

APPROFONDIMENTI

WINTER PACKAGE: LA MAXI-INIZIATIVA PER IL RILANCIO DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE

di Virginia Canazza, Claudia Checchi – REF-E

A fine novembre 2016 la Commissione Europea ha pubblicato un insieme di iniziative che ha preso il nome di Winter Package, introdotto da una Comunicazione dal titolo evocativo di Clean Energy for all Europeans. Formato da cinque proposte di revisione di Direttive, quattro proposte di Regolamento, tre nuovi Regolamenti, due decisioni, tre comunicazioni e svariati studi preparatori e di impatto, il pacchetto rappresenta la più ampia e complessa iniziativa mai adottata in ambito energetico. L'obiettivo non è solo quello di favorire la transizione energetica verso la completa decarbonizzazione, ma quello più ambizioso di porre le condizioni che consentiranno all'Europa di sfruttare le opportunità aperte dalla transizione verso il nuovo paradigma di gestione del settore energetico, quali maggiore efficienza, costi contenuti, investimenti e nuovi posti di lavoro. Una politica energetica ribadita come cardine per il rilancio dell'Unione Europea stessa, che sembra aver trovato nel suo ruolo di leader globale nella promozione della decarbonizzazione un consenso che, anche se non privo di sfaccettature, è molto superiore a quello raggiunto su altri temi chiave dell'Unione stessa¹, e stigmatizzato dalla creazione dell'Unione energetica.

La ricetta proposta è sostanzialmente in continuità con il passato e si basa sull'idea che il mercato, libero da condizionamenti e inefficienze, sia il miglior mezzo per il raggiungimento degli obiettivi dichiarati. Più che in passato viene stressata

l'importanza dell'efficienza energetica, unico dei settori chiave della decarbonizzazione per i quali viene proposto un inasprimento degli obiettivi al 2030, anche se l'efficacia della proposte in materia è tra gli argomenti più discussi. Le proposte riguardano quindi l'assetto del mercato dell'energia elettrica, l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, e le norme sulla governance per l'Unione dell'energia. La Commissione propone anche un cambiamento di rotta per l'ecodesign e una strategia per la mobilità connessa e automatizzata. Il pacchetto comprende infine azioni volte ad accelerare l'innovazione dell'energia pulita e a favorire le ristrutturazioni edilizie in Europa.

Parlamento, Consiglio e Stati Membri saranno impegnati nei prossimi due anni nel trasformare le proposte in azioni concrete. Nonostante la lunga preparazione, prima della pubblicazione del pacchetto revisioni anche sostanziali delle diverse proposte non si possono escludere. Rimane fuori dal pacchetto invece il mercato del gas, in merito al quale l'Europa dovrà affrontare il tema della sicurezza, e dei suoi risvolti geopolitici, in contesto di domanda decrescente o al più stagnante. Su questo aspetto sono al momento aperti i lavori di consultazione con i diversi stakeholder, anche se il tema di una possibile revisione delle regole comuni sarà affrontato probabilmente dopo il 2018 e quindi con una nuova Commissione.

continua a pagina 22

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2017

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 14

Mercati per l'ambiente

pag 18

APPROFONDIMENTI

Winter Package: la maxi-iniziativa per il rilancio delle politiche energetiche europee

di Virginia Canazza, Claudia Checchi

– REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ L'ondata di gelo che ha investito l'Europa per buona parte del primo mese del 2017 ha corroborato la crescita dei prezzi dell'energia elettrica sulle più importanti borse europee, innescata, nell'ultima parte del 2016, dai noti problemi legati alla manutenzione del parco nucleare francese. In Italia il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) sale a 72,24 €/MWh, ai massimi dall'autunno del 2012, pur confermandosi, per il quarto mese di fila, inferiore al prezzo della borsa francese. L'attuale fase congiunturale impatta maggiormente sul prezzo di vendita delle zone più settentrionali del Paese allargando lo spread tra Nord e Sud a quasi 20 €/MWh. Il fattore calendario (2 giorni lavorativi in più rispetto a gennaio 2016) assieme a quello climatico sostengono gli scambi di energia elettrica nel Mercato del

Giorno Prima, che registrano l'aumento su base annua più importante degli ultimi 18 mesi (+4,2%) grazie anche al notevole contributo, lato domanda, delle esportazioni (+70% circa). Sul lato offerta, le ridottissime importazioni di energia dall'estero, mai così basse nel mese di gennaio, mettono le ali alle vendite delle unità di produzione nazionali (+16,0%) che si riportano sui livelli del gennaio 2010; ancora in evidenza le vendite degli impianti termoelettrici a gas naturale (+34,2%). La liquidità del mercato, sostenuta dalle esportazioni e dagli acquisti dell'Acquirente Unico balza a 73,1% (+3,0 punti percentuali rispetto ad un anno fa). Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto Febbraio 2017 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 55,60 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in forte rialzo sia sul mese precedente (+15,80 €/MWh, +28,0%) che su gennaio 2016 (+25,76 €/MWh, +55,4%), raggiunge il livello più alto da ottobre 2012, pari a 72,24 €/MWh. La soglia dei 100 €/MWh è stata superata nel 10% circa delle ore del mese, con un picco di 162,41 €/MWh alle 9 di mercoledì 25

gennaio. L'analisi per gruppi di ore rivela vigorosi incrementi tendenziali sia nelle ore di picco (+32,15 €/MWh; +56,6%) che nelle ore fuori picco (+21,77 €/MWh; +51,9%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 88,96 e 63,67 €/MWh, entrambi ai massimi da oltre tre anni. In aumento il rapporto picco/baseload a 1,23 (Grafico 1 e Tabella 1).

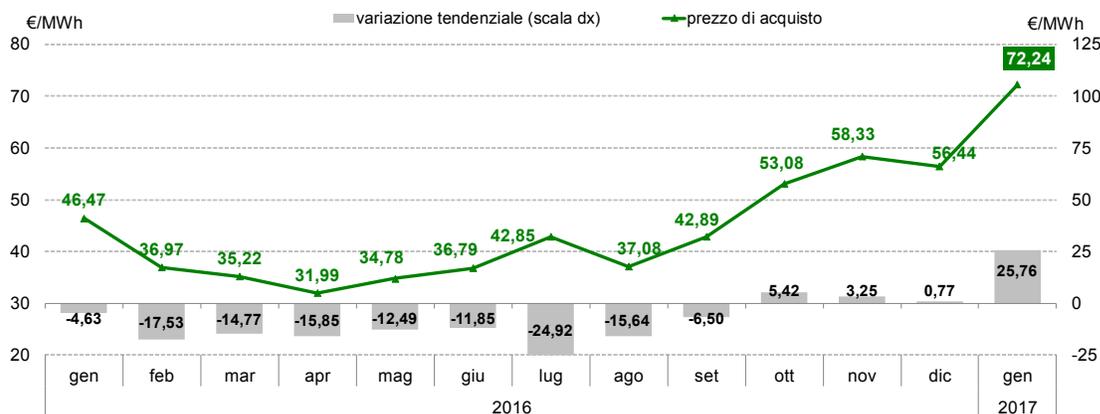
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	72,24	46,47	+25,76	+55,4%	25.500	+8,6%	34.877	+4,2%	73,1%	70,1%
<i>Picco</i>	88,96	56,81	+32,15	+56,6%	31.902	+5,9%	43.122	+2,6%	74,0%	71,7%
<i>Fuori picco</i>	63,67	41,91	+21,77	+51,9%	22.221	+8,2%	30.654	+3,2%	72,5%	69,1%
<i>Minimo orario</i>	38,12	11,36			13.243		20.077		63,2%	57,6%
<i>Massimo orario</i>	162,41	120,00			36.294		48.067		78,6%	77,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

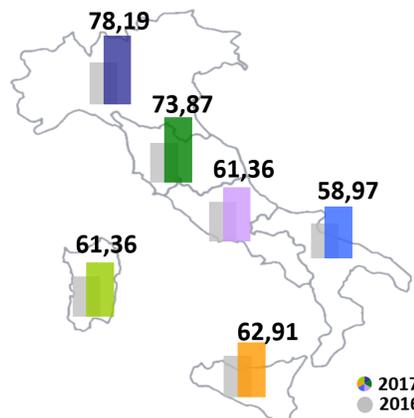
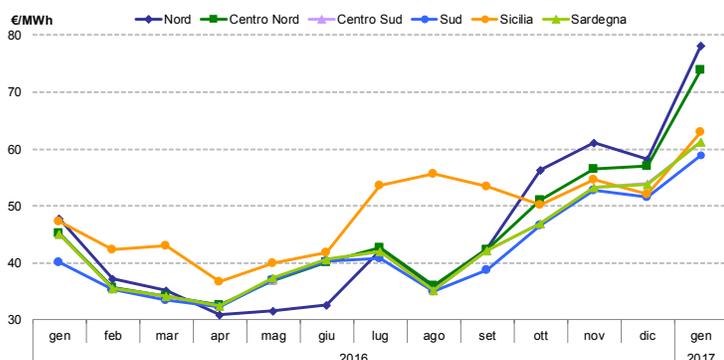


I prezzi di vendita registrano in tutte le zone un sensibile rialzo sia nel confronto tendenziale che in quello congiunturale, più intenso nelle zone settentrionali del Paese (oltre il 63% su base annua) penalizzate, oltre che dalla riduzione delle importazioni conseguente al protrarsi della crisi francese, dalla restrizione, in alcuni giorni del mese, dei transiti con il resto della penisola.

