistente il confronto esclusivamente per le sessioni MI1 e MI2.

¹A partire dal giorno di flusso 1 febbraio 2017 sono operative le seguenti modifiche:

- i periodi rilevanti contrattabili sul MI3 vengono estesi all'intervallo 5-24, ampliando il vecchio range 9-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI4 vengono estesi all'intervallo 9-24, ampliando il vecchio range 12-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI5 vengono estesi all'intervallo 13-24, ampliando il vecchio range 17-24;
- viene introdotto il MI6, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 17-24;
- viene introdotto il MI7, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 21-24.

Grafico 7: MA/MI, prezzi medi e volumi scambiati

Fonte: GME



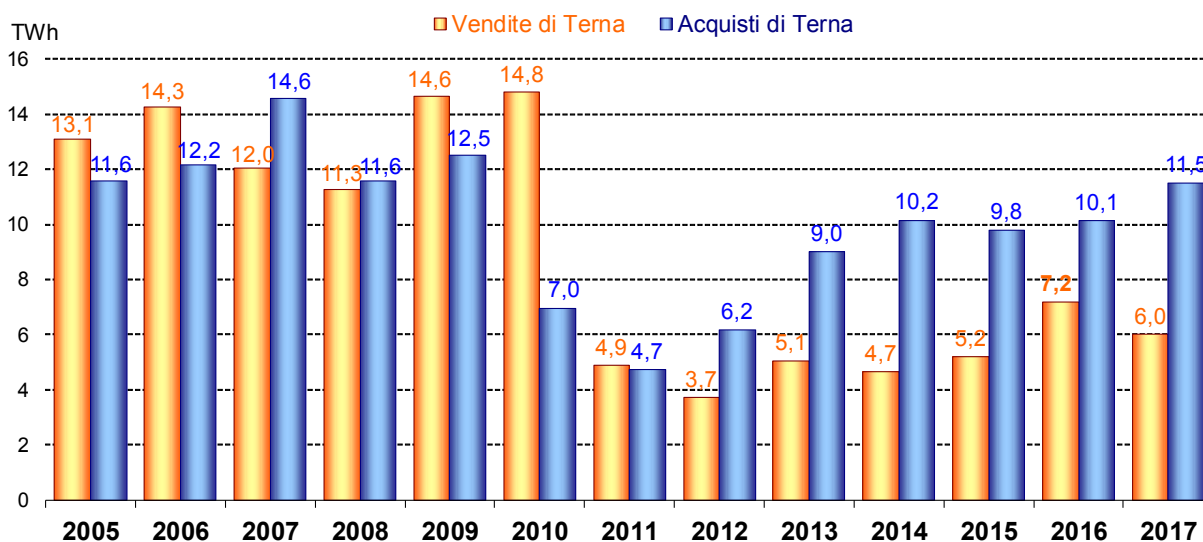
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna nel 2017, pari a 11,5 TWh, si portano ai massimi dal 2010 (+13,6% sul 2016) e tornano

sostanzialmente a doppiare le vendite nel mercato a scendere, pari a 6,0 TWh, in flessione del 16,2% rispetto al massimo degli ultimi anni registrato nel 2016 (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

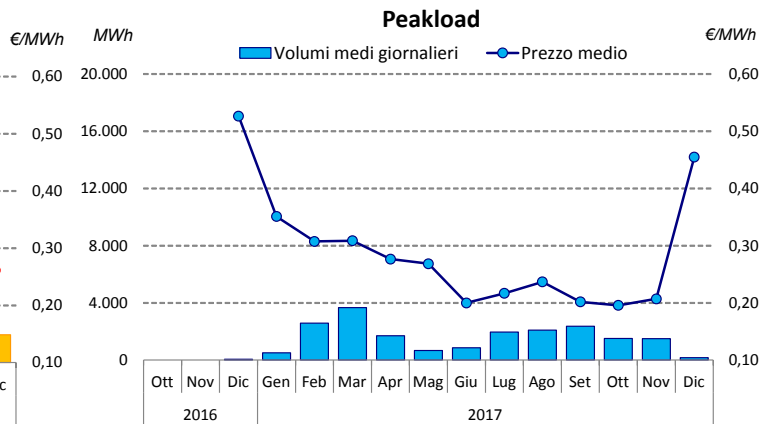
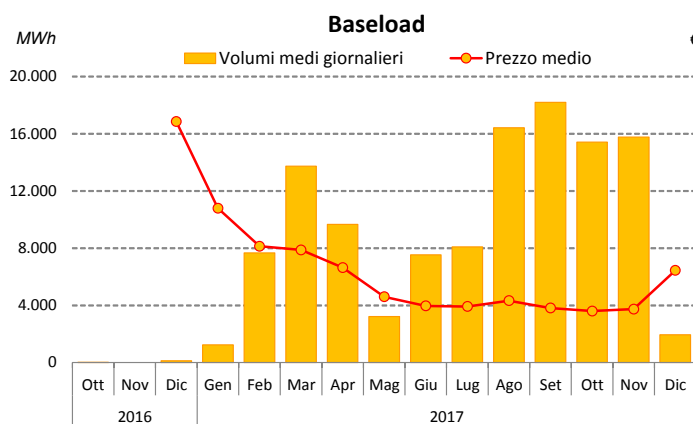
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 2.966 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui circa tre quarti con profilo baseload. Il prezzo dei prodotti giornalieri si attesta mediamente a 0,24 €/

MWh sulla tipologia baseload e a 0,26 €/MWh su quella peakload. Nel primo anno pieno di operatività del mercato, i volumi complessivamente scambiati su MPEG si attestano a 3,9 TWh, il 90% dei quali con profilo baseload (Figura 1).

Figura 1: 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	2.156	339/365	0,24	0,10	0,80	3.526.056	10.401
Peakload	810	231/260	0,26	0,19	1,00	402.336	1.742
Totale	2.966					3.928.392	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2017 gli abbinamenti sul Mercato a Termine dell'energia (MTE) si mantengono esigui, sebbene in crescita (139 contro 85 del 2016), al pari dei contratti scambiati (518 contro 411) e dei volumi complessivamente negoziati (1,4 TWh contro 1,1 TWh). Le posizioni aperte a fine anno ammontano a 932 GWh (+31,0%). Come nei due anni precedenti non

si osservano invece registrazioni di transazioni O.T.C. a fini di clearing (Tabella 8 e Grafico 9). Il prodotto su cui si concentra il maggior numero di negoziazioni è l'Annuale baseload 2018 che chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 54,32 €/MWh ed una posizione aperta complessiva di 850 GWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2017

Fonte: GME

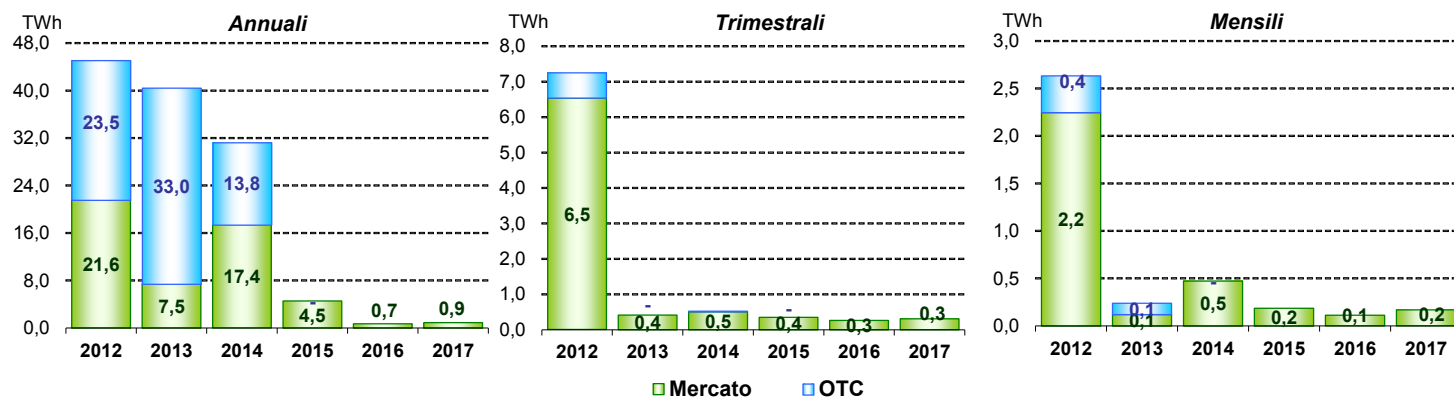
PRODOTTI BASELOAD														
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	50	+19	209	+64	152.100	43,6%	-	-	-	-	-	-	152.100	43,6%
<i>Trimestrali</i>	41	+20	140	+39	306.715	38,6%	-	-	-	-	-	-	306.715	38,6%
<i>Annuali</i>	32	+11	100	+23	876.000	29,9%	-	-	-	-	-	-	876.000	29,9%
Totale	123	+50	449	+126	1.334.815	33,3%	-	-	-	-	-	-	1.334.815	33,3%

PRODOTTI PEAK LOAD														
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	14	+9	63	+38	16.608	156,3%	-	-	-	-	-	-	16.608	156,3%
<i>Trimestrali</i>	2	-4	6	-52	4.680	-89,7%	-	-	-	-	-	-	4.680	-89,7%
<i>Annuali</i>	0	-1	0	-5	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	0	-100,0%
Totale	16	+4	69	-19	21.288	-68,4%	-	-	-	-	-	-	21.288	-68,4%

TOTALE																
	N.		Var. ass.		MWh		Var. %		N.		Var. ass.		MWh		Var. %	
TOTALE	139	+54	518	+107	1.356.103	26,9%	-	-	-	-	-	-	-	1.356.103	26,9%	

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE), dopo un lungo trend ascendente culminato nel 2014, rafforzano nel 2017 la contrazione già rilevata nei due anni precedenti attestandosi a 311,9 TWh (-10,8%), minimo dal 2012.

Nel dettaglio, per la seconda volta dall'avvio della piattaforma le transazioni derivanti da contratti bilaterali segnano un nuovo e più intenso calo scendendo a 307,0 GWh (-11,0%). I contratti non-standard si confermano i più utilizzati dagli operatori (73,0% del totale), calando solo del 2,6%, mentre quelli standard subiscono una contrazione del 28,7%.

Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su Mercato elettrico a termine (MTE), pari a 1,0 TWh, rinsaldano le decise flessioni degli anni precedenti e scendono ai minimi degli ultimi otto anni (-78,4%), riducendo allo 0,3% la quota sul totale delle registrazioni.

Sulla piattaforma si registrano 3,9 TWh derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG). Tale valore nel 2016 risultava pari solo a 2.485 MWh per effetto

anche di un avvio del mercato avvenuto nel mese di ottobre. Come nei sei anni precedenti, anche nel 2016 non si registrano transazioni derivanti dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE).

Anche la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 164,9 TWh, al terzo calo annuale consecutivo (-4,0%) aggiorna il minimo degli ultimi sette anni (Tabella 9).

Pertanto il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, ripiega ancora dal record storico del 2015, attestandosi a quota 1,89 (Grafico 10).

Sempre in calo anche i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 81,3 TWh (-6,2%), e quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 125,8 TWh (-6,5%) (Tabella 9).

Lo sbilanciamento a programma dei bilateralisti venditori, al quarto segno negativo consecutivo, si porta a 83,6 TWh (-7,0%); torna invece in crescita lo sbilanciamento a programma sui conti in prelievo, pari a 39,0 TWh (+5,0%) (Grafico 11).

Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2017 e programmi

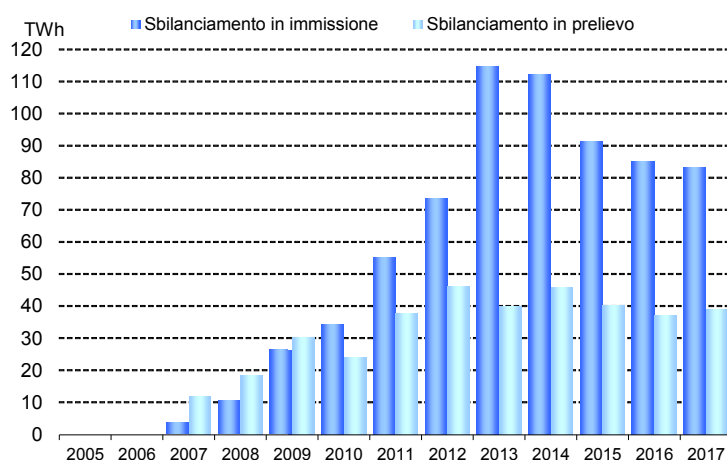
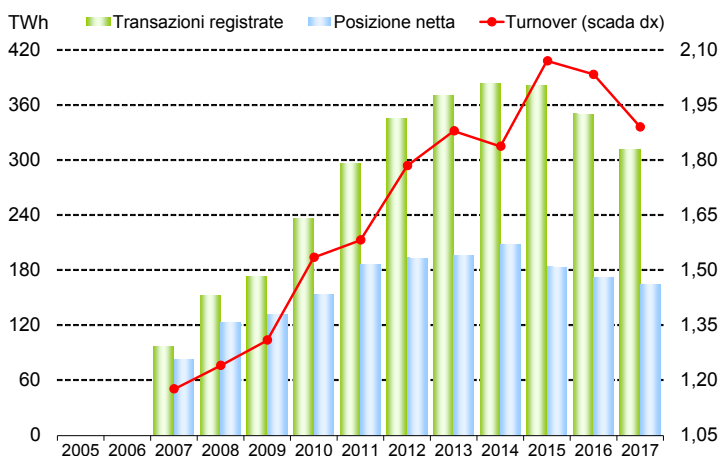
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI									
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo						
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	media	Variazione	Struttura			
Baseload	76.135.147	-24,3%	24,4%	Richiesti	102.999.869	-6,2%	100,0%	127.887.714	14.599	-5,0%	100,0%		
Off Peak	1.623.578	-64,3%	0,5%	di cui con indicazione di prezzo	47.589.766	-5,4%	46,2%	153.370	18	494,1%	0,1%		
Peak	1.341.598	-77,3%	0,4%	Registrati	81.279.313	-6,2%	78,9%	125.819.747	14.363	-6,5%	98,4%		
Week-end	-	-100,0%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	25.883.119	-5,0%	25,1%	153.120	17	524,6%	0,1%		
Totale Standard	79.100.322	-28,7%	25,4%	Rifiutati	21.720.556	-6,1%	21,1%	2.067.967	236	1460,1%	1,6%		
Totale Non standard	227.911.075	-2,6%	73,1%	di cui con indicazione di prezzo	21.706.647	-5,8%	21,1%	251	0	-80,7%	0,0%		
PCE bilaterali	307.011.397	-11,0%	98,4%	Sbilanciamento a programma	83.578.664	-1,8%		39.038.231	4.456	5,0%			
MTE	975.356	-78,4%	0,3%	Saldo programmi	-	-		44.540.434	5.085	-7,0%			
MPEG	3.924.312	158252,7%	1,3%										
CDE	-	-	0,0%										
Totale	311.911.065	-10,8%	100,0%										
Posizione netta	164.857.977	-4,0%											

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2017 i consumi di gas naturale in Italia, al terzo rialzo tendenziale, confermano la progressiva ripresa rispetto al valore minimo raggiunto nel 2014, permanendo tuttavia ancora su livelli inferiori a nove anni fa, quando iniziarono ad arretrare. Diffusa la crescita nei tre principali settori, tra i quali spicca quello termoelettrico con consumi ai massimi degli ultimi sei anni, sostenuti sia dalla ripresa della domanda di energia elettrica che dal concomitante calo della produzione da impianti a fonte rinnovabile, in particolare idraulica. Positiva la performance anche del settore industriale i cui consumi salgono sui livelli del 2008; più contenuta la ripresa del settore civile. Sul lato offerta, le importazioni di gas naturale si confermano come la principale fonte di approvvigionamento

(81% del totale), portandosi poco sotto i 70 miliardi di mc. Per contro la produzione nazionale scende ai minimi storici. In ripresa, invece, sul livello massimo le erogazioni dai sistemi di stoccaggio, mentre si riducono le iniezioni.

In termini di prezzi, le quotazioni al PSV invertono la tendenza ribassista degli ultimi anni e crescono del 26% dal livello minimo del 2016.

Nei mercati del gas gestiti dal GME, al primo anno di piena operatività nel nuovo contesto regolatorio, segnali di ripresa arrivano sia dalla contrattazione a pronti che, per il primo anno, da quella a termine, con volumi scambiati pari a circa il 6% della domanda complessiva di gas e prezzi lievemente inferiori alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

Nel 2017 i consumi di gas naturale registrano un nuovo rialzo (+6,4%) e si portano a 74.686 milioni di mc (790,4 TWh), consolidando l'inversione di tendenza avviata nel 2015. A trainare la crescita soprattutto i consumi del settore termoelettrico che, favoriti dall'aumento della domanda di energia elettrica e dal calo della produzione rinnovabile idraulica, salgono sui livelli più alti dal 2012, pari a 25.410 milioni di mc. Ai massimi degli ultimi nove anni anche i consumi del settore industriale, pari a 14.313 milioni di mc, che contribuiscono alla crescita con +7,2%, lanciando segnali di ripresa dopo un lungo periodo di crisi produttiva. Meno consistente l'incremento dei consumi del settore civile (+3,5%), sospinti principalmente dall'aumento registrato nel mese di gennaio del 2017, caratterizzato da temperature mediamente più rigide. In aumento anche le esportazioni, pari a 2.281 milioni di mc (+16,2%) che, permangono tuttavia modeste rappresentando quasi il 3% del totale consumato, mentre le iniezioni nei sistemi di stoccaggio ripiegano dal massimo storico dell'anno precedente a 11.009 milioni di mc (-1,3%).

Sul lato offerta, l'aumento dei consumi appare soddisfatto

prevalentemente dalle importazioni di gas naturale che si confermano come il più importante mezzo di approvvigionamento, attestandosi a 69.222 milioni di mc, poco sotto i livelli del 2011 ed in crescita del 7%.

Tra i punti di entrata, le importazioni di gas naturale proveniente dalla Russia a Tarvisio rimangono la principale fonte, pari a 30.082 (+6,8%), seguono le importazioni di gas algerino a Mazara, stabili sul 2016 (18.880 mln mc, +0,3%). In ripresa, invece, l'import dal Nord Europa (+8,1%), mentre si riduce quello dalla Libia (-3,2%). In corsa e diffusa crescita tendenziale il gas importato dai terminali GNL, favoriti dal servizio di peak shaving e da quello integrato di rigassificazione/stoccaggio. Aggiornano per il secondo anno consecutivo il massimo storico le erogazioni dai sistemi di stoccaggio, pari a 11.234 milioni di mc (+2,5%), rappresentando il 13% del totale del gas immesso; la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno si attesta a 8.487 milioni di mc, in calo rispetto allo stesso giorno del 2016 (-3,5%).

In calo, infine, la produzione nazionale che scende ai minimi storici, pari a 5.239 milioni di mc, pur mantenendo una quota sul totale sopra al 6%.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	69.222	732,6	+6,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	18.880	199,8	+0,3%
Tarvisio	30.082	318,4	+6,8%
Passo Gries	7.215	76,4	+8,1%
Gela	4.641	49,1	-3,2%
Gorizia	25	0,3	+299,8%
Panigaglia (GNL)	625	6,6	+189,6%
Cavarzere (GNL)	6.848	72,5	+20,0%
Livorno (GNL)	907	9,6	+90,5%
Produzione Nazionale	5.239	55,4	-5,7%
Erogazioni da stoccaggi	11.234	118,9	+2,5%
TOTALE IMMESSO	85.695	906,9	+5,3%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	72.405	766,3	+6,1%
Industriale	14.313	151,5	+7,2%
Termoelettrico	25.410	268,9	+9,0%
Reti di distribuzione	32.682	345,9	+3,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.281	24,1	+16,2%
TOTALE CONSUMATO	74.686	790,4	+6,4%
Iniezioni negli stoccaggi	11.009	117	-1,3%
TOTALE PRELEVATO	85.695	906,9	+5,3%

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

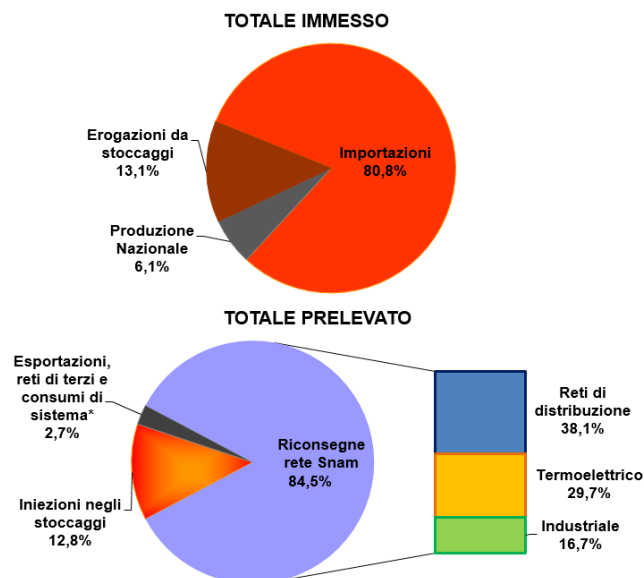
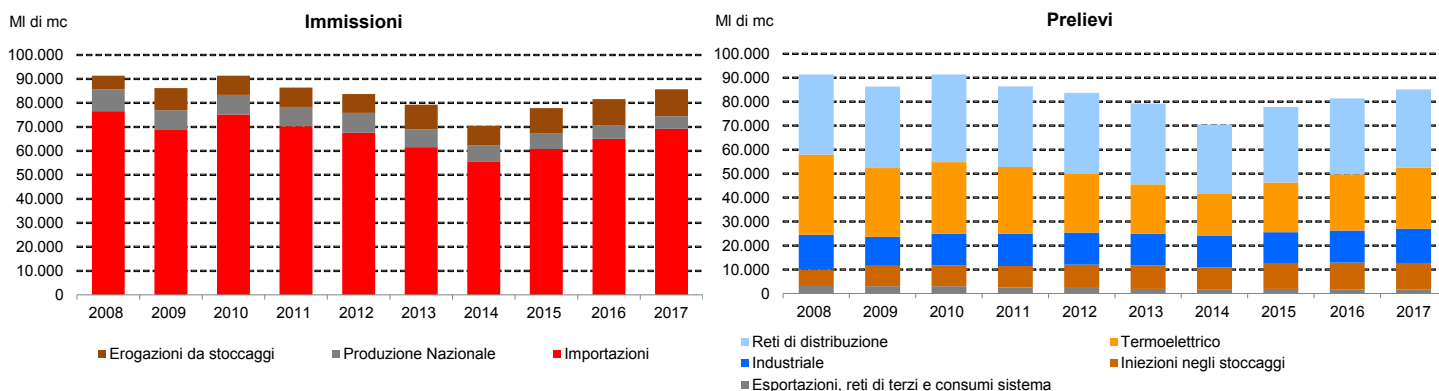


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) inverte il trend ribassista degli ultimi anni, salendo a 19,96 €/MWh e segnando un apprezzamento di 4,11 €/MWh dal livello minimo dell'anno

precedente (+26%). In un contesto europeo in cui anche le quotazioni dei principali hub seguono dinamiche rialziste, quella italiana si mostra ancora la più alta, riducendo rispetto al 2016 il differenziale con il prezzo al TTF a 2,63 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Il 2017 è il primo anno di piena operatività dei mercati gestiti dal GME nel nuovo quadro regolatorio, avviato ad ottobre del 2016 e modificato ad aprile 2017, che ha ridefinito il nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale ed il nuovo disegno del mercato del gas naturale (MGAS). All'interno di quest'ultimo, al mercato del giorno prima (MGP-GAS), al mercato infragiornaliero (MI-GAS) e al mercato a termine (MT-GAS), si aggiungono il mercato per la negoziazione dei prodotti locational (MPL) ed il mercato per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS), fino al 31 marzo 2017 organizzati nell'ambito della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (PB-GAS).

In un contesto di ripresa dei consumi e all'interno del nuovo sistema di bilanciamento, si osserva una crescita della liquidità dei mercati gestiti dal GME; escludendo dall'analisi la PB-Gas, i volumi registrati sia sui mercati a pronti sia su quelli a termine mostrano significativi incrementi, spingendosi ai loro massimi storici. In evidenza l'operatività su MI-Gas (23,8 TWh) che rappresenta la principale piattaforma di scambio

(53% del totale) e, tra i mercati in contrattazione continua, quello utilizzato da SRG per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento. Seguono MGS con 16,6 TWh e, con quantità negoziate decisamente più contenute ma anch'esse ai massimi, MGP-Gas (3,3 TWh).

In termini di prezzi, si registrano deboli incrementi su base annua su tutti i mercati, con livelli che oscillano tra i 19,26 €/MWh di MGS ed i 19,67 €/MWh di MI-Gas, tutti lievemente più bassi rispetto alla quotazione media al PSV. Il rincaro appare concentrato negli ultimi due mesi del 2017 ed è attribuibile all'incremento dei consumi nel bimestre ed agli episodi registrati nel mese di dicembre in seguito all'incidente avvenuto in Austria, il tutto in un contesto europeo rialzista.

Dopo quattro anni di inattività, infine, ripartono gli scambi nel comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS) per un ammontare pari a 1,9 mila MWh ad un prezzo medio di 18,45 €/MWh; se consideriamo solo i prodotti in consegna nel 2017, i volumi scambiati ammontano a 1,1 mila MWh.