Nord e Centro Nord allargano pertanto lo spread con le altre zone (15-20 €/MWh) portandosi rispettivamente a 78,19 €/MWh e 73,87 €/MWh, ambedue ai massimi da ottobre 2012. Nelle altre zone i prezzi di vendita sono oscillati tra i 62,91 €/MWh della Sicilia e 58,97 €/MWh del Sud, tutti ai massimi dell'ultimo anno e mezzo (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia segnano un nuovo aumento su base annua del 4,2% che si ridimensiona a +2,7% considerando i due giorni lavorativi in più di gennaio 2017. Si tratta del terzo aumento consecutivo, con cui i volumi scambiati si riportano, con 25,9 milioni di MWh, ai livelli del gennaio 2012. Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 19,0 milioni di MWh (+8,6%), si attestano

sul livello più alto degli ultimi tre anni e mezzo mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, ripiegano a 7,0 milioni di MWh (-6,3%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, in aumento di 4,9 punti percentuali su dicembre e di 3,0 rispetto ad un anno fa, balza a 73,1%, ai massimi dall'autunno 2013 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.972.087	+8,6%	73,1%
Operatori	14.496.495	+30,9%	55,9%
GSE	2.211.586	-11,3%	8,5%
Zone estere	2.264.006	-41,9%	8,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.976.325	-6,3%	26,9%
Zone estere	139.062	-80,5%	0,5%
Zone nazionali	6.837.263	+1,6%	26,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.948.412	+4,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.777.988	-16,6%	
OFFERTA TOTALE	41.726.400	-4,8%	

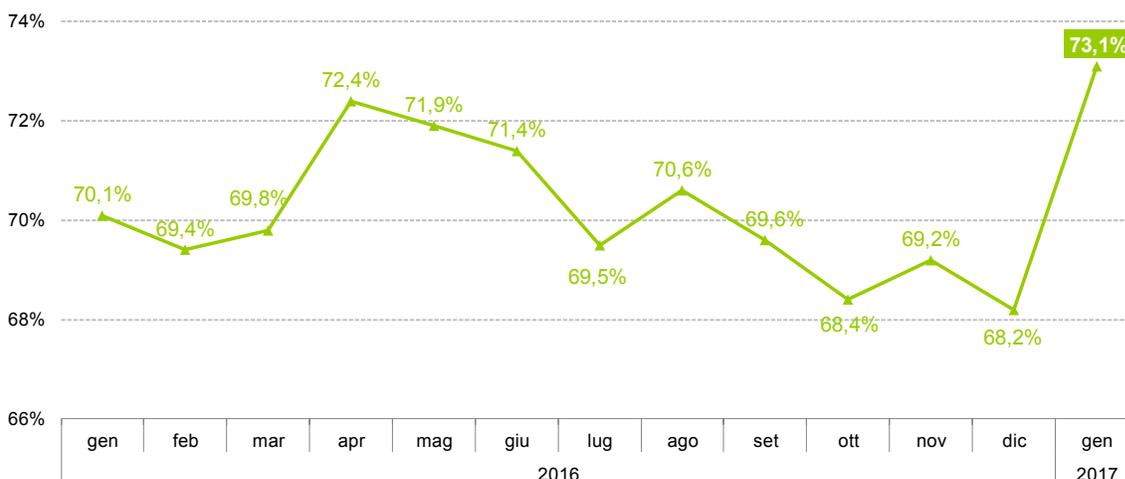
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.972.087	+8,6%	73,1%
Acquirente Unico	5.483.282	+31,3%	21,1%
Altri operatori	9.660.837	+2,4%	37,2%
Pompaggi	6.039	-87,0%	0,0%
Zone estere	1.108.691	+67,7%	4,3%
Saldo programmi PCE	2.713.237	-13,6%	10,5%
PCE (incluso MTE)	6.976.325	-6,3%	26,9%
Zone estere	15.269	+188,1%	0,1%
Zone nazionali AU	25.272	-98,3%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	9.649.021	+6,1%	37,2%
Saldo programmi PCE	-2.713.237		
VOLUMI ACQUISTATI	25.948.412	+4,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	479.696	-65,9%	
DOMANDA TOTALE	26.428.108	+0,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, sostenuti anche dalle basse temperature, segnano un chiaro incremento su base annua attestandosi a 24,8 milioni di MWh (+2,4%). A trainare la crescita gli acquisti nelle zone centrali della penisola (+22,0% il Centro Nord, +11,2% il Centro Sud) e nelle isole, mentre si riducono fortemente al Sud (-19,8%) e permangono stabili al Nord. Ancora in deciso rialzo gli acquisti sulle zone estere (esportazioni) che, stimolati dagli alti prezzi delle borse estere, si confermano sui livelli più alti degli ultimi undici anni a quota

1.124 mila MWh (+68,6%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, favorite dal sensibile calo delle importazioni dall'estero, evidenziano una crescita tendenziale del 16,0% e si portano a 23,5 milioni di MWh, livello tra i più alti dal 2012. L'aumento delle vendite ha riguardato soprattutto le zone continentali, tra cui spicca il Nord con un +28,6%. Le importazioni di energia dall'estero, con un crollo del 47,9% su base annua, segnano un record negativo per il mese di gennaio a quota 2,4 milioni di MWh (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	20.197.941	27.148	+1,0%	11.444.067	15.382	+28,6%	13.822.277	18.578	+0,0%
Centro Nord	2.562.516	3.444	-5,2%	1.758.491	2.364	+9,4%	2.634.104	3.540	+22,0%
Centro Sud	4.871.338	6.547	-1,4%	3.090.381	4.154	+11,9%	4.044.306	5.436	+11,2%
Sud	7.140.571	9.598	+12,0%	5.165.302	6.943	+13,1%	2.035.304	2.736	-19,8%
Sicilia	2.671.517	3.591	-17,3%	1.090.266	1.465	-24,2%	1.535.977	2.064	+8,1%
Sardegna	1.592.744	2.141	-6,5%	996.838	1.340	-2,8%	752.482	1.011	+12,1%
Totale nazionale	39.036.628	52.469	+0,2%	23.545.344	31.647	+16,0%	24.824.452	33.366	+2,4%
Estero	2.689.772	3.615	-44,8%	2.403.068	3.230	-47,9%	1.123.960	1.511	+68,6%
Sistema Italia	41.726.400	56.084	-4,8%	25.948.412	34.877	+4,2%	25.948.412	34.877	+4,2%

A gennaio le vendite da impianti a fonte rinnovabile si attestano a 6,0 milioni di MWh, con un calo dell'1,8% su base annua determinato dalla fonte eolica (-11,1%) e 'solare e altre' (-5,2%); in controtendenza la fonte idraulica (+7,7%). Per contro si evidenzia ancora la veemente crescita delle vendite da impianti a fonte tradizionale (+24,0%), trainata sempre dagli impianti a gas le cui

vendite, in crescita tendenziale del 34,2%, si portano ai massimi da marzo 2013 a quota 12,6 milioni di MWh (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile cede 4,6 punti percentuali e scende a 25,3%, mentre la quota degli impianti a gas ne guadagna 7,2 e sale a 53,3%, tra le più alte da oltre quattro anni (Grafico 4).

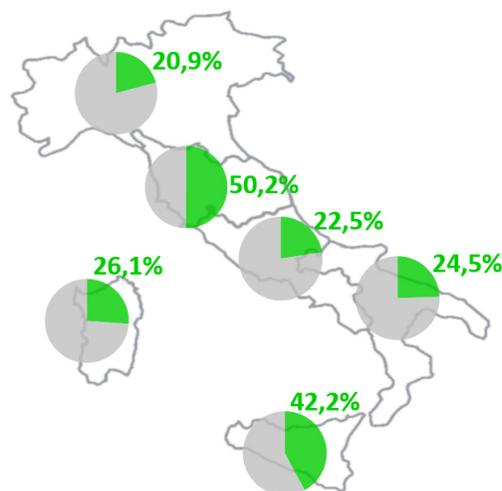
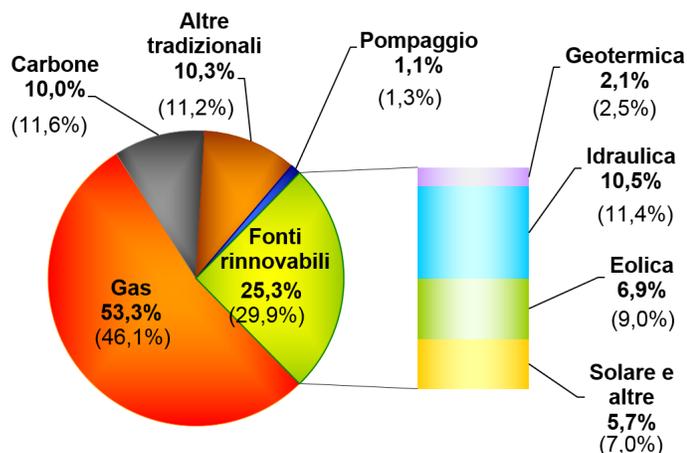
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	11.883	+35,6%	1.178	+35,1%	3.138	+19,4%	5.245	+19,9%	847	-27,3%	989	+1,3%	23.280	+24,0%
Gas	9.531	+42,0%	1.114	+51,5%	1.379	+76,4%	3.664	+19,0%	804	-1,1%	377	-15,3%	16.870	+34,2%
Carbone	1.072	-0,1%	7	-	1.555	-3,3%	-	-	-	-	522	+8,7%	3.157	-0,2%
Altre	1.279	+31,0%	57	-58,5%	203	-14,0%	1.581	+22,1%	43	-87,8%	90	+77,0%	3.253	+6,8%
Fonti rinnovabili	3.216	+13,3%	1.186	-8,0%	937	-13,8%	1.698	-3,9%	618	-19,6%	350	-13,1%	8.005	-1,8%
Idraulica	2.097	+15,9%	309	-16,9%	374	-6,9%	397	+20,7%	94	-38,3%	63	+97,4%	3.335	+7,7%
Geotermica	-	-	680	-1,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	680	-1,5%
Eolica	6	+61,3%	30	+25,8%	382	-21,2%	1.085	-2,9%	447	-13,9%	235	-24,2%	2.185	-11,1%
Solare e altre	1.114	+8,7%	167	-17,8%	180	-9,4%	216	-32,6%	77	-21,3%	51	-14,5%	1.805	-5,2%
Pompaggio	283	-20,7%	-	-	79	-	-	-	-	-	1	-	363	+1,6%
Totale	15.382	+28,6%	2.364	+9,4%	4.154	+11,9%	6.943	+13,1%	1.465	-24,2%	1.340	-2,8%	31.647	+16,0%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