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2017

Fonte: dati GME

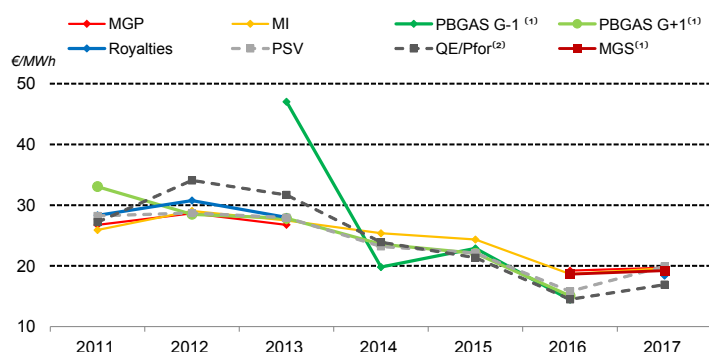
	Prezzi. €/MWh			Volumi scambiati. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	19,74	(19,26)	15,50	65,00	3.279.530 (334.930)
MI	19,67	(18,72)	2,50	55,00	23.825.785 (7.089.717)
MGS	19,26	(18,69)	16,98	23,19	16.632.693 (3.269.012)
MPL	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	186.092
P-GAS					
Royalties*	18,45	-	16,94	19,80	1.947.397
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-
PB-GAS*					
Comparto G-1	-	(14,46)	-	-	- (6.218.251)
Comparto G+1	-	(15,11)	-	-	- (30.568.460)

* Per MT-Gas e P-Gas Royalties i volumi si riferiscono agli scambi indipendentemente dal periodo di consegna.

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters



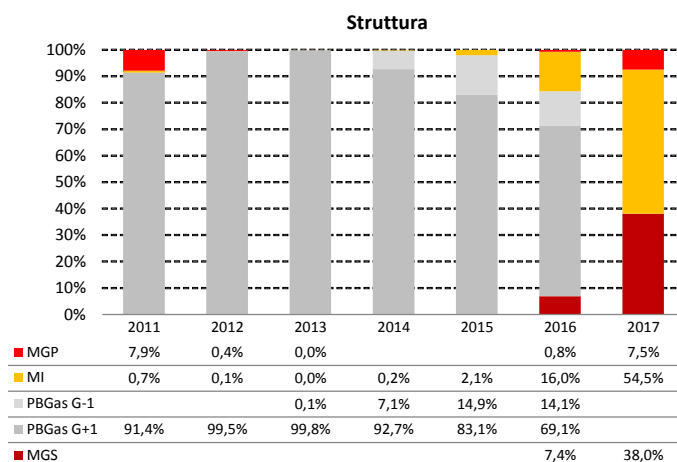
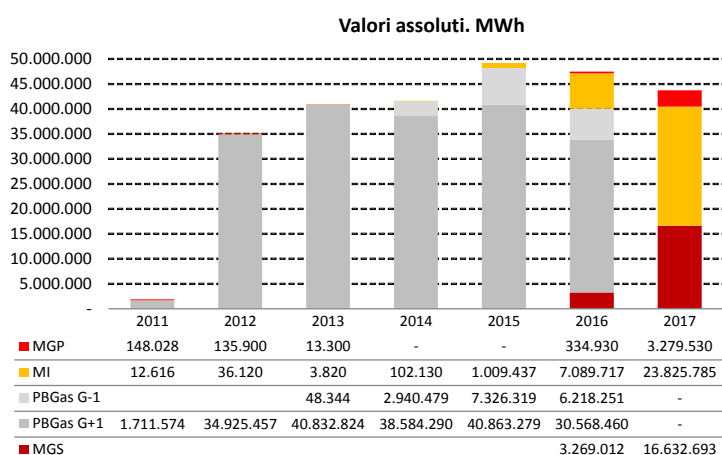
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor** un indice.

(1) Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre.

(2) Fino a settembre 2013 indice QE.

Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME



Nella piattaforma MGS, dove a partire dal primo ottobre 2017 gli operatori possono sottomettere offerte anche rispetto all'impresa di stoccaggio Edison Stoccaggio S.p.A., i volumi scambiati hanno riguardato per la quasi totalità l'impresa di stoccaggio "Stogit" mentre solo 1 MWh è stato, invece, scambiato con riferimento ad "Edison Stoccaggio" ad un prezzo pari a 19,60 €/MWh. I volumi movimentati da SRG in vendita sono stati pari a 5,5 TWh, di cui l'80% con finalità

Bilanciamento; i volumi acquistati da SRG, invece, ammontano a 6,2 TWh, di questi 4,9 TWh per il Bilanciamento (anch'essi pari all'80%); tuttavia, il dato annuale cela un'inversione di tendenza nell'ultimo periodo dell'anno che vede SRG operare principalmente con finalità Altro e Neutralità. Gli scambi tra operatori sono stati pari a 5,7 TWh ed hanno rappresentato il 34% dei volumi totali. Nel nuovo Mercato dei Prodotti Locational (MPL) non è stata attivata alcuna sessione.

Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	16.632.692	3.269.012	16.632.692	(3.269.012)	1	(-)	1	(-)
SRG	6.156.567	1.018.866	5.530.276	(323.909)	-	(-)	-	(-)
<i>Bilanciamento</i>	4.943.220	995.666	4.438.434	(323.909)	-	(-)	-	(-)
<i>Altre finalità</i>	1.213.346	23.200	1.091.842	(-)	-	(-)	-	(-)
<i>Operatori</i>	10.476.126	2.250.147	11.102.416	(2.945.103)	1	(-)	1	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente si riferiscono al periodo ottobre-dicembre

Nel Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) per la prima volta nel 2017 sono state registrate 57 negoziazioni, riferite principalmente a prodotti mensili ed ai BoM, per complessivi 186.092 MWh. I prodotti più scambiati

sono stati i BoM ed hanno rappresentato il 76% dei contratti negoziati, pari al 54% dei volumi in MWh totali. La posizione aperta a fine anno ammontava a 14.449 MWh.

Tabella 3: Mercato a termine del gas naturale, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

Prodotti	Abbinamenti		Volumi		
	N.	MW	%	MWh	%
<i>BoM</i>	16	8.220	75,5%	100.740	54,1%
<i>Mensili</i>	32	2.609	23,9%	79.478	42,7%
<i>Trimestrali</i>	9	65	0,6%	5.874	3,2%
<i>Semestrali</i>	-	-	-	-	-
<i>Annuali</i>	-	-	-	-	-
Totale	57	10.894	100,0%	186.092	100,0%

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Le quotazioni delle principali commodities energetiche europee, dopo aver tracciato una parabola discendente culminata nel 2016 con i minimi del decennio in corso, tornano a registrare nel 2017 una crescita in doppia cifra che le riporta sui valori comunque non elevati del biennio 2014/2015. Dinamica rialzista osservata in maniera generalizzata nel corso di tutto

l'anno che si conferma anche nelle aspettative espresse per il 2018 dai mercati a termine. In ripresa anche i prezzi di tutte le borse dell'energia elettrica, con dinamiche che, oltre al rincaro dei combustibili, incorporano specificità locali legate ai parchi di generazione e alle dinamiche annuali della domanda e dell'offerta.

Nel 2017 si invertono le dinamiche tendenziali ribassiste osservate dal 2012 sulle quotazioni del petrolio che torna a superare di poco i 54 \$/bbl, con un incremento annuo del 25%. L'analisi infra-annuale mostra come il trend ascendente rilevato già nell'ultima parte del 2016 sia proseguito a gennaio (55 \$/bbl) per poi smorzarsi fino a giugno (minimo annuale attorno ai 46 \$/bbl) e riprendere con forza nella seconda metà dell'anno, toccando a dicembre il massimo da fine 2014 (attorno ai 65 \$/bbl). Simile il trend annuale e infra-annuale anche per le quotazioni dei derivati petroliferi, attestatesi nel 2017 a 301 \$/MT per l'olio combustibile (+47% sul 2016) e a 480 \$/MT per il gasolio (+23%), e per il carbone, salito al livello più alto dal

2013 (84 \$/MT, +46%) in continuità con la tendenza rialzista osservata già nella parte finale del 2016.

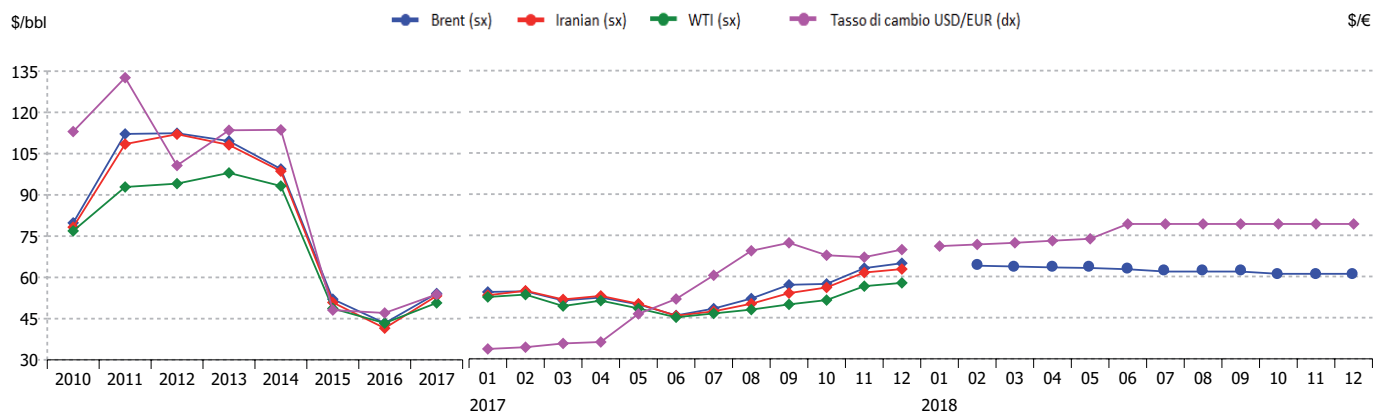
Impercettibile l'impatto prodotto sulle variazioni tendenziali dei suddetti combustibili dal tasso di cambio, in lieve crescita rispetto al minimo del biennio 2015/2016 (1,13, +2% sul 2016). La dinamica annuale cela tuttavia un trend infra-annuale che ha visto valori stabili e molto bassi nei primi mesi dell'anno e una successiva continua crescita attenuatasi solo in parte nell'ultimo trimestre.

Tale dinamica generalmente rialzista porta l'euro a rivalutarsi fino quasi a 1,2 \$, valore toccato a dicembre e confermato anche dalle aspettative per tutto il 2018.

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

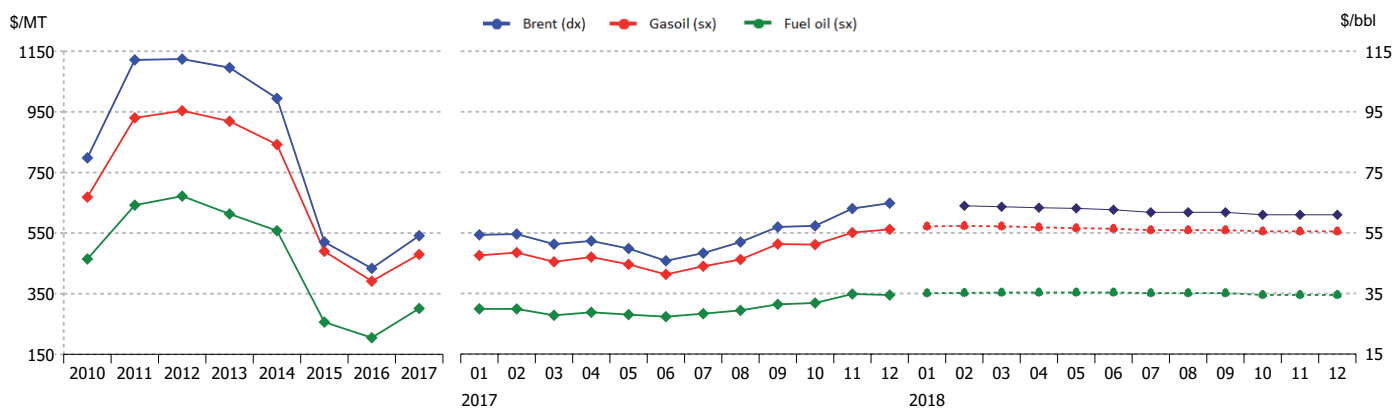
Quotazioni annuali						Quotazioni mensili			
FUEL	UdM	2017	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2018	Dicembre 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PETROLIO	\$/bbl	54,14	+ 25 %	-	-	64,84	+ 3 %	+ 22 %	-
brent FOB	€/bbl	47,93	+ 25 %	-	-	54,82	+ 2 %	+ 20 %	-
OLIO COMB.	\$/MT	301,43	+ 47 %	319,26	366,16	345,01	- 1 %	+ 18 %	350,04
1% FOB barge	€/MT	266,91	+ 47 %	-	300,90	291,72	- 2 %	+ 15 %	-
GASOLIO	\$/MT	479,79	+ 23 %	517,01	-	562,01	+ 2 %	+ 19 %	557,00
1% FOB ARA	€/MT	424,83	+ 22 %	-	-	475,20	+ 2 %	+ 17 %	-
CARBONE	\$/MT	84,34	+ 46 %	69,66	89,34	94,46	+ 0 %	+ 9 %	93,00
API2 CIF	€/MT	74,68	+ 46 %	-	73,42	79,87	+ 0 %	+ 11 %	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,13	+ 2 %	-	1,22	1,18	+ 1 %	+ 12 %	1,19