A gennaio sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.173 MWh, di cui 1.512 MWh sul confine francese (70% circa del totale), 253 MWh su quello austriaco e 409 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si dirige prevalentemente in import sulla frontiera austriaca (98,5% delle ore), mentre su quelle francese e slovena, in un numero considerevole di ore (rispettivamente 31,7% e 42,5%), si evidenzia un flusso medio in export pari a 830 MWh sulla prima e 406 MWh sulla seconda (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) sulle tre frontiere risulta lievemente più alta rispetto ad un anno fa; il market coupling ne alloca il 42,1% sulla frontiera francese, l'86,8% su quella austriaca ed il 36,1% su quella slovena. Rispetto a gennaio 2016, le allocazioni con aste esplicite si riducono sensibilmente sulla frontiera austriaca mentre scompaiono quasi completamente (sotto l'1% di NTC) sulle altre due. Sulla frontiera francese e slovena, resta anche inutilizzata una significativa quota di NTC (rispettivamente 57,2% e 63,4%) (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.935 (2.357)	1.837 (2.296)	68,0% (99,7%)	18,4% (93,0%)	1.057 (1.616)	830 (594)	31,7% (0,3%)	17,1% (-)
Italia - Austria	257 (156)	256 (156)	98,5% (99,7%)	97,4% (99,6%)	152 (254)	127 (-)	0,7% (-)	0,7% (-)
Italia - Slovenia	650 (646)	415 (483)	56,9% (83,1%)	20,7% (33,7%)	667 (670)	406 (247)	42,5% (16,9%)	9,1% (0,4%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente; il market coupling sulla frontiera francese e austriaca è stato avviato il 25 febbraio 2015

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

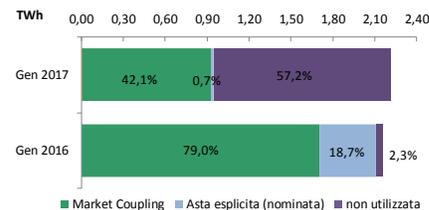
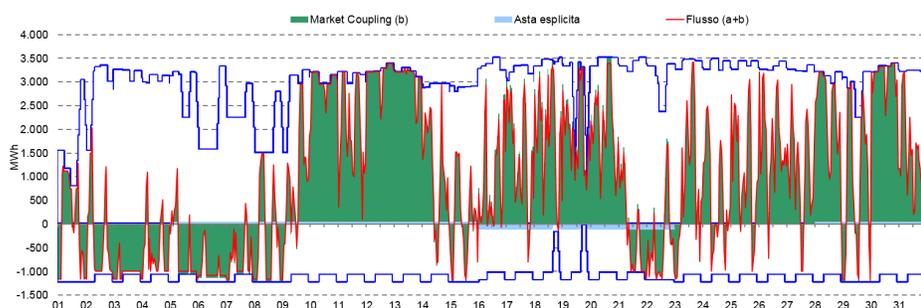


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

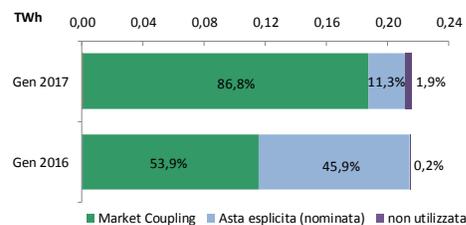
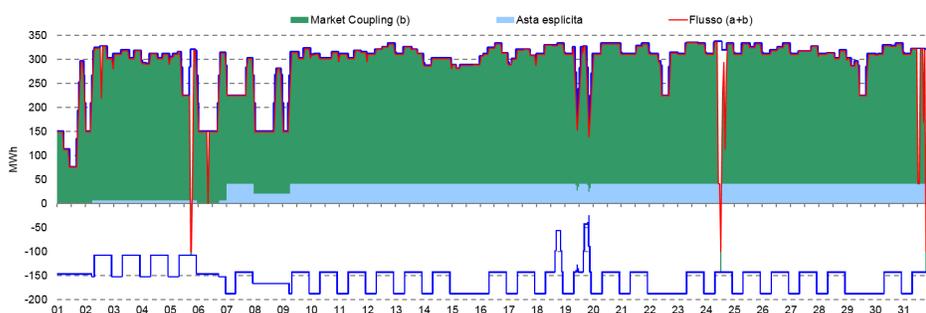
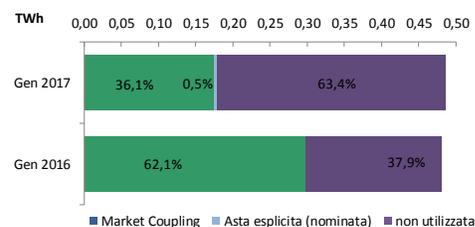
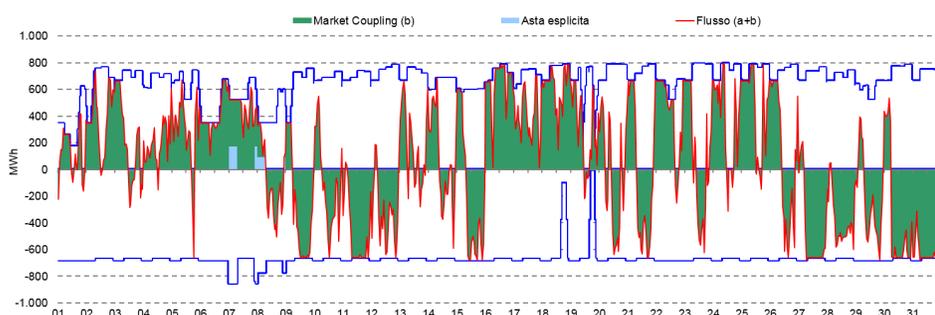


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A gennaio i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI), dopo la battuta di arresto di dicembre, tornano a salire attestandosi tra 67,07 €/MWh di MI1 e 75,27 €/MWh di MI5, tutti ai massimi da luglio 2015. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Anche su base annua, i prezzi di acquisto delle cinque sessioni di MI registrano consistenti rincari compresi tra il

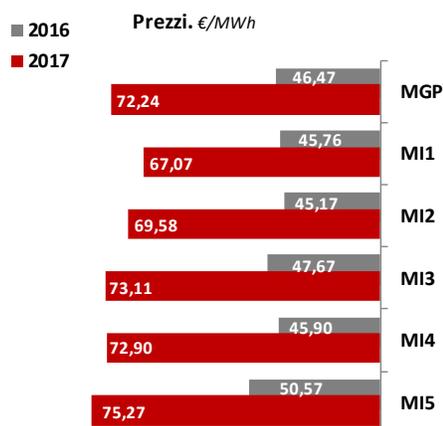
+46,6% di MI1 ed il +58,8% di MI4. Il confronto con il PUN del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia, a parità di ore, prezzi medi di acquisto inferiori in tutte le sessioni di MI, tra cui la spicca MI1 con -7,1% (Figura 1 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero si attestano a 2,5 milioni di MWh, in crescita su base annua del 4,1%, trainata principalmente da MI1 (+15,0%) e da MI5 (+22,0%); in netto calo gli scambi su MI2, stabili nelle altre sessioni (Figura 1 e Grafico 9).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

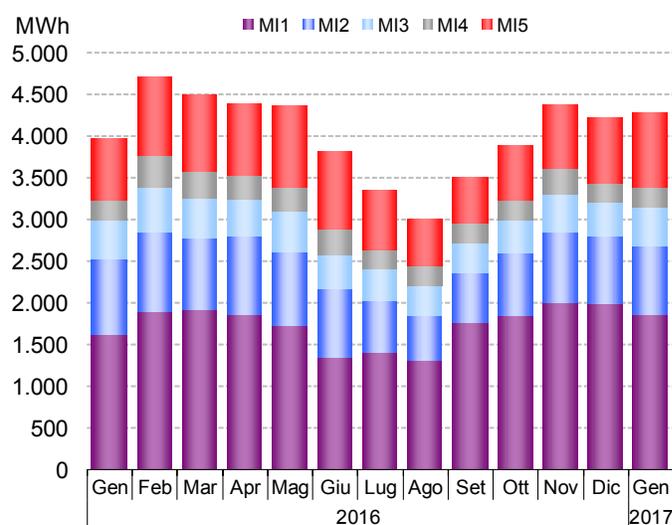
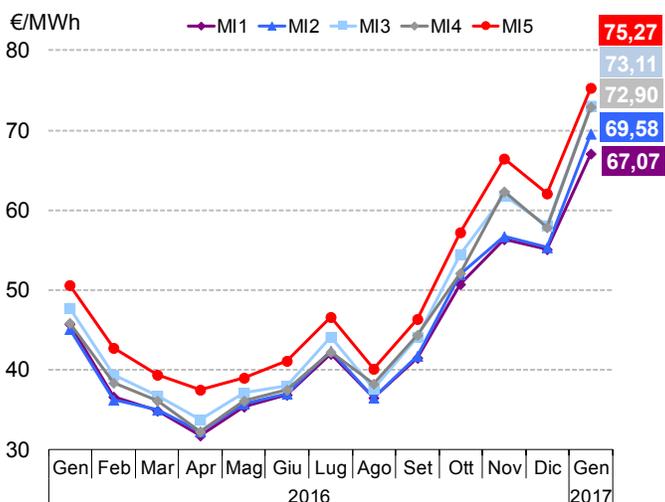
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	72,24	+55,4%	25.948.412	34.877	+4,2%
MI1 (1-24 h)	67,07 (-7,1%)	+46,6%	1.342.019	1.859	+15,0%
MI2 (1-24 h)	69,58 (-3,7%)	+54,0%	590.390	818	-10,1%
MI3 (9-24 h)	73,11 (-6,4%)	+53,3%	228.436	461	+0,7%
MI4 (13-24 h)	72,90 (-4,8%)	+58,8%	91.357	246	+0,8%
MI5 (17-24 h)	75,27 (-4,9%)	+48,9%	224.135	904	+22,0%



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

Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



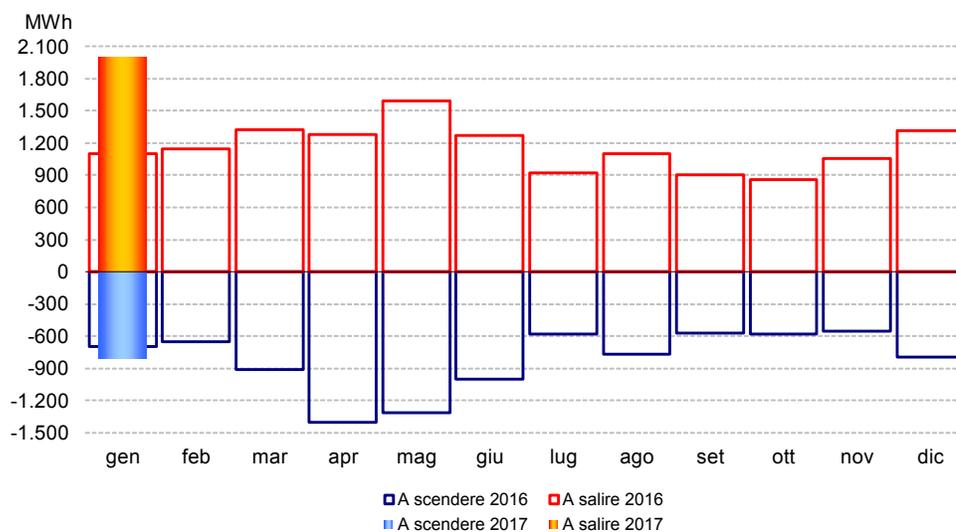
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A gennaio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con una crescita del 76,3% su base annua, si portano sul livello più alto degli ultimi sei anni e mezzo a quota 1.447 mila MWh. In crescita,

seppure più contenuta, anche le vendite di Terna sul mercato a scendere attestatesi a 590 mila MWh (+14,5%), massimo da luglio dello scorso anno (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra una sola negoziazione relativa al prodotto Febbraio 2017 baseload per complessivi 3.360 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 646 mila MWh, in flessione dell'8,9% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziabili a gennaio si mostrano stabili

o in rialzo sul mese precedente (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto Febbraio 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 55,60 €/MWh sul baseload e 64,43 €/MWh sul peakload, ambedue in crescita rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 97 e 5 MW, per complessivi 66 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Febbraio 2017	55,60	+2,9%	1	5	-	5	-	97	65.184
Marzo 2017	50,28	+5,0%	-	-	-	-	-	92	68.356
Aprile 2017	45,56	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2017	42,47	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	43,49	+5,0%	-	-	-	-	-	100	218.400
III Trimestre 2017	46,00	+0,0%	-	-	-	-	-	77	170.016
IV Trimestre 2017	46,45	+0,0%	-	-	-	-	-	77	170.093
I Trimestre 2018	48,51	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	44,00	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	5	-	5			626.865

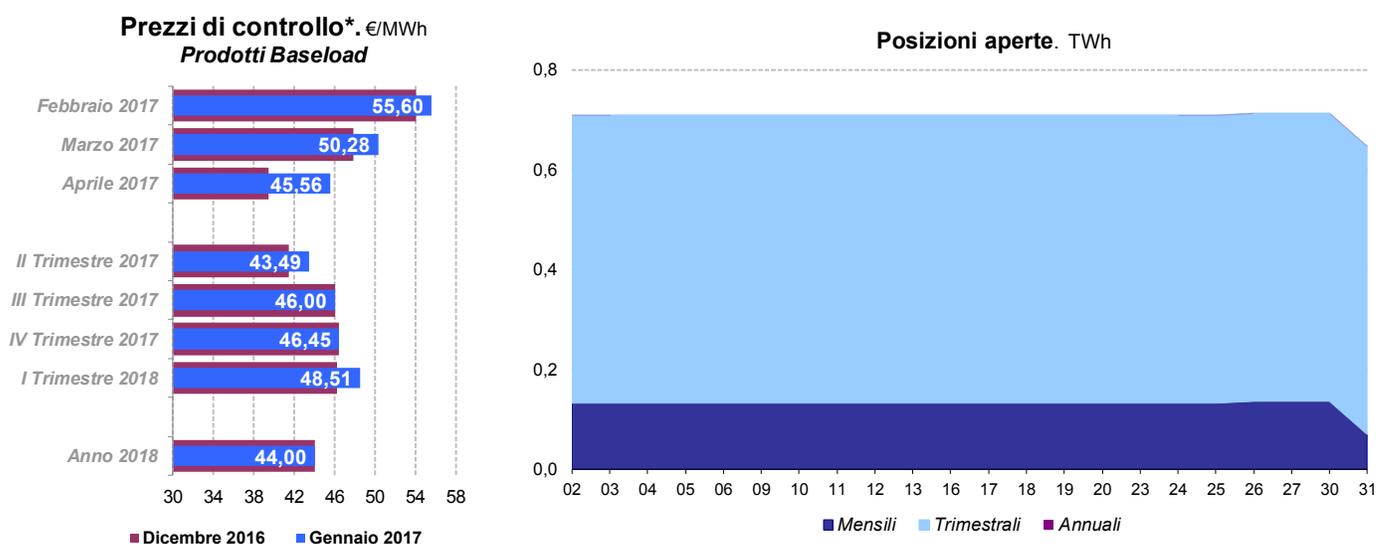
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Febbraio 2017	64,43	+2,9%	-	-	-	-	-	5	1.200
Marzo 2017	55,43	+5,0%	-	-	-	-	-	5	1.380
Aprile 2017	46,90	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2017	45,32	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	46,58	+5,0%	-	-	-	-	-	13	10.140
III Trimestre 2017	51,51	+0,0%	-	-	-	-	-	5	3.900
IV Trimestre 2017	55,54	-0,0%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	56,29	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	49,47	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			19.320
TOTALE			1	5	-	5			646.185

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2017, pari a 25,3 milioni di MWh, con una flessione tendenziale dell'11,1%, scendendo ai minimi da ottobre 2011. In forte calo sia le negoziazioni concluse su MTE, che scendono al minimo storico di 70 mila MWh (-81,1%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 25,2 milioni di MWh (-10,3%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul nuovo Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) sono ammontate a 26 mila MWh in aumento rispetto a dicembre (Tabella 8). La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla

PCE è invece aumentata su base annua del 2,3% portandosi a 13,3 milioni di MWh. Di conseguenza il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, cede 0,29 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,90 (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,0 milioni di MWh, segnano un calo su base annua (-6,3%), mentre i relativi sbilanciamenti a programma salgono a 6,3 milioni di MWh (+13,9%). Si riducono su base anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 9,7 milioni di MWh (-8,5%) con i relativi sbilanciamenti a programma saliti a 3,6 milioni di MWh (+49,4%).