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



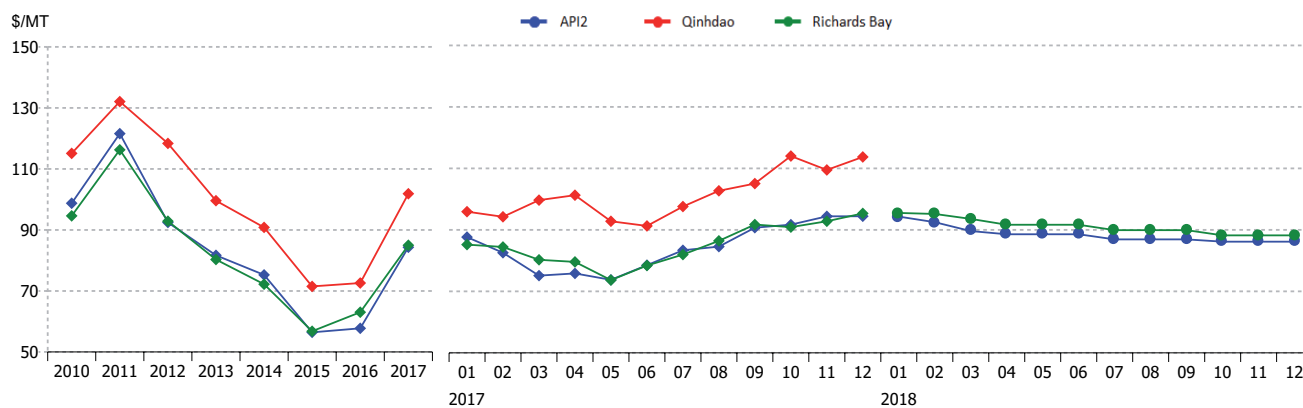
Fonte: Thomson-Reuters

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

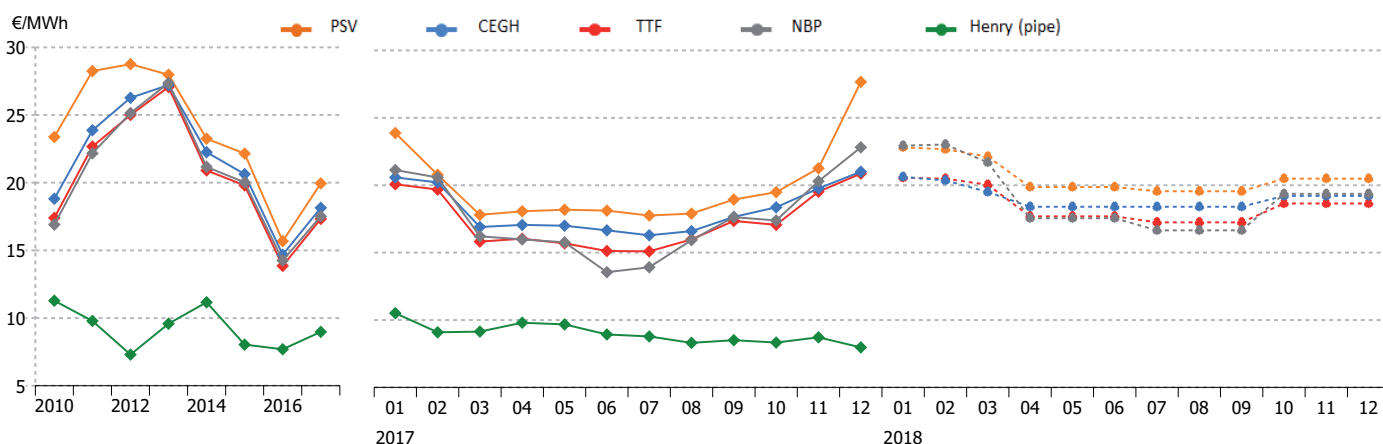
Anche sui principali hub europei del gas riprende l'ascesa delle quotazioni che, per quanto in crescita di circa il 25%, si assestano su valori che nell'ultimo decennio risultano superiori solo ai minimi toccati nel 2016. In particolare tali valori appaiono compresi tra i 17,33 €/MWh del TTF (+25%) e i quasi 20 €/MWh del PSV (+26%), con uno spread tra le due quotazioni in crescita di circa 1 €/MWh. Le dinamiche annuali hanno caratterizzato indistintamente tutti gli hub e tutti i mesi dell'anno. Rispetto al riferimento italiano spiccano

i livelli raggiunti a gennaio e a dicembre, nei quali il PSV ha sfiorato rispettivamente i 24 €/MWh e i 28 €/MWh in condizioni di particolare criticità del sistema gas. Particolarmente significativa, in tal senso, la giornata del 12 dicembre quando, a seguito dell'incidente verificatosi a Baumgarten e della conseguente riduzione delle importazioni da Tarvisio, il PSV ha raggiunto un valore di 75 €/MWh. Moderatamente rialziste anche le aspettative per il 2018, con livelli attesi di prezzo più elevati nel primo trimestre dell'anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)						Quotazioni mensili (€/MWh)			
GAS	Area	2017	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2018	Dicembre 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PSV	IT	19,96	+ 26 %	-	20,53	27,67	+ 30 %	+ 40 %	22,42
TTF	NL	17,33	+ 25 %	17,94	18,40	20,87	+ 7 %	+ 19 %	20,38
CEGH	AT	18,14	+ 24 %	-	-	21,00	+ 6 %	+ 15 %	20,58
NBP	UK	17,51	+ 23 %	18,76	19,18	22,81	+ 12 %	+ 23 %	21,56
Henry (pipe)	US	8,97	+ 17 %	-	-	7,97	- 9 %	- 31 %	-



In questo contesto si inserisce la decisa ripresa dei prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee che registrano valori medi annui compresi tra il minimo dell'area scandinava (29 €/MWh), quella che segna anche il più modesto incremento (+9%), e il massimo dell'Italia (54 €/MWh), che rincara del 26% rispetto al minimo storico del 2016. In un mercato europeo sincronizzato tramite meccanismi di coupling, livelli di prezzo particolarmente elevati si registrano nella parte iniziale e finale dell'anno soprattutto in Francia, Italia e Spagna, in corrispondenza soprattutto delle tensioni rilevate sul parco produttivo francese. In Italia tali dinamiche hanno inasprito un contesto già di per

sé rialzista per l'aumento dei costi di generazione (crescita del prezzo del gas) e la riduzione dell'offerta rinnovabile (idroelettrica inclusa).

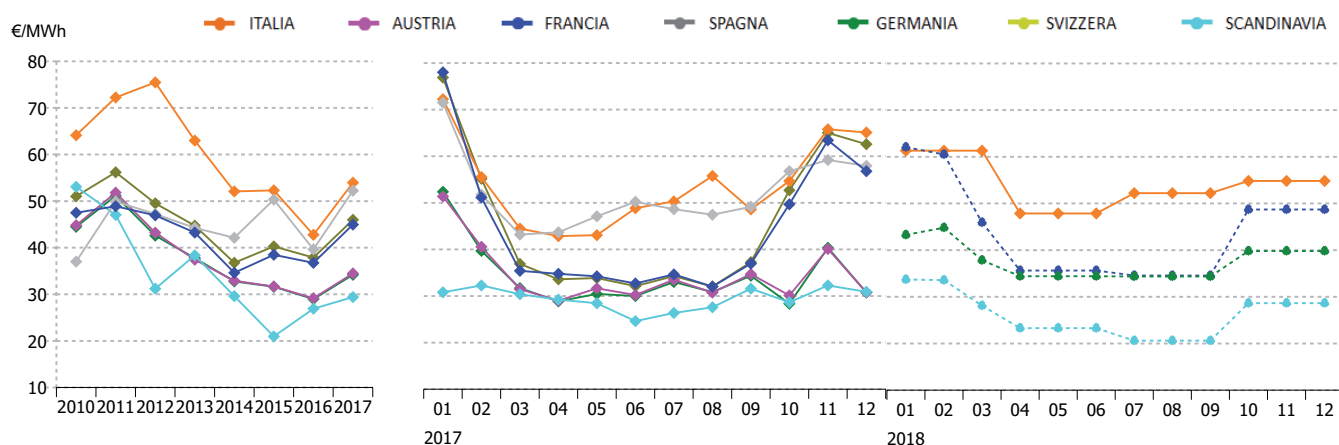
Relativamente agli altri riferimenti in evidenza il differenziale di prezzo tra la borsa francese e quella tedesca che, su livelli elevati già nei precedenti due anni, supera per la prima volta i 10 €/MWh (Francia: 45 €/MWh, Germania: 34 €/MWh).

Le aspettative per il 2018 mostrano prezzi su valori non molto distanti da quelli del 2017, ancora elevati a inizio anno e caratterizzati da una curva infra-annuale che segue sostanzialmente la stagionalità della domanda.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)					Quotazioni mensili (€/MWh)			
Area	2017	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2018	Dicembre 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
ITALIA	53,95	+ 26 %	45,25	54,50	65,10	- 1 %	+ 15 %	-
FRANCIA	44,96	+ 22 %	38,59	44,11	56,77	- 10 %	- 4 %	61,50
GERMANIA	34,20	+ 18 %	33,25	37,90	30,77	- 24 %	- 18 %	38,61
SPAGNA	52,24	+ 32 %	-	-	57,94	- 2 %	- 4 %	-
AREA SCANDINAVA	29,41	+ 9 %	26,00	25,55	30,92	- 4 %	- 3 %	33,85
AUSTRIA	34,49	+ 18 %	-	-	30,78	- 23 %	- 18 %	-
SVIZZERA	46,00	+ 21 %	-	-	62,58	- 4 %	+ 7 %	-



Quanto ai volumi scambiati su base spot, la borsa di riferimento per l'area scandinava si conferma saldamente la più liquida, stabile sui valori più alti del decennio con quasi 374 TWh.

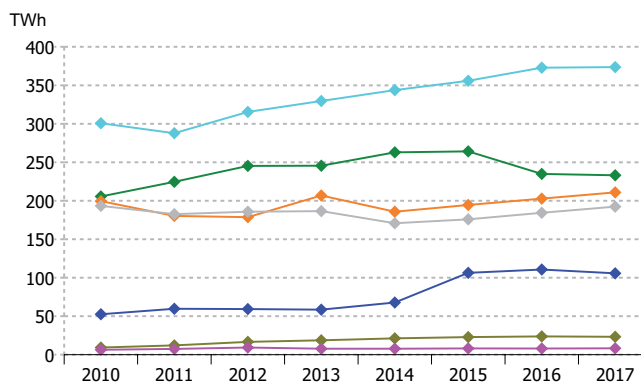
Torna ad allargarsi il suo divario con Epex, listino di

riferimento per il Centro-Europa, sceso a 362 TWh (-2%), per effetto di flessioni in Svizzera e Francia. In aumento invece i volumi transitati sulle borse dell'area mediterranea, con quella italiana che si posiziona sui 211 TWh, ai massimi dal 2010 (+4%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2017	Var Y-1 (%)	Dicembre 17
ITALIA	210,9	+ 4 %	17,4
FRANCIA	105,7	- 4 %	9,2
GERMANIA	233,2	- 0 %	20,8
SPAGNA	192,4	+ 5 %	17,6
AREA SCANDINAVA	373,7	+ 0 %	37,1
AUSTRIA	8,4	+ 5 %	0,8
SVIZZERA	23,3	- 2 %	1,7



Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2017, anno di definizione degli obiettivi nazionali di efficienza energetica per il quadriennio 2017-2020, il prezzo medio registrato sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) rafforza significativamente il trend crescente che lo ha caratterizzato nell'ultimo decennio e si porta al massimo storico di 267,02 €/tep, allargando il differenziale con i prezzi riportati sulla piattaforma bilaterale a 60 €/tep, mai così alto.