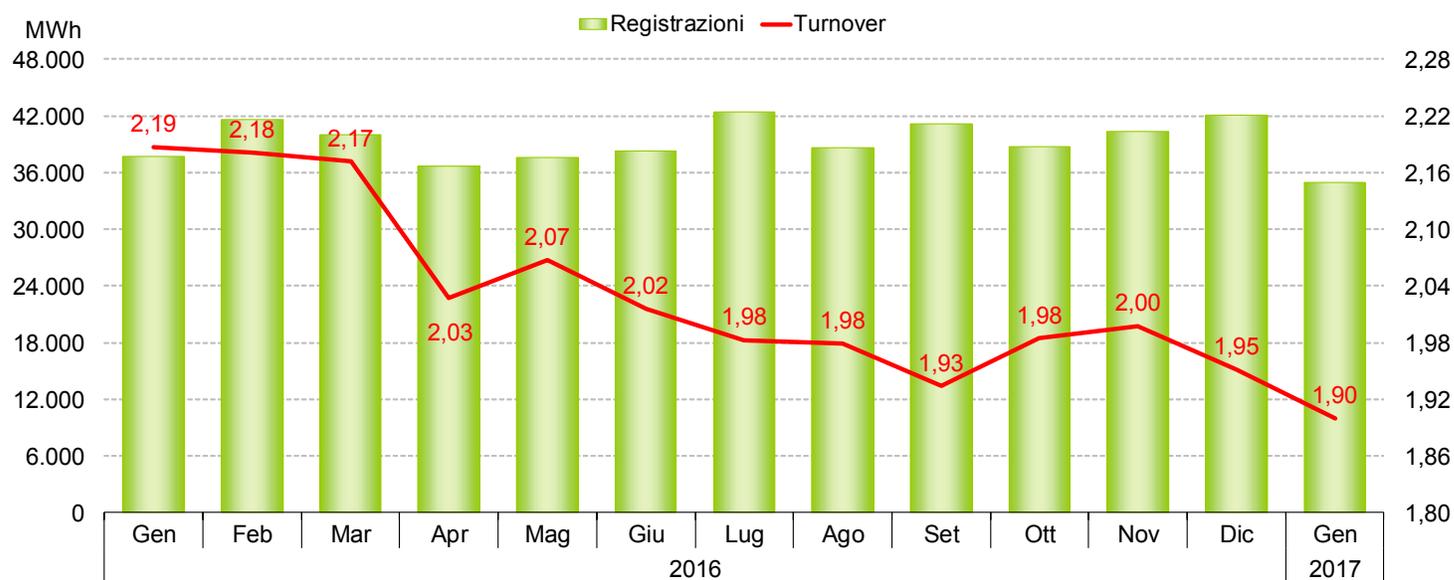
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	6.871.985	- 36,3%	27,2%	Richiesti	7.904.352	-7,0%	100,0%	9.806.778	-7,4%	100,0%
Off Peak	211.752	- 32,5%	0,8%	di cui con indicazione di prezzo	3.404.478	+9,1%	43,1%	8	-	0,0%
Peak	166.328	- 67,0%	0,7%	Rifiutati	928.027	-11,8%	11,7%	117.215	-	1,2%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	927.854	-11,7%	11,7%	-	-	-
Totale Standard	7.250.066	- 37,6%	28,7%	Registrati	6.976.325	-6,3%	88,3%	9.689.562	-8,5%	98,8%
Totale Non standard	17.948.494	+9,0%	71,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.476.624	+19,6%	31,3%	8	-	0,0%
PCE bilaterali	25.198.559	- 10,3%	99,6%	Sbilanciamenti a programma	6.338.095	+13,9%		3.624.858	+49,4%	
MTE	69.768	- 81,1%	0,3%	Saldo programmi	-	-		2.713.237	-13,6%	
MPEG	25.992	-	0,1%							
TOTALE PCE	25.294.319	- 11,1%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.314.420	+2,3%								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno i consumi di gas naturale, proseguendo e rafforzando il trend espansivo osservato nell'ultima parte del 2016, raggiungono il livello più alto degli ultimi undici anni pari a 11.123 milioni di mc, con un aumento del 22,2% su base annua. I consumi civili, sospinti anche dalle rigide temperature di gennaio, fissano un nuovo record, con un incremento del 20,5% rispetto allo scorso anno. Ancora molto sostenuta la crescita dei consumi termoelettrici (+24,6%) favoriti dalle ridotte importazioni di energia elettrica dai paesi confinanti. In aumento anche i consumi industriali (+10,4%).

Sul lato offerta si registra un nuovo balzo delle importazioni di gas naturale, ai massimi da quasi cinque anni (+32,8%), ed un aumento delle erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+9,8%); ancora in flessione invece la produzione nazionale (-4,3%). Si riduce la giacenza di gas naturale a fine mese (-5,0%). Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 5,2% della domanda complessiva di gas naturale, pari a 6,1 milioni di MWh, di cui quasi la metà nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) ad un prezzo medio di 23,10 €/MWh, inferiore alla quotazione al PSV (23,84 €/MWh).

IL CONTESTO

A gennaio prosegue la crescita dei consumi di gas naturale in Italia che, al quarto rialzo consecutivo in doppia cifra, raggiungono il valore più alto dal 2006 pari a 11.123 milioni di mc (+22,2%). L'elevato livello della domanda riflette l'impatto delle rigide temperature sui consumi del settore civile, saliti ai massimi degli ultimi undici anni (6.710 milioni di mc; +20,5%) e una nuova sensibile crescita dei consumi del settore termoelettrico che, sostenuti ancora dal calo delle importazioni di energia elettrica connesso alla lenta ripresa della produzione nucleare francese ed al picco invernale dei consumi d'oltralpe, si portano a 2.649 milioni di mc (+24,6%), valore mai raggiunto negli ultimi sette anni. Buona anche la performance dei consumi del settore industriale che, favoriti anche dal fattore calendario (due giorni lavorativi in più rispetto ad un anno fa), salgono a 1.273 milioni di mc (+10,4%), massimo da aprile 2011. Quasi raddoppiate, rispetto ad un anno fa, le esportazioni salite a

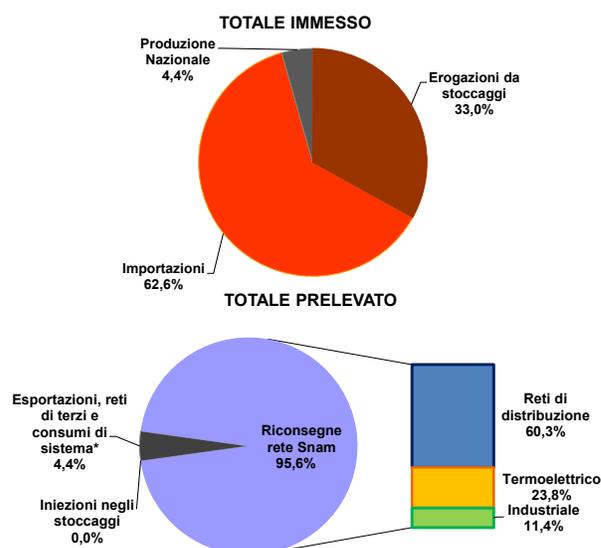
491 milioni di mc (+94,8%). Dal lato offerta a fronte di una nuova flessione, ininterrotta negli ultimi quattro anni, della produzione nazionale (493 milioni di mc; -4,3%), si registra un deciso aumento delle importazioni di gas naturale salite a 6.959 milioni di mc (+32,8%), ai massimi da quasi cinque anni. Tra i punti di entrata, in decisa ripresa tutte le importazioni di gas via tubo, in particolare quelle provenienti dalla Russia a Tarvisio (3.132 mln di mc, +52,6%) e dall'Algeria a Mazara (2.114 mln mc, +31,4%), ma anche quelle dal Nord Europa a Passo Gries e dalla Libia a Gela attestatesi rispettivamente a 760 mln mc (+17,4%) e 477 mln mc (+19,7%). In frenata, invece, le importazioni GNL con Cavarzere che immette in rete solo 472 milioni di mc (-11,2%), mentre restano fermi i rigassificatori di Livorno e Panigaglia. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 3.671 milioni di mc, in aumento del 9,8% rispetto a gennaio 2016; nulle, come un anno fa, le iniezioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.959	73,7	+32,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.114	22,4	+31,4%
Tarvisio	3.132	33,1	+52,6%
Passo Gries	760	8,0	+17,4%
Gela	477	5,1	+19,7%
Gorizia	2	0,0	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-43,2%
Cavarzere (GNL)	472	5,0	-11,2%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	493	5,2	-4,3%
Erogazioni da stoccaggi	3.671	38,9	+9,8%
TOTALE IMMESSO	11.123	117,7	+22,2%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.273	13,5	+10,4%
Termoelettrico	2.649	28,0	+24,6%
Reti di distribuzione	6.710	71,0	+20,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	491	5,2	+94,8%
TOTALE CONSUMATO	11.123	117,7	+22,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	11.123	117,7	+22,2%

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



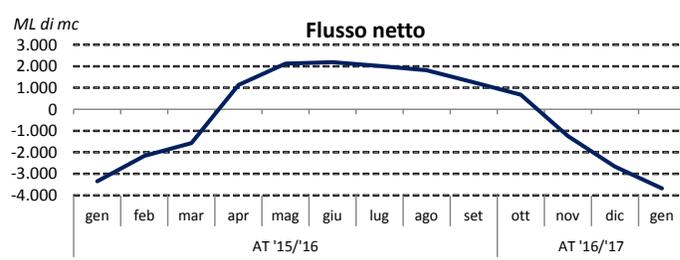
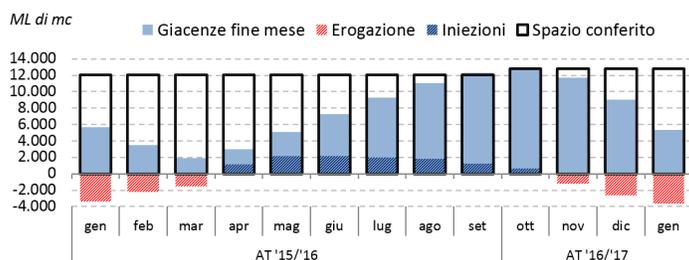
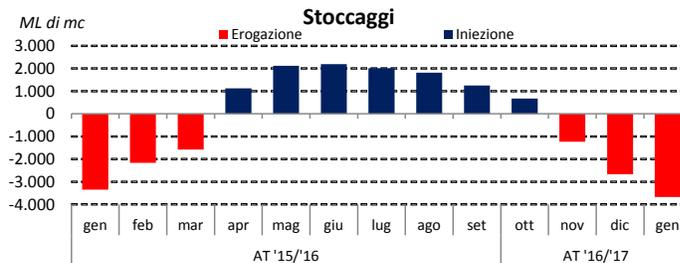
Nell'ultimo giorno del mese di gennaio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.368 milioni di mc, in calo del 5,0% rispetto allo stesso giorno del 2016. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 42,0%, anch'esso più basso rispetto ad un anno fa (-4,8 p.p.).

quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con un sensibile aumento sia sul mese precedente (+4,07 €/MWh, +20,6%) che rispetto ad un anno fa (+7,94 €/MWh, +50,0%), si porta ai massimi da aprile 2015 a quota 23,84 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2017)	5.368	-5,0%
Erogazione (flusso out)	3.671	+9,8%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	3.671	+9,8%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	42,0%	-4,8 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A gennaio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 6,1 milioni di MWh, pari al 5,2% della domanda complessiva di gas naturale (4,6% a gennaio 2016). I mercati a pronti MP-GAS hanno raccolto poco più della metà degli volumi scambiati, tra questi il Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) si conferma ancora il più liquido con 3.018 mila MWh scambiati (erano 98 mila MWh un anno fa) ad un prezzo

medio di 23,10 €/MWh poco più basso rispetto alla quotazione al PSV. Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) i volumi scambiati, nulli un anno fa, si sono, invece, attestati a 324 mila MWh ad un prezzo medio di 22,98 €/MWh. I rimanenti 2.771 mila MWh sono stati scambiati sul Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PB-GAS, avviato lo scorso ottobre, in cui il prezzo medio è risultato pari a 20,99 €/MWh.

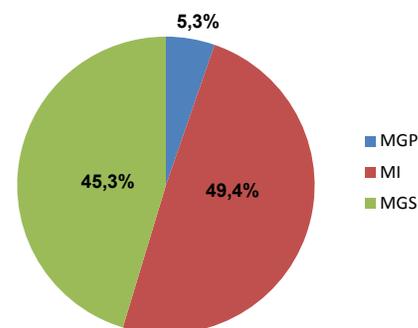
Figura 3: Mercati del gas naturale*

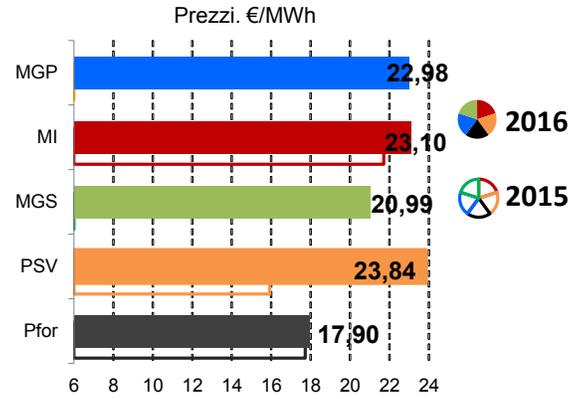
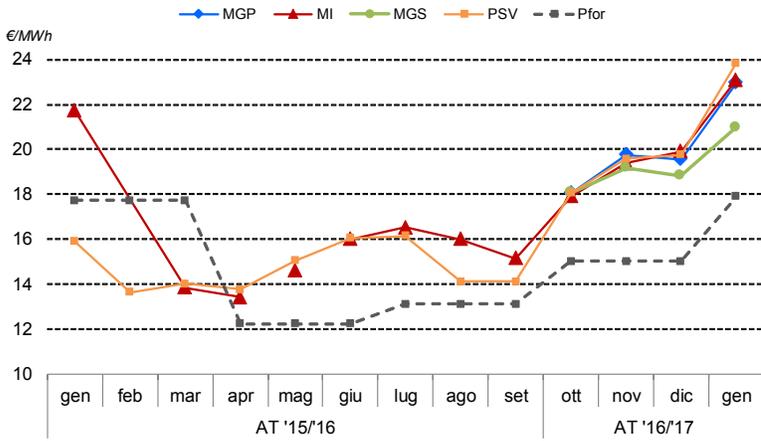
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	22,98	(-)	19,75	324.380	(-)
MI	23,10	(21,72)	19,50	3.018.274	(98.000,00)
MT-GAS	-	(-)	-	-	(-)
PB-GAS					
MGS	20,99	(-)	20,11	2.771.134	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)
P-GAS					
Import	-	(-)	-	-	(-)
Ex d.lgs 130/10	-	(-)	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

Struttura degli scambi





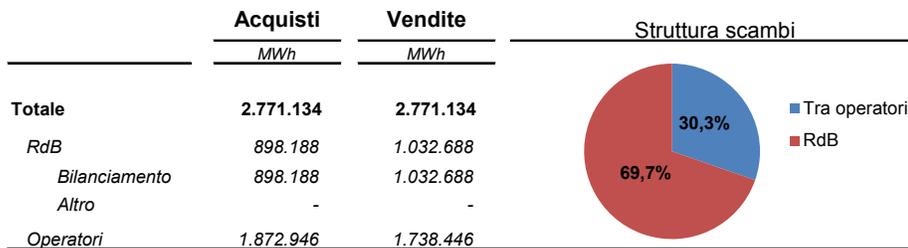
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

Sul Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) l'attività di SRG ha movimentato 1,0 milioni di MWh sul lato vendite e 898 mila MWh

sul lato acquisti, mentre i volumi scambiati tra operatori (840 mila MWh) hanno rappresentato il 30,3% del totale scambiato.

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

Fonte: dati GME



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il primo mese del 2017 apre all'insegna di diffusi apprezzamenti delle quotazioni dei principali mercati energetici europei. In ripresa sui livelli massimi dell'ultimo anno i prezzi del greggio e degli altri combustibili, con il carbone che segna il valore più alto dal 2013. Forti aumenti anche sui principali hub europei del gas

naturale, dove tutte le quotazioni si spingono oltre la soglia dei 20 €/MWh. Tali sviluppi associati al protrarsi delle tensioni registrate sulla borsa elettrica francese esercitano un effetto rialzista sia su tutti i prezzi spot dell'energia elettrica, ai massimi degli ultimi quattro anni, che sulle aspettative espresse dalle quotazioni future.

A gennaio, il prezzo del greggio continua il trend crescente iniziato ad agosto dello scorso anno, che ha conosciuto una battuta di arresto solo a novembre 2016, e si attesta sopra i 54 \$/bbl, ai massimi da oltre un anno, rincarando del 3% sul mese precedente e del 77% su base annua. Dinamiche analoghe anche per le quotazioni degli altri prodotti petroliferi, con il gasolio a quota 476 \$/MT (+73% su base annua) e l'olio combustibile a 299 \$/MT (+122%), ambedue sui livelli più alti dell'ultimo anno. Variazioni più contenute invece per i prezzi a termine con scadenze entro l'anno corrente, disegnando una curva lievemente crescente sui livelli alti fin qui raggiunti anche

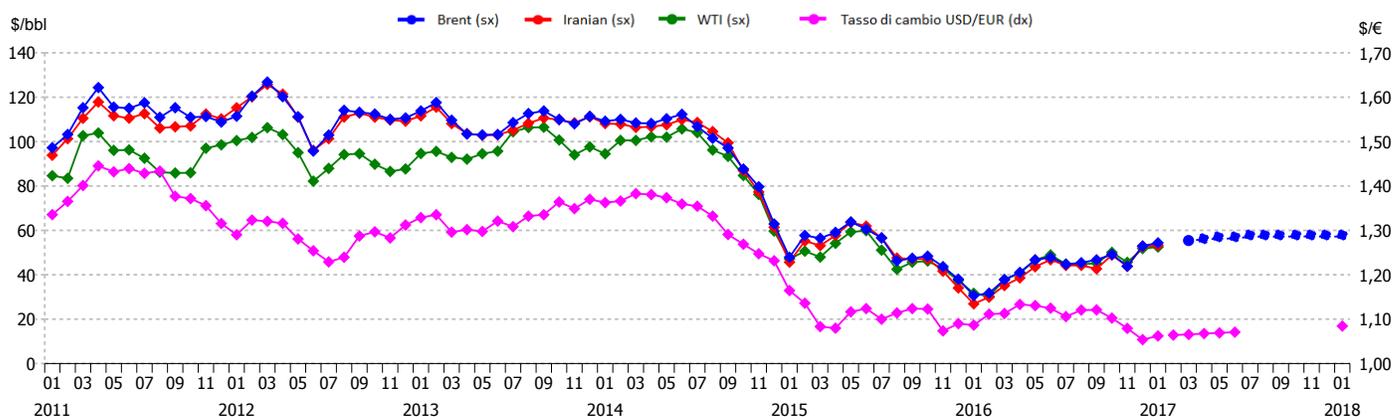
per scadenze più lontane. Si conferma sui valori alti dei mesi precedenti il prezzo a pronti del carbone, segnando il massimo da marzo 2013 a quota 88 \$/MT (+1% su dicembre, +93% su gennaio 2016). In crescita sul mese precedente anche le aspettative a termine con quotazioni che si proiettano, tuttavia, su livelli inferiori al prezzo a pronti, fino a scendere a 66 \$/MT per il nuovo prodotto annuale 2018.