Nuovo record anche per i volumi scambiati sul mercato che, in ripresa del 12%, superano le negoziazioni bilaterali per la seconda volta dall'avvio del meccanismo, oltrepassando la soglia dei 6 milioni di tep; la liquidità di MTEE, pertanto, si

porta al 55% più bassa solo del massimo registrato nel 2016 (59%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), dopo l'impennata mostrata nel 2016, i prezzi medi annuali segnano un arretramento e si portano a 0,19 €/MWh in linea con le quotazioni bilaterali che, per contro, mostrano un evidente rincaro.

Ai massimi storici, invece, il prezzo medio riportato dalle assegnazioni durante i meccanismi di asta del GSE, pari a 0,42 €/MWh. Dinamiche rialziste sul mercato in termini di volumi che si presentano, tuttavia, ancora molto esigui rispetto alle registrazioni sulla piattaforma bilaterale ed alle assegnazioni tramite asta.

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

Il 2017 rappresenta per il mercato organizzato dei TEE un anno di record sia per quanto riguarda i prezzi che i volumi; il prezzo medio, infatti, con un incremento dell'81% rispetto all'anno precedente, si porta a 267 €/tep e consolida il trend crescente avviato lentamente nel 2007 e rafforzato negli ultimi due anni.

In un quadro regolatorio, mutato in ragione della nuova definizione del contributo tariffario e dell'introduzione, a partire da ottobre, della negoziazione unificata per tutte le tipologie di TEE, la crescita dei prezzi appare più contenuta nei primi sei mesi dell'anno e più acuta nella seconda parte, in concomitanza con l'avvio del nuovo anno d'obbligo.

L'andamento mensile dei prezzi mostra, infatti, nei primi sei mesi dell'anno quotazioni sotto i 250 €/tep, con un minimo a gennaio a circa 200 €/tep; a partire da luglio, invece, i prezzi presentano una rapida tendenza rialzista che li spinge negli ultimi due mesi a superare i 350 €/tep.

L'analisi del dato per sessione evidenzia dinamiche di crescita concentrate soprattutto tra la seconda metà di giugno e di settembre (da 221 €/tep a 346 €/tep), con successiva stabilizzazione del prezzo attorno ai livelli massimi annui (350 €/tep) e forte riduzione della volatilità nell'ultimo bimestre dell'anno.

Anche i prezzi medi registrati sulla piattaforma bilaterale presentano una netta ripresa rispetto all'anno precedente e segnano il massimo storico, collocandosi su un livello più basso di circa 60 €/tep rispetto al valore di mercato; tale differenziale si riduce a 44 €/tep escludendole registrazioni

ad un prezzo inferiore ad 1 €/tep, che hanno rappresentato nel 2017 una quota pari al 6% del totale, tra le più basse di sempre. L'evoluzione mensile mostra quotazioni bilaterali che tendono lentamente ai relativi valori di mercato fino a restringere nel mese di dicembre lo spread sotto i 25 €/tep. I volumi scambiati su MTEE presentano le medesime dinamiche rialziste analizzate per i prezzi; gli scambi, in ripresa del 12% sull'anno precedente, si attestano a 6,22 milioni di tep e rafforzano il trend positivo da sempre evidenziato.

La liquidità del mercato organizzato segna il secondo valore più alto di sempre, inferiore di soli 4 punti percentuali dal massimo storico segnato nel 2016, e si porta al 55%; il lieve calo è attribuibile alla più forte ripresa degli scambi bilaterali che, dopo l'arretramento segnato nel 2015 e 2016, salgono a 5 milioni di tep (+31%).

L'analisi dell'andamento mensile dei volumi presenta un'alta concentrazione degli scambi in prossimità della scadenza per l'adempimento agli obblighi, in corrispondenza della quale sia le contrattazioni di mercato sia, soprattutto, quelle bilaterali toccano il loro massimo annuo.

Ad eccezione proprio di maggio, in cui la liquidità del mercato si attesta al 33%, nei restanti mesi tale indicatore supera sempre il 45%, con un picco a giugno a quota 89%.

Nel medesimo contesto, significativa nel 2017 la crescita dei volumi mensili destinati al trading che durante l'anno si è attestata mediamente sopra l'11% con punte ad ottobre e novembre, rispettivamente a 18 e 21%.

Tabella 1: TEE, sintesi annuale

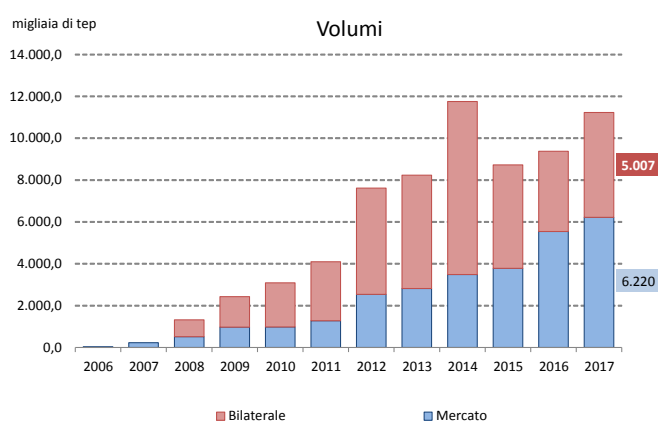
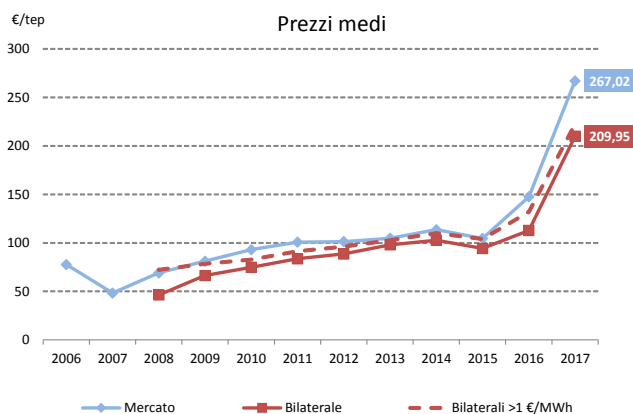
Fonte: dati GME

	Prezzo*				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	mln di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	267,02	+81,0%	145,00	358,00	6.220.043	+12,2%	1.660,85	+103,1%
Bilaterali	209,95	+86,0%	0,00	358,00	5.007.344	+30,5%	1.051,27	+142,8%
con prezzo >1	222,63	+68,8%	5,00	358,00	4.722.080	+43,8%	1.051,27	+142,8%
Totale	241,56	+81,2%	0,00	358,0€	11.227.387	+19,7%	2.712,13	+116,9%

* Il prezzo medio annuale è calcolato come media dei prezzi per tipologia ponderata per le relative quantità negoziate; il dettaglio dei prezzi per tipologia è disponibile sul sito internet del GME nella sezione "Esiti dei mercati e Statistiche".

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME



* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG.

Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

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	350,99	+0,1%	334,00	356,00	397.901	-6,0%	139,66	-6,0%	22.947	-74,0%	5,8%	-15,1 p.p.	13	-9
Bilaterali	326,94	+5,9%	0,00	354,75	175.230	-66,8%	57,29	-64,8%						
con prezzo >1	330,60	+6,1%	112,85	354,75	173.290	-66,8%	57,29	-64,8%						
Totale	343,64	+4,9%	0,00	356,00	573.131	-39,7%	196,95	-36,7%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

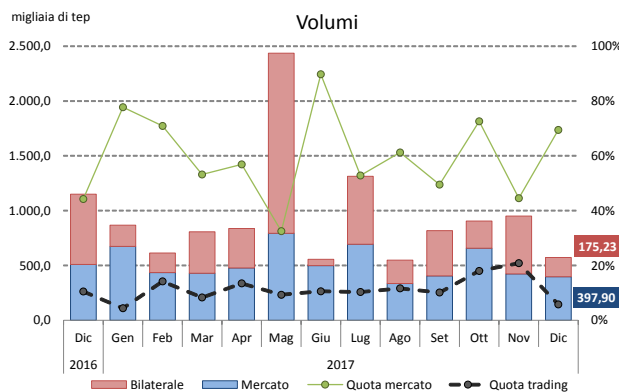
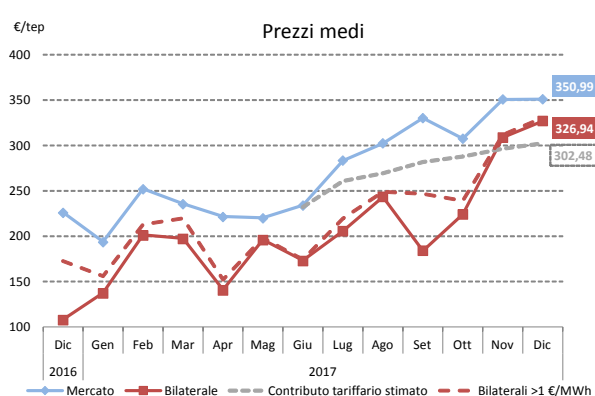
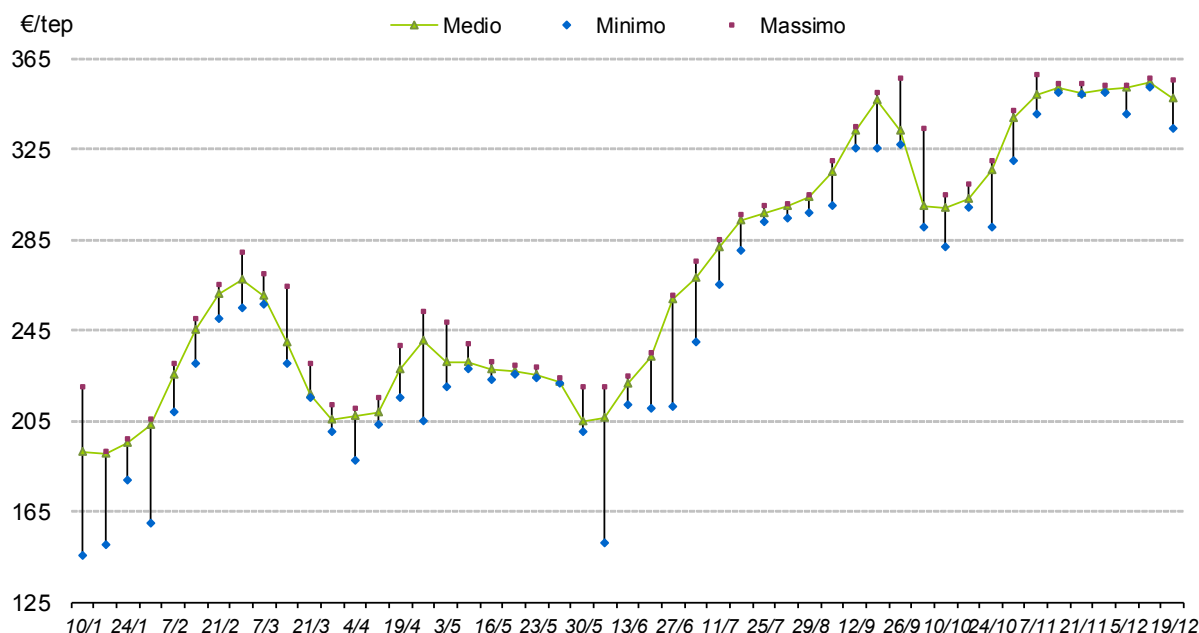


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Infine, l'analisi per anno d'obbligo a fine dicembre mostra un contributo tariffario stimato ancora in crescita, seppure lieve, rispetto ai valori di fine novembre, a 302,48 €/tep (+2%) con uno spread rispetto ai livelli di mercato del mese di dicembre

che si riporta sotto i 50 €/tep. Il numero dei titoli emessi al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine anno, si porta a 51.273.125 tep in aumento di 310.965 tep rispetto allo stesso valore di fine novembre.

Tabella 3: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Titoli disponibili*	Titoli emessi*	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato**
	€/tep	tep	tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep
Giugno - Dicembre	304,47	3.412.177	3.595.595	51.273.125	304,48	3.410.527	100,0%	302,48
Giugno - Novembre	298,33	3.014.276	4.864.542	50.962.160	298,34	3.012.626	99,9%	296,34
	(+2,1%)	(+13,2%)	(-26,1%)	(+0,6%)	(+2,1%)	(+13,2%)	(+0,0 p.p.)	(+2,1%)

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

** Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEEGSI con delibera 435/2017/R/EF. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

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

Nel 2017 il prezzo medio registrato sul MGO, dopo l'impennata dell'anno precedente, segna una flessione del 10% collocandosi poco sotto il massimo storico del 2016 a 0,19 €/MWh. Tale dinamica annulla di fatto il differenziale con le quotazioni bilaterali che, per contro, registrano una significativa ripresa tendenziale (+35%); se consideriamo esclusivamente le transazioni registrate con prezzo strettamente positivo, che ammontano a meno del 5%, l'analisi cambia di poco confermando un prezzo bilaterale in crescita a 0,20 €/MWh. Su un livello nettamente più alto il prezzo medio delle assegnazioni tramite asta del GSE che

negli ultimi tre anni ha messo a segno un rivalutazione di 33 cent. di €/MWh. L'analisi annuale dei prezzi cela tuttavia una tendenza rialzista in atto negli ultimi mesi dell'anno, in particolare sul mercato organizzato; l'evoluzione mensile mostra, infatti, quotazioni pressochè allineate tra mercato e piattaforma bilaterale intorno ai 0,20 €/MWh nei primi otto mesi del 2017 e un successivo rincaro dei prezzi nel quadrimestre finale dell'anno, decisamente più pronunciato sul MGO; i prezzi medi registrati nelle aste, invece, si collocano tra i 0,26 €/MWh di giugno ed il picco di 0,69 €/MWh di dicembre, quest'ultimo al massimo storico.