Le variazioni osservate non subiscono modifiche significative nella conversione delle quotazioni in euro, in corrispondenza di una modesta ripresa del tasso di cambio a 1,06 \$/€ (+1%), registrato sia a pronti che nel medio periodo.

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

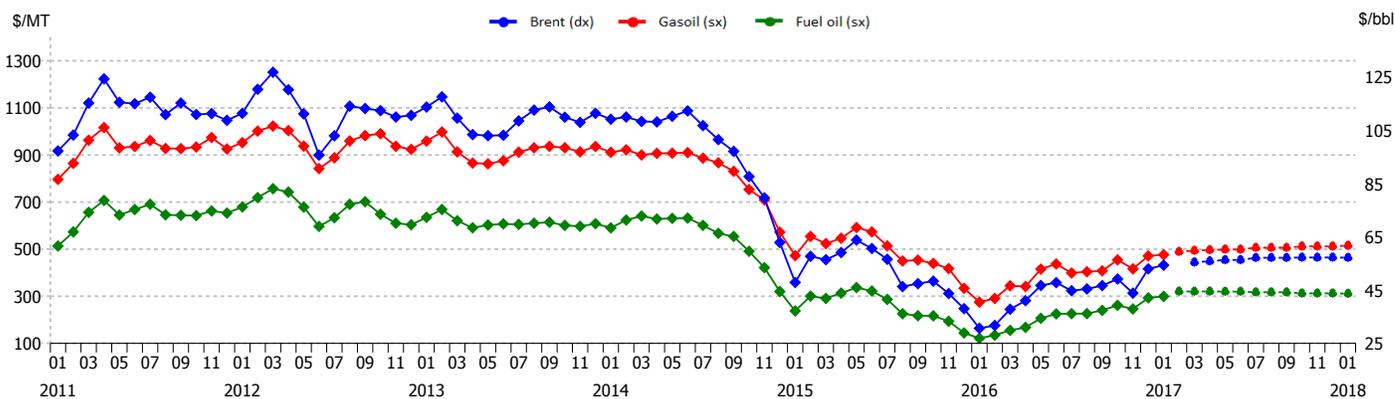
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Gen 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 17	Var M-1 (%)	Mar 17	Var M-1 (%)	Apr 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	54,39	+ 3 %	+ 77 %	-	-	-	55,45	- 1 %	55,88	-	-	-
	€/bbl	51,21	+ 2 %	+ 82 %	-	-	-	52,04	-	52,34	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	299,31	+ 2 %	+ 122 %	320,90	320,47	+ 3 %	320,30	+ 3 %	320,46	-	309,25	- 1 %
	€/MT	281,81	+ 1 %	+ 127 %	-	301,13	-	300,59	-	300,18	-	285,19	-
GASOLIO	\$/MT	475,89	+ 1 %	+ 73 %	501,00	489,13	- 1 %	493,58	- 1 %	496,60	-	-	- 100 %
	€/MT	448,06	+ 0 %	+ 77 %	-	459,61	-	463,21	-	465,17	-	-	-
CARBONE	\$/MT	87,66	+ 1 %	+ 93 %	86,50	82,97	+ 11 %	78,46	+ 10 %	75,69	-	65,89	- 2 %
	€/MT	82,53	+ 0 %	+ 97 %	-	77,96	-	73,63	-	70,90	-	60,76	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,06	+ 1 %	- 2 %	-	1,06	+ 1 %	1,07	+ 1 %	1,07	-	1,08	+ 3 %

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



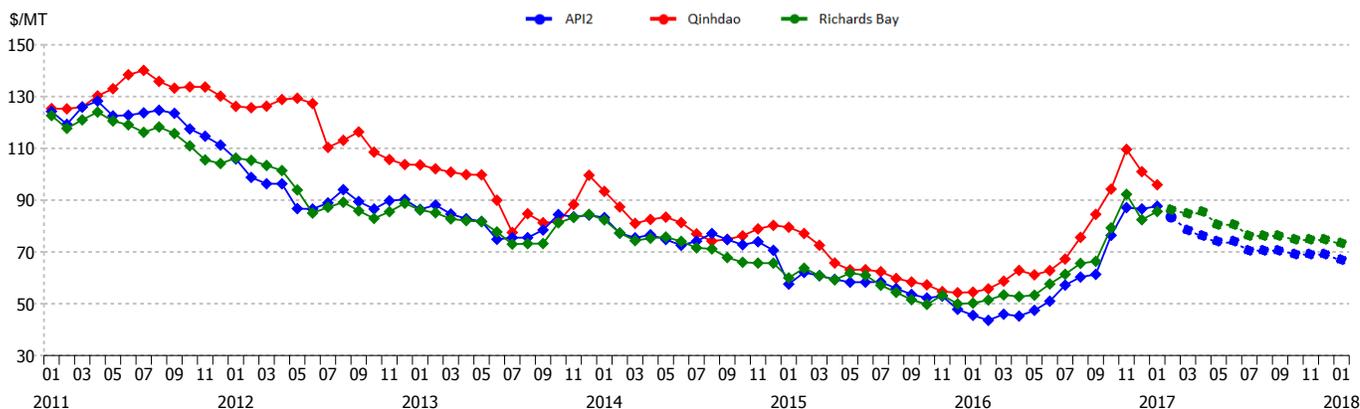
Fonte: Thomson-Reuters

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

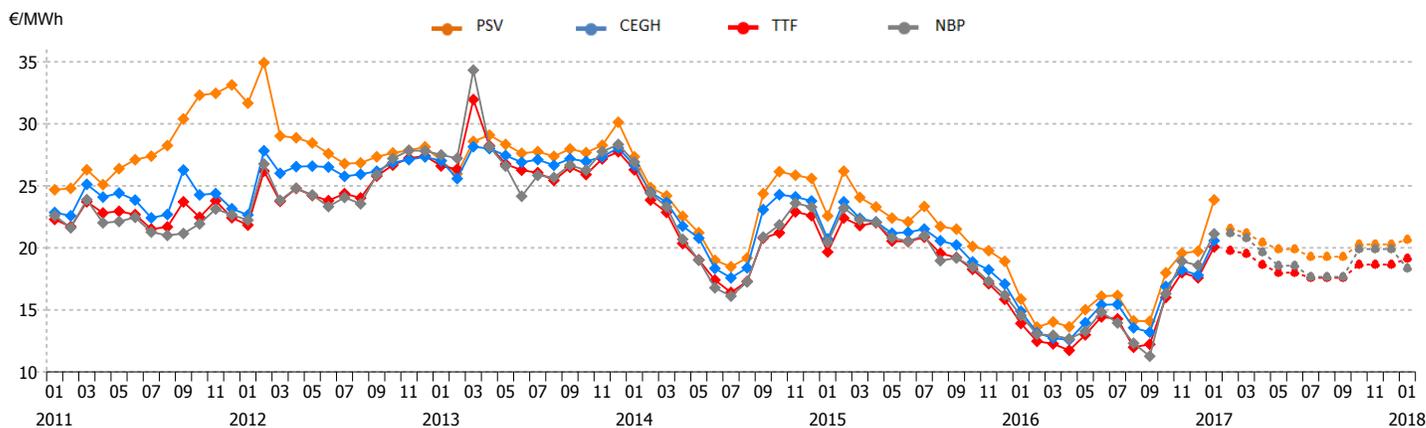
In vigorosa crescita le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas, tutte ai massimi da oltre un anno, oscillate tra i 20 €/MWh registrati al TTF (+14%) ed i 24 €/MWh raggiunti al PSV, che mette a segno anche i rincari, congiunturale e

tendenziali, più elevati (rispettivamente +21% e +50%). Tali dinamiche spingono al rialzo anche le aspettative di medio termine, con quotazioni lievemente inferiori ai relativi livelli spot, pur rimanendo intorno alla soglia dei 20 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Gen 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 17	Var M-1 (%)	Mar 17	Var M-1 (%)	Apr 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PSV	IT	23,87	+ 21 %	+ 50 %	20,77	21,55	+ 9 %	21,19	+ 9 %	20,44	-	19,63	+ 6 %
TTF	NL	20,07	+ 14 %	+ 44 %	19,60	19,78	+ 10 %	19,53	+ 9 %	18,64	-	17,98	+ 2 %
CEGH	AT	20,58	+ 16 %	+ 38 %	19,28	20,21	+ 16 %	-	-	19,03	-	-	-
NBP	UK	21,13	+ 14 %	+ 45 %	21,15	21,19	+ 9 %	20,79	+ 8 %	19,65	-	18,56	-