In termini di volumi, gli scambi registrati sul MGO si confermano in ripresa sull'anno precedente, ma ancora poco significativi, attestandosi a 760 mila MWh. Viceversa, in flessione le transazioni sulla PBGO che scendono del 18% dal massimo storico del 2016 e si portano a 43,0 milioni di MWh. La quota ceduta dalla contrattazione bilaterale sembra essere stata assorbita dal meccanismo ad asta del GSE che con una crescita tendenziale di oltre il 50% supera i 28 milioni di

MWh, consolidando il ruolo, insieme alla PBGO, di importante strumento di scambio delle garanzie di origine. L'andamento dei volumi mensili mostra una concentrazione degli scambi nel primo trimestre dell'anno, ed in particolare in prossimità della scadenza degli obblighi, e una debole liquidità nella restante parte; fanno eccezione le sedute d'Asta del GSE che, invece, a partire da giugno del 2017 mostrano un'apprezzabile partecipazione in termini di volumi assegnati.

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,19	-10,4%	0,15	0,45	759.563	+577,1%	142.239	+507,1%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,19	+35,4%	0,00	2,00	43.006.605	-18,4%	8.027.754	+10,5%
	0,20	+29,7%	0,01	2,00	41.084.794	-14,8%	8.027.754	+10,5%
Totale	0,19	+35,2%	0,00	2,00	43.766.168	-17,1%	8.169.994	+12,1%
Asta GSE	0,42	+64,5%	0,15	0,90	28.003.380	+53,3%	11.686.415	+152,3%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

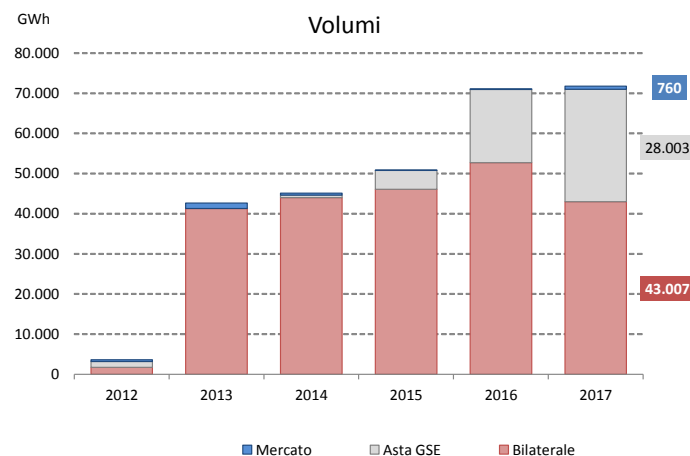
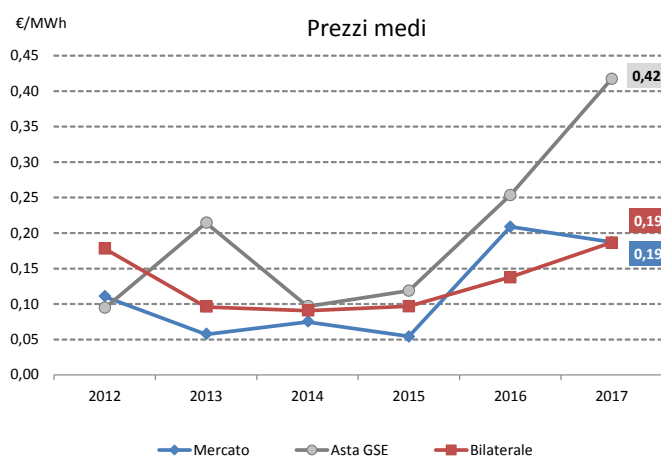


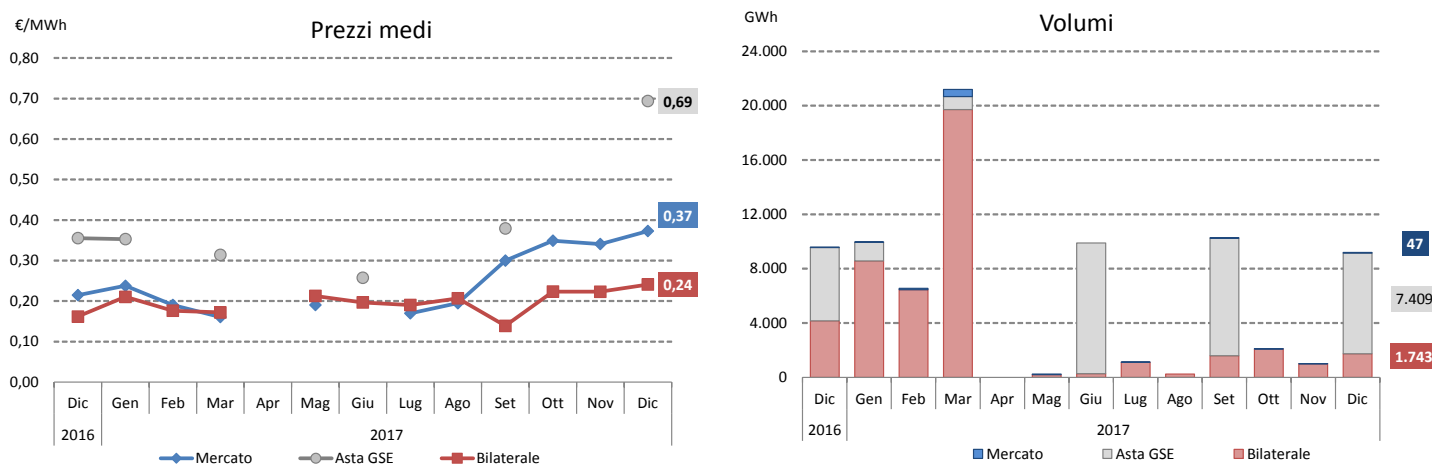
Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi			Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.	
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh					
Mercato	0,37	+9,4%	0,30	0,45	47.249	10.965	+330,9%	17.621	+371,4%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,24	+8,0%	0,00	1,25	1.742.699	992.965	+75,5%	420.163	+89,5%
	0,24	+8,3%	0,04	1,25	1.737.141	992.965	+74,9%	420.163	+89,5%
Totale	0,24	+8,9%	0,00	1,25	1.789.948	1.003.930	+78,3%	437.783	+94,2%
Asta GSE	0,69	-	0,30	0,90	7.408.635	-	-	5.139.268	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME



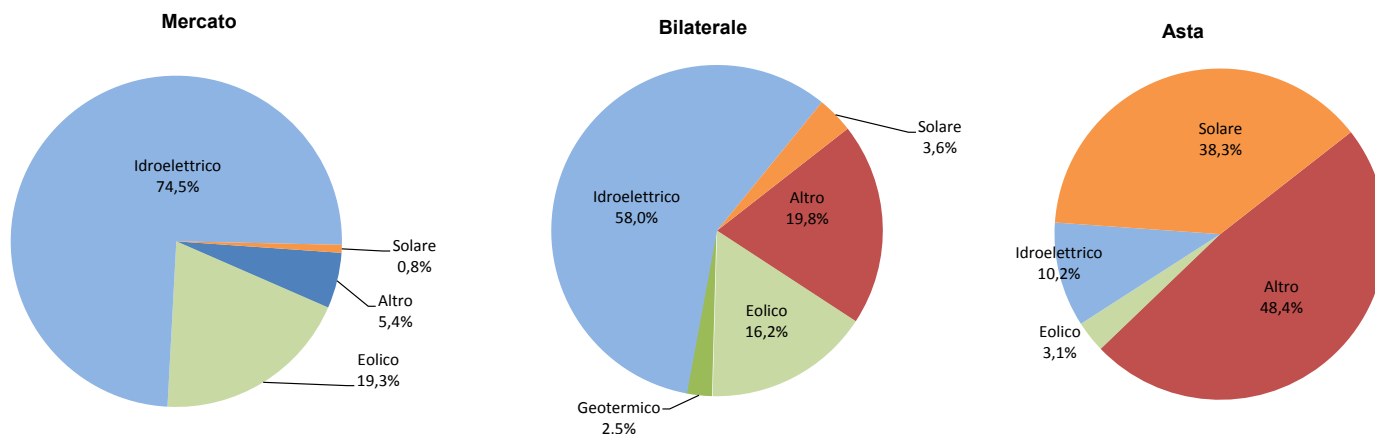
La struttura delle negoziazioni per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2017 mostra la diversa collocazione delle garanzie d'origine in base alla piattaforma utilizzata.

Le garanzie riferite a produzione da impianti idroelettrici sono le più scambiate sia sul mercato organizzato che sulla

piattaforma bilaterale, rispettivamente il 75% ed il 58%, mentre nelle Aste del GSE è la tipologia Altro ad avere maggiore peso (48%), seguita da quella Solare (38%); quest'ultima, proprio nell'ultima sessione di dicembre, è stata scambiata ad un prezzo medio pari a 0,88 €/MWh, il più alto di sempre.

Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2017

Fonte: dati GME



L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: UN NUOVO EQUILIBRIO DOPO LA SEN?

di Virginia Canazza, Claudia Checchi, Marco Pellegrino - REF-E

(continua dalla prima)

Nello scenario SEN la domanda elettrica, su cui incidono compensandosi gli interventi di efficienza dei consumi e l'elettrificazione degli altri settori (in particolare dei consumi residenziali per riscaldamento e raffreddamento e dei trasporti, a seguito anche della graduale attuazione della direttiva sui combustibili alternativi)² ha un peso sempre maggiore nel mix energetico (dal 20 - 21% dei consumi finali lordi nel 2014 - 15 al 24% nel 2030). Essa, inoltre,

viene coperta (Tabella 2) da una quota progressivamente crescente di rinnovabili (dal 34% del fabbisogno del 2015 fino al 55% dei consumi finali lordi al 2030), dalle tecnologie convenzionali a gas includendo il completo phase-out del carbone entro il 2025, e da un import netto dai paesi esteri in riduzione per effetto delle strategie energetiche dei paesi interconnessi, in particolare dei piani di dismissione del parco nucleare francese³.

Tabella 2 – Bilancio 2015 e prospettico della SEN

Fonte: Dati SEN 2017 e Terna

		2015 <i>Dati storici</i>	2030 <i>SEN2017</i>
Consumo Finale Lordo di Energia	Mtep	28	29
Carico effettivo	TWh	317	319
Importazione netta	TWh	46	29
Generazione da carbone - Output netto	TWh	39	0
Generazione da rinnovabile - Output netto	TWh	107	181
Altra generazione termica	TWh	124	109

Opzioni alternative attorno allo scenario SEN

Lo scenario SEN assume quotazioni di commodities provenienti dallo EU Reference Scenario del 2016 che non incorporano i più recenti trend di riduzione di livello del prezzo gas legati ai nuovi trend della domanda e a una dinamica globale spinta da una oversupply del gas naturale liquefatto (GNL), e risultano inoltre contrastanti con l'obiettivo di un trend di decrescita della domanda energetica (Tabella 3). Volendo tracciare scenari evolutivi del sistema elettrico⁴, si possono individuare due diverse prospettive del mix energetico, sostenibili nel medio-lungo periodo, sulla base dei trend più recenti, dei dati attualmente disponibili riguardo i costi attesi delle nuove tecnologie⁵ e delle dinamiche ritenute probabili per il prezzo dei combustibili:

- nello scenario Reference, che ipotizza un'evoluzione business-as-usual in termini di tecnologie impiegate e

organizzazione dei mercati e la conferma delle politiche attualmente consolidate, si prevede nel lungo periodo un livello di efficienza nei consumi elettrici in linea coi trend più recenti ed un potenziale di sviluppo di rinnovabili elettriche (RES-E) puramente market driven fino al 49% del Consumo Interno Lordo (CIL) al 2030;

- nello scenario Ambitious, che ipotizza target di sviluppo di RES e interventi di efficienza che porteranno ad un livello di decarbonizzazione più elevato del 40% al 2030 (in traiettoria verso la riduzione del 95% al 2050), si prevede rispetto allo scenario Reference un livello più basso di domanda, di prezzi dei combustibili, di capacità convenzionale a gas necessaria per garantire l'adeguatezza di lungo periodo, e un livello più alto di prezzo della CO2, con una penetrazione delle rinnovabili elettriche sul CIL fino al 56%, in linea con gli scenari SEN.

L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: UN NUOVO EQUILIBRIO DOPO LA SEN?

Tabella 3 – Assunzioni scenari Reference e Ambitious

Fonte: Dati Terna ed elaborazioni REF-E

	<i>Reference</i>	<i>Ambitious</i>	
2017*	Domanda elettrica, TWh	318,8	318,8
	Produzione nazionale RES-E, TWh	103,6	103,6
	Importazione netta, TWh	42,3	42,3
	Prezzo gas naturale, €/Gcal PCI	26,6	26,6
	Prezzo CO2, €/tCO2eq	5,7	5,7
2030	Domanda elettrica, TWh	334,5	319,9
	Produzione nazionale RES-E, TWh	165,1	181,9
	Importazione netta, TWh	33,3	33,3
	Prezzo gas naturale, €/Gcal PCI	26,9	19,8
	Prezzo CO2, €/tCO2eq	27,6	40,3

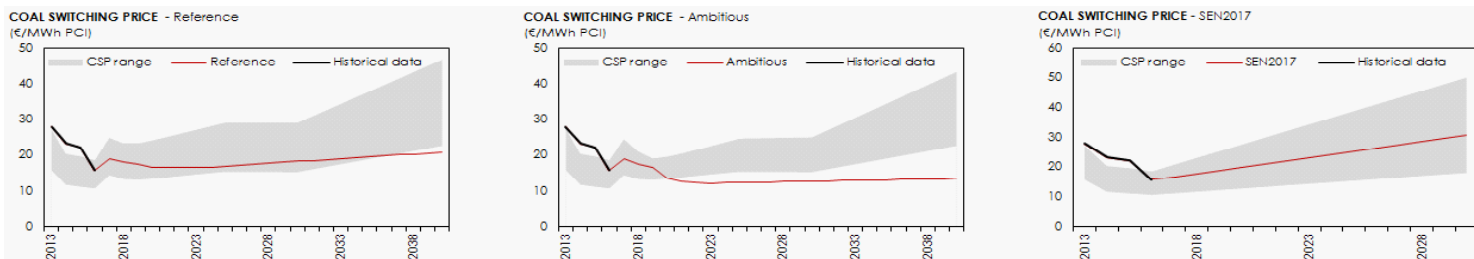
In entrambi gli scenari, il prezzo della CO2, espresso attraverso il meccanismo dell'Emission Trading System (ETS), è l'elemento cardine che, a fronte delle condizioni attese per le altre commodities, garantisce lo switching fra le tecnologie convenzionali e le tecnologie rinnovabili, e, all'interno di quelle termoelettriche, la sostituzione nel merit order degli impianti a carbone con quelli a gas. Pertanto riguardo l'andamento dei prezzi dei mercati globali, sarà infatti il prezzo delle unità di emissione e l'efficacia del sistema ETS europeo a dettare la rotta per la definizione della competizione economica tra diverse tecnologie.

L'ipotesi fondamentale è dunque che siano messe in campo ulteriori azioni rafforzative del sistema qualora il meccanismo del Market Stability Reserve si riveli insufficiente a supportare

le politiche generali di decarbonizzazione richieste a livello europeo (vedi Newsletter del GME n. 109). Tenendo in considerazione le recenti riforme di mercato e i trend di prezzo globali, un phase-out del parco a carbone italiano di tipo economico è possibile se appoggiato da un sistema ETS efficace e capace di raggiungere livelli di prezzo idonei a disincentivarne l'utilizzo per la produzione elettrica e stimolando al contempo gli investimenti in tecnologie rinnovabili. Gli scenari di prezzo delle commodities, aggiornati sui trend più recenti, mostrano un prezzo del gas all'interno del corridoio del coal switching price che sfavorirebbe in particolare gli impianti meno efficienti, lasciando uno spazio residuale agli impianti a carbone più recenti riconvertiti a ciclo a vapore ultra-super-critico (Figura 1).

Figura 1 – Coal Switching Price secondo i diversi scenari

Fonte: previsioni REF-E



L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: UN NUOVO EQUILIBRIO DOPO LA SEN?

La competitività dell'Italia

Dall'estero provengono segnali per la convergenza dei prezzi: il progressivo phase-out degli impianti nucleari in Europa potrà comportare l'innalzamento dei livelli di prezzo europei e generare un restringimento dei differenziali intramercato, con una conseguente riduzione delle ore profittevoli per l'importazione elettrica verso l'Italia. Nonostante la penetrazione delle rinnovabili sia prevista in aumento in tutta Europa, il prezzo del gas continua a essere il driver principale del prezzo dell'energia elettrica, almeno nella prospettiva di medio periodo. Nel breve periodo, infatti, saranno sempre di più la volatilità della domanda, più sensibile alle temperature per via dell'elettrificazione dei consumi domestici, e dell'offerta, anch'essa sempre più influenzata dalle condizioni meteorologiche, a determinare le oscillazioni dei prezzi.

A livello europeo il prezzo del gas è sempre più determinato dalla competizione tra importazioni via pipeline e importazioni via GNL, queste ultime disponibili a prezzi che dipendono dagli equilibri mondiali e in primo luogo dalla domanda asiatica. C'è un generale consenso sul fatto che la domanda europea e mondiale di gas sia destinata a aumentare, e con questa anche i prezzi, nonostante l'ingente capacità di liquefazione del GNL in via di realizzazione e o in progetto che potrebbe modificare gli equilibri complessivi e le principali rotte del gas a livello globale. Dal punto di vista dell'Italia nella determinazione del prezzo del gas, e dunque della competitività del nostro sistema all'interno dell'equilibrio europeo, rivestono sempre maggiore importanza i costi di logistica. Già oggi il nostro sistema soffre per la sua posizione periferica che impone costi di logistica maggiori rispetto a quelli dei paesi del centro Europa, e la situazione potrebbe aggravarsi con la fine dei contratti di lungo periodo dai paesi importatori, che implica la revisione dei costi di trasporto, nonché l'aumento delle importazioni dalla Russia che deriverebbe dal raddoppio del Nord-Stream. A ciò si aggiunga la decisione di imputare sui costi di logistica gas anche i costi di (parte) dei meccanismi di efficienza energetica, che stanno crescendo esponenzialmente in questi mesi e che nei prossimi anni potranno impattare fino a circa 2 €/MWh sul prezzo del gas prelevato dalla rete di trasporto. La soluzione proposta nella SEN (il cosiddetto "corridoio della liquidità") sembra necessitare di ulteriori approfondimenti circa la sua effettiva realizzabilità, ma la discussione che si aprirà in Europa nei prossimi mesi sulla possibile revisione del meccanismo entry-exit per le tariffe di trasporto del gas e la possibilità che si aprano nuove rotte da Sud (oltre a quella già in via di realizzazione attraverso il TAP) rappresentano opportunità per l'Italia in favore di un prezzo più allineato a quello dei paesi del Centro e del Nord Europa.

Come si raggiungono gli obiettivi

Se, come detto, l'elemento cardine che caratterizza tutti gli scenari analizzati è la presenza di un prezzo della CO2 in grado di dare al mercato i giusti segnali per lo sviluppo delle

rinnovabili, non mancano altri elementi determinanti per l'effettiva realizzabilità degli sviluppi individuati sia dalla SEN che da REF-E.

I sistemi di accumulo risultano fondamentali per consentire da un lato il bilanciamento del sistema e dall'altro una più attiva partecipazione delle rinnovabili intermittenti a tutte le fasi del mercato, favorendone anche la sostenibilità economica.

Le tecnologie elettrochimiche per l'immagazzinamento dell'energia elettrica, nonostante si registrino notevoli passi avanti nella ricerca e nella riduzione dei costi, sono ancora oggetto prevalentemente di progetti pilota, con esperienze ancora di nicchia in Europa. La SEN rilancia i sistemi di accumulo tramite pompaggio come uno strumento necessario per il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili. Il pompaggio è già presente in Italia per una capacità installata totale di 7.5 GW (circa 6 dei quali posti a nord nell'arco alpino, mentre i restanti 1.5 GW suddivisi su due impianti, uno in provincia di Caserta da 1 GW e uno in provincia di Siracusa da 500 MW), ma ha visto un declino del suo utilizzo nel corso degli ultimi anni soprattutto per le regole di mercato esistenti che non ne incentivavano un pieno sfruttamento dal punto di vista economico. E' proprio al Centro e Sud Italia, dove ci si attende il maggiore sviluppo di investimenti in rinnovabili, che la SEN prevede maggiori sistemi di accumulo fino a 5 GW di capacità aggiuntiva al 2030. La costruzione degli impianti rinnovabili in Italia ha beneficiato nel corso del tempo di una serie di ausili di tipo economico che, dati costi di installazione delle tecnologie più elevati del prezzo di mercato, si sono rivelati necessari per garantire il ritorno agli investimenti: il susseguirsi dei diversi regimi incentivanti ha favorito l'installazione di impianti in Italia fino al raggiungimento di una penetrazione sui consumi finali lordi di circa il 17.5% al 2015, superando, cinque anni in anticipo, di mezzo punto percentuale l'obiettivo fissato al 2020 dalla precedente SEN. Per portare l'attuale quota della produzione elettrica da RES-E pari a circa il 34%, verso l'obiettivo 2030 del 55% previsto dalla nuova SEN in condizioni puramente market driven, si rivela sicuramente indispensabile il progresso tecnologico ed il corrispondente abbattimento dei costi ma a determinare il livello di market parity rimangono fondamentali gli andamenti dei prezzi delle commodities ed in particolare del prezzo del gas. Altre componenti di revenue/costo, quali ad esempio la localizzazione a livello zonale/nodale degli impianti, la partecipazione attiva ai mercati dei servizi ancillari e gli oneri di sbilanciamento, possono rappresentare, a seconda dei casi, opportunità e rischi per i nuovi entranti, avvicinando o allontanando in modo alquanto incerto le condizioni di market parity. Lo strumento individuato, e richiamato anche dalla SEN, per contemperare la duplice esigenza di favorire il mercato e supportare le rinnovabili è quello dei contratti di lungo termine e in particolare la variante dei Power Purchase Agreement (PPA). Oggetto fondante del PPA è la vendita a

L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: UN NUOVO EQUILIBRIO DOPO LA SEN?

lungo termine dell'energia elettrica prodotta dall'impianto ad un soggetto acquirente (consumatore diretto o aggregatore) che, a fronte di un impegno al pagamento periodico per un quantitativo prestabilito, contribuisce in linea teorica ad assicurare la bancabilità del progetto di investimento mediante una regolarità dei cash flows incassati. Perché i PPA possano essere efficaci sono tuttavia necessarie almeno due condizioni: il consolidamento della market parity, necessaria per una strategia di pricing dell'impianto in linea con l'andamento dei mercati, e la presenza di framework contrattuali standardizzati, soprattutto in relazione alle garanzie da prestare e alle penali in caso di uscita dal contratto.

Riflessioni: stabilità normativa e regolatoria necessaria per la sostenibilità delle scelte di investimento

Al fine di raggiungere il target SEN di RES-E al 2030 è necessario, in sintesi, che tutte le risorse e le tecnologie possano trovare spazio fin da subito, lasciando che sia il mercato a stabilire il miglior assetto tecnologico e operativo che porti verso la market parity e che permetta un opportuno dispacciamento con neutralità tecnologica dei diversi impianti, in particolare mediante l'ausilio di sistemi di accumulo. L'efficace integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico necessita in particolare di appropriati sviluppi infrastrutturali della rete che consentano sia una capacità di gestione della generazione distribuita, sia una riduzione dei costi di sicurezza.

I fattori chiave che potranno determinare un'evoluzione del settore più in linea con i target SEN sono in sintesi:

- progresso tecnologico e conseguente abbattimento dei

costi delle tecnologie rinnovabili e dei sistemi di accumulo, a favore di una maggiore marginalità futura necessaria all'incentivazione economica degli investimenti;

- ampliamento degli investimenti sulle reti di trasmissione e di distribuzione, al fine di favorire l'integrazione nel sistema delle risorse rinnovabili distribuite e per far fronte ad una maggiore elettrificazione dei consumi domestici;

- adeguamento del modello di mercato per consentire la partecipazione attiva sui mercati di tutte le risorse, incluse le rinnovabili, la domanda e le nuove tecnologie per la flessibilità, in modo da garantire il mix energetico obiettivo mantenendo il sistema affidabile dal punto di vista dell'adeguatezza (capacità di sistema sufficiente a soddisfare con affidabilità la domanda attesa nel lungo termine) e della sicurezza (capacità di sistema sufficiente a bilanciare la domanda in tempo reale nel rispetto dei vincoli fisici della rete): le linee di riforma dovrebbero da un lato creare nuove opportunità per le tecnologie nuove entranti e dall'altro minimizzare i costi delle risorse necessarie al sistema elettrico;

- ottimizzazione dei flussi di rete di distribuzione mediante lo sviluppo di smart grid, in grado di consentire un efficiente sviluppo della generazione distribuita e della domanda attiva, anche attraverso l'utilizzo di aggregatori, figure emergenti nel mercato elettrico che consentono di sfruttare la meglio le potenzialità di partecipazione al mercato dei piccoli centri di produzione e consumo;

- riforma del sistema ETS capace di gestire in maniera appropriata i surplus di offerta, rispondendo con un segnale di prezzo nel medio-lungo termine che possa disincentivare l'utilizzo del carbone nel mix elettrico.

¹ Decreto Interministeriale 10 Novembre 2017 – Strategia Energetica Nazionale.

² Decreto Legislativo 257/16 di recepimento della Direttiva 2014/94/UE (DAFI).

³ LOI n° 2015-992 del 17/08/2015 che prevede indica una riduzione del 50% di elettricità da produzione nucleare nel mix francese entro il 2025. Il timeframe è stato poi rivisto dal governo Francese nella finestra 2030-2035.

⁴ I dati e le ipotesi alla base degli scenari descritti sono quelli sviluppati da REF-E attraverso l'utilizzo del set di modelli proprietari di previsione del sistema energetico, aggiornati quadrimestralmente. Per maggiori informazioni è possibile consultare il sito <https://www.ref-e.com/it/expertise/scenario>.

⁵ REN21 Renewables 2017 Global Status Report.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Deliberazione 21 dicembre 2017 895/2017/R/EEL** | **“Approvazione, per l’anno 2018, del preventivo dei costi relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso, da parte del Gestore dei mercati energetici, e dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)”** | pubblicata il 21 dicembre 2017 Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/895-17.htm>

Con la delibera n. 895/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato il preventivo dei costi per l’anno 2018 relativi allo svolgimento, da parte del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME), delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso, nonché la proposta di corrispettivi per l’anno 2018 relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (di seguito: PCE).

In particolare, la proposta di corrispettivi per la partecipazione alla PCE si sostanzia nella conferma dei corrispettivi vigenti per l’anno 2017, in considerazione del fatto che le stime condotte dal GME per l’anno 2018, sia con riferimento all’incremento degli operatori sulla piattaforma che ai volumi complessivi, risultano in linea con i valori registrati per l’anno 2017.

■ **Deliberazione 21 dicembre 2017 896/2017/R/COM** | **“Chiusura del procedimento avviato con la deliberazione dell’Autorità 500/2015/R/com. Adozione di misure a garanzia della neutralità della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. – GME nello svolgimento delle attività di monitoraggio e di gestione dei mercati energetici, posto l’attuale assetto di governance”** | pubblicata il 22 dicembre 2017 Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/896-17.htm>

Con la delibera n. 896/2017/R/COM, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI o Autorità), a chiusura del procedimento avviato con la precedente delibera n. 500/2015/R/COM, ha adottato misure a garanzia della neutralità della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) nello svolgimento delle attività di monitoraggio e di gestione dei mercati energetici.

In particolare, l’Autorità ha deliberato di prevedere - nelle more di un eventuale riassetto societario del Gruppo GSE - quale rimedio strutturale all’eventuale insorgenza di situazioni di potenziale conflitto di interesse, la costituzione di un organo di sorveglianza - dotato degli specifici requisiti di indipendenza in delibera indicati - avente la funzione di segnalazione all’Autorità di qualsivoglia evento, fatto, circostanza anche solo

potenzialmente idoneo a costituire presupposto di conflitto di interessi con riferimento alle funzioni svolte dal GME, ivi incluse le attività riconducibili al monitoraggio e alla sorveglianza dei mercati energetici.

La medesima deliberazione stabilisce altresì che il GME comunichi all’Autorità l’avvenuta costituzione del predetto organo di sorveglianza (con l’indicazione dei dati identificativi dei componenti e delle funzioni eventualmente ricoperte nell’ambito della struttura organizzativa del GME), nonché le modalità di acquisizione delle informazioni e di segnalazione che il medesimo organo dovrà adottare nell’esercizio delle proprie funzioni.

Infine, il GME dovrà predisporre ed inviare all’Autorità, con cadenza annuale, una relazione sullo svolgimento delle attività dell’organo di sorveglianza.

GAS

■ **Deliberazione 5 dicembre 2017 846/2017/R/GAS** | **“Monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale - Approvazione di una proposta dell’impresa maggiore di trasporto ai sensi dell’articolo 4, comma 4.5, della deliberazione dell’Autorità 308/2017/R/gas”** | pubblicata il 6 dicembre 2017 | Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/846-17.htm>

Con la delibera n. 846/2017/R/GAS, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI o Autorità), ha approvato - ai sensi dell’articolo 4, comma 4.5, della delibera n. 308/2017/R/GAS - la soluzione organizzativa, proposta da Snam Rete Gas (nel seguito: SRG), funzionale allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas, nonché i costi e le relative modalità di copertura per lo svolgimento delle medesime attività.

Al riguardo, giova ricordare che l’Autorità, con la delibera n. 308/2017/R/GAS, nel delineare le aree di pertinenza della funzione di monitoraggio dei mercati all’ingrosso del gas, aveva individuato SRG quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività di monitoraggio relative alla dimensione c.d. “strutturale” (ossia quella relativa ai fenomeni fisici delle capacità e dei flussi di gas naturale), prevedendo altresì che la stessa trasmettesse, per la relativa approvazione, una proposta riguardante le soluzioni di tipo organizzativo da adottare per lo svolgimento di tali attività e i relativi costi.

Pertanto, con la delibera n. 846/2017/R/GAS, l’AEEGSI ha approvato la proposta di organizzazione delle attività di monitoraggio trasmessa da SRG, la quale ha previsto, in particolare, la costituzione di una specifica unità di monitoraggio, operativa a far data dal 1° gennaio 2018.

Novità normative di settore

Comunicato del GME | “Aggiornamento della DTF n. 08 MGAS” | 12 dicembre 2017 [Download http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=353](http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=353)

Con il comunicato in oggetto, il GME in considerazione del comunicato del Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE), avente ad oggetto la dichiarazione dello stato di emergenza ai sensi del Piano di Emergenza in vigore, e facendo seguito alle specifiche indicazioni ricevute dallo stesso Ministero, ha reso nota l'avvenuta pubblicazione della versione aggiornata della DTF n. 08 MGAS, entrata in vigore con decorrenza immediata, al fine di consentire al Responsabile del Bilanciamento e agli operatori del sistema gas italiano di porre in essere tutte le azioni funzionali all'approvvigionamento del gas necessario al bilanciamento del sistema su MGP-GAS ed MI-GAS.

Con successivo comunicato del 21 dicembre u.s. (<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=355>), facendo seguito a specifica indicazione del MISE, il GME ha reso noto che la modifica apportata alla predetta DTF ha carattere permanente.

Decreto ministeriale 18 dicembre 2017 | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 10 del 13-1-2018 | Download <http://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto ministeriale del 18 dicembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE), sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Parere 30 novembre 2017 n. 804/2017/I/GAS), ha approvato:

- le modifiche urgenti alla Disciplina del mercato del gas naturale (nel seguito: Disciplina MGAS) apportate ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, della Disciplina stessa ed efficaci dallo scorso 1° ottobre, al fine di superare le modalità transitorie di gestione del MGS di cui al punto 6 della delibera n. 66/2017/R/GAS, nonché adeguare la medesima Disciplina a quanto disposto dalla successiva delibera n. 349/2017/R/GAS in materia di “neutralità” del Responsabile del bilanciamento;

- le modifiche ordinarie alla Disciplina MGAS apportate ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, della Disciplina stessa - illustrate nell'ambito dell'apposito procedimento consultivo indetto con la pubblicazione del DCO n. 02/2017 - al fine di uniformare la “contract size” dei prodotti attualmente quotati su MGP-GAS, MI-GAS, MPL e MT-GAS a quella adottata sui

principali mercati del gas europei.

Le sopracitate modifiche ordinarie alla Disciplina MGAS acquistano efficacia a partire dal 10 gennaio 2018.

La data del 10 gennaio è stata comunicata dal GME al Ministero dello Sviluppo Economico e resa nota, mediante apposito comunicato, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 1, comma 1.2, del Decreto 18 dicembre 2017 (<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=356>). Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso noto che, sempre a partire dal 10 gennaio, gli operatori del mercato del gas (MGAS) - limitatamente ai mercati MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS - possono negoziare i relativi prodotti anche connettendosi al portale Trayport Global Vision. Nella medesima data, hanno acquistato pertanto efficacia le nuove versioni delle DTF MGAS n. 4 rev. 01 e n. 6 rev. 03, ove sono contenute tutte le informazioni di dettaglio.

AMBIENTALI

Deliberazione 5 dicembre 2017 847/2017/R/EFR | “Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2018, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica, gestiti dal Gestore dei mercati energetici S.p.a.” | pubblicata il 6 dicembre 2017 [Download https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/847-17.htm](https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/847-17.htm)

Con la delibera n. 847/2017/R/EFR, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato, per l'anno 2018, la proposta, avanzata dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME), relativamente ai corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (di seguito: GO) e dei titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE).

In particolare, l'AEEGSI ha confermato, per l'anno 2018, l'attuale valorizzazione dei corrispettivi per ogni GO negoziata sul mercato organizzato delle GO (M-GO) ovvero registrata bilateralmente sulla Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle GO (PB-GO), nonché l'attuale valorizzazione dei corrispettivi per ogni TEE scambiato sul mercato organizzato dei TEE (M-TEE) ovvero oggetto di transazioni bilaterali concluse presso il Registro TEE (RTB-TEE).

Gli appuntamenti

18 gennaio

Le nuove frontiere della geotermia

Roma, Italia

Organizzato da Gse

<https://www.gse.it>

19-21 gennaio

International Conference on Power and Smart Grid (ICPSG 2018)

Shanghai, Cina

Organizzato da ICPSG Committees

<http://www.icpsg.org/>

24 gennaio

Accise nell'energia elettrica e il gas

Milano, Italia

Organizzato da IKN Italy

<http://www.utilitenergy.it/>

24-27 gennaio

Klimahouse 2018

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera Bolzano

<http://www.fierabolzano.it/klimahouse/>

30 gennaio

Controlli Gse 2.0 – La nuova disciplina dei controlli e la ridefinizione dei poteri sanzionatori del Gse

Milano, Italia

Organizzato da Rea Srl Reliable Energy Advisors

<http://www.readvisor.eu/>

30 gennaio

Efficienza Energetica on the road: Italia in Classe A

Napoli, Italia

Organizzato da Enea

<http://www.italiainclassea.enea.it/>

30 gennaio – 1 febbraio

NextGen SCADA Europe 2018

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Phoenix Forums

<http://www.nextgenscada-europe.com/>

2 febbraio

Circular Economy: le Direttive europee appena approvate

Roma, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.kyotoclub.org/>

7-9 febbraio

7th International Conference on Clean and Green Energy (ICCGE 2018)

Parigi, Francia

Organizzato da CBEES

<http://www.iccge.org/>

7-9 febbraio

9th International Conference on Environmental Science and Development - ICESD 2018

Parigi Francia

Organizzato da CBEES

<http://www.icesd.org/>

13-14 febbraio

Wind O&M EU 2018

Monaco, Germania

Organizzato da O&M Europe

<http://events.newenergyupdate.com/>

14-15 febbraio

Biogas Italy 2018

Roma, Italia

Organizzato da Consorzio Italiano Biogas

<http://www.biogasitaly.com>

23-24 febbraio

ECOLOGY '18 / International Conference on Ecology, Ecosystems and Climate Change

Istanbul, Turchia

Organizzato da DAKAM

<https://www.dakamconferences.org/ecology>

23-24 febbraio

ECOLOGY '18 / International Conference on Ecology, Ecosystems and Climate Change

Istanbul, Turchia

Organizzato da DAKAM

<https://www.dakamconferences.org/ecology>

25-27 febbraio

4th International Conference on Environment and Renewable Energy (ICERE 2018)

Da Nang, Vietnam

Organizzato da CBEES

<http://www.icere.org/>

13-16 marzo

BIE – Biomass Innovation Expo

Milano, Italia

Organizzato da Reed Exhibitions

<http://www.bie-expo.it/BIE-Expo/>

13-18 marzo

Green Week

Trento, Italia

Organizzato da Fondazione Symbola e ItalyPost

<http://www.greenweekfestival.it/green-week/>

19-21 marzo

Doha International Sustainable Energy 2018

Doha, Qatar

Organizzato da Ies Srl

<http://dohaenergyexpo.com/>



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.