Il protrarsi della crisi francese, con la produzione da impianti nucleari non ancora a pieno regime e l'incremento della domanda conseguente all'ultima ondata di gelo, e il repentino rincaro dei prezzi del gas hanno prodotto i loro effetti su tutte le principali borse elettriche europee, spingendo al rialzo i prezzi registrati sia a pronti (ovunque ai massimi degli ultimi anni) che a termine. Pertanto, sulla scia degli incrementi riportati dalla borsa francese (+32% su dicembre), anche quella Svizzera riporta un medesimo rincaro attestandosi entrambe a 77-78 €/MWh; attorno a 72 €/MWh i prezzi nell'area mediterranea (Italia

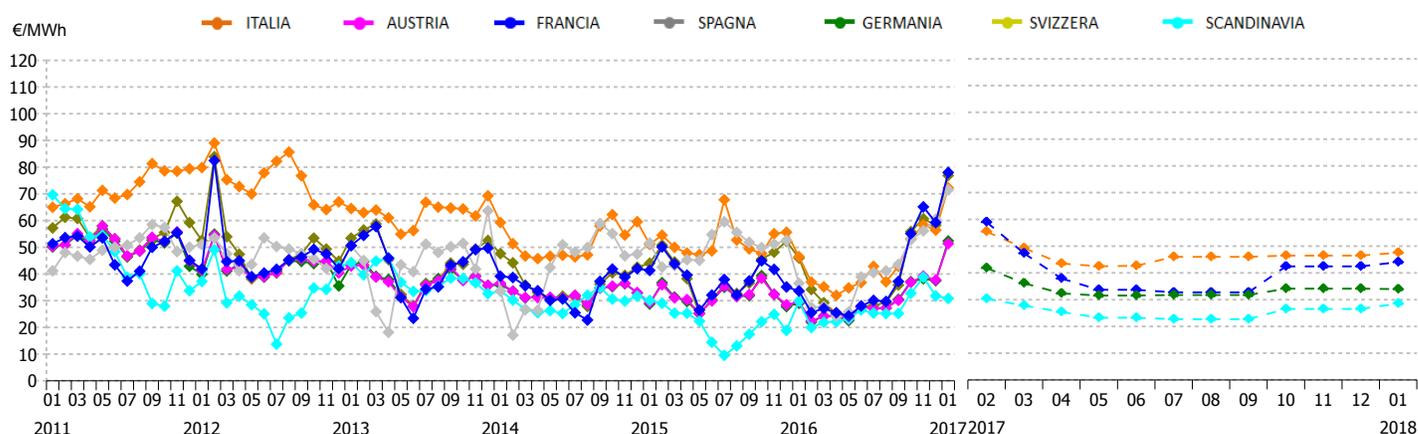
+28%, Spagna +18%) ed a 52 €/MWh circa quelli nell'area continentale (Germania +40%, Austria +36%). Si distingue la piattaforma scandinava che con 31 €/MWh è l'unica in calo congiunturale (-3%). Forte anche l'impatto che tali dinamiche hanno mostrato sulle quotazioni a termine con rincari compresi tra il +6% ed il +13% per i prossimi mesi dell'anno.

Tuttavia, in considerazione dell'incertezza legata al ritorno alla normalità delle problematiche interne sugli impianti nucleari, i prezzi futures si collocano su livelli nettamente più bassi degli attuali livelli spot.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Gen 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 17	Var M-1 (%)	Mar 17	Var M-1 (%)	Apr 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	72,24	+ 28 %	+ 55 %	-	54,91	+ 10 %	48,76	+ 6 %	42,97	-	44,00	- 1 %
FRANCIA	78,00	+ 32 %	+ 132 %	65,01	59,00	+ 10 %	47,36	+ 12 %	37,92	-	36,15	-
GERMANIA	52,37	+ 40 %	+ 80 %	45,05	41,84	+ 13 %	36,15	+ 11 %	32,34	-	29,88	-
SPAGNA	71,49	+ 18 %	+ 96 %	36,50	30,34	-	27,79	-	25,45	-	22,65	-
AREA SCANDINAVA	30,81	- 3 %	+ 3 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	51,37	+ 36 %	+ 74 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	76,87	+ 32 %	+ 67 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

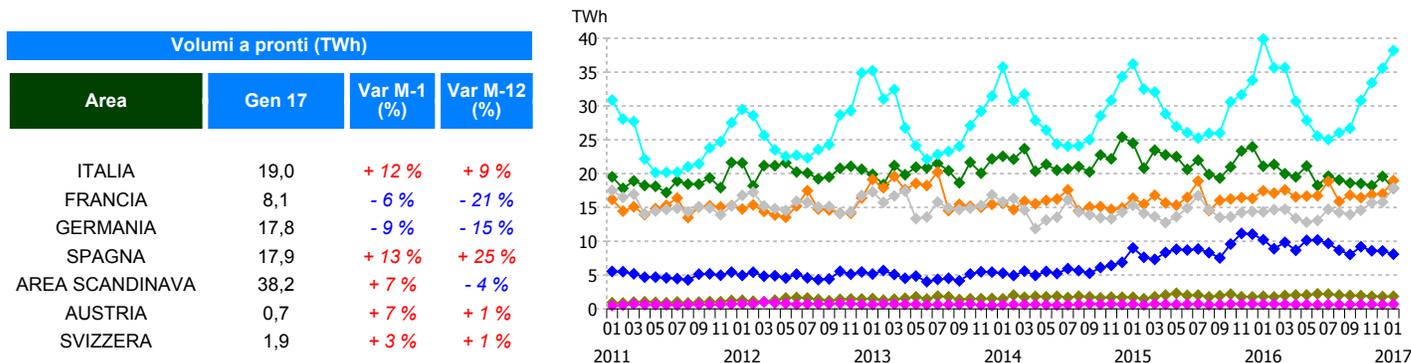


I volumi contrattati sulle principali borse europee registrano una diffusa e consistente crescita congiunturale e tendenziale in quasi tutti i mercati; fa eccezione la piattaforma EPEX che, con 27,8 TWh scambiati in totale per consegne in Germania, Svizzera e Francia, perde liquidità rispetto ai due riferimenti temporali. Al sesto rialzo consecutivo la piattaforma Nordpool

per i paesi nordici (+7% su dicembre) che, con 38,2 TWh (livello poco sotto il picco dell'anno precedente), si conferma la più importante in termini di liquidità. Si attesta sul valore più alto degli ultimi tre anni e mezzo l'energia movimentata in Italia (19,0 TWh) ed in Spagna (17,9%), ambedue alimentate dalla scarsità di offerta della limitrofa borsa francese.

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

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di gennaio 2017, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 673.857 TEE, in aumento rispetto ai 508.760 TEE scambiati ad dicembre. Dei 673.857 TEE sono stati scambiati 166.602 TEE di Tipo I e 263.985 TEE di Tipo II, 21.851 TEE di Tipo II-CAR e 221.419 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 193,68 €/tep (226,74 €/tep a dicembre), mentre i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media pari a 193,37 €/tep (226,08 €/tep lo scorso mese), i TEE di Tipo II-CAR sono stati scambiati ad una media pari a 195,37 €/tep (227,57 €/tep a

dicembre) e i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media di 194,64 €/tep (225,90 €/tep, il mese scorso).

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari allo 14,58 % per i TEE di Tipo I, di 14,47 % per i TEE di Tipo II, di 14,15 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 13,84 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 925.634 TEE (281.788 TEE di Tipo I, 449.498 TEE di Tipo II, 30.314 TEE di Tipo II CAR, 164.034 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 44.891.503 TEE. Di seguito la tabella riassuntiva, mensile, relativa al mercato TEE.

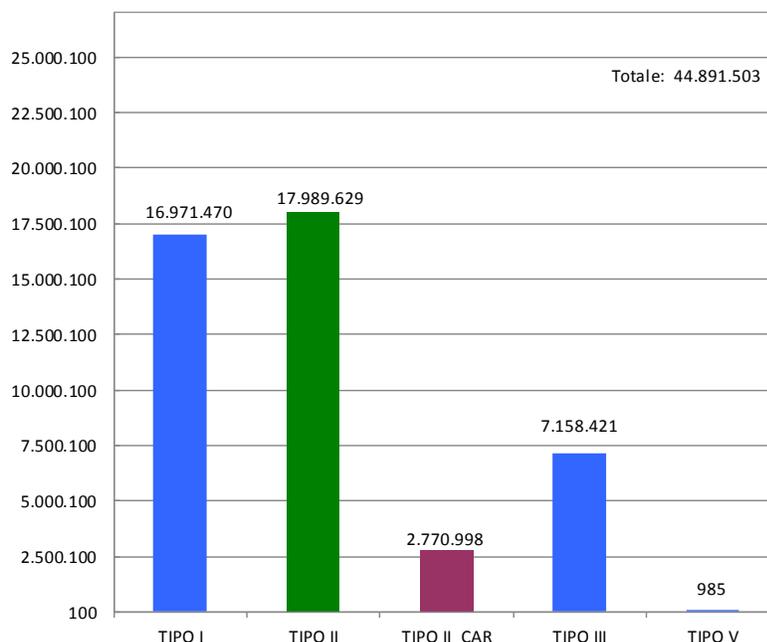
TEE, risultati del mercato del GME - gennaio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	166.602	32.267.107,11	150,00	220,00	193,68
Tipo II	263.985	51.046.764,80	152,00	215,00	193,37
Tipo II-CAR	21.851	4.269.118,92	189,00	205,50	195,37
Tipo III	221.419	43.097.185,77	145,00	205,50	194,64
Totale	673.857	130.680.176,60	145,00	220,00	193,93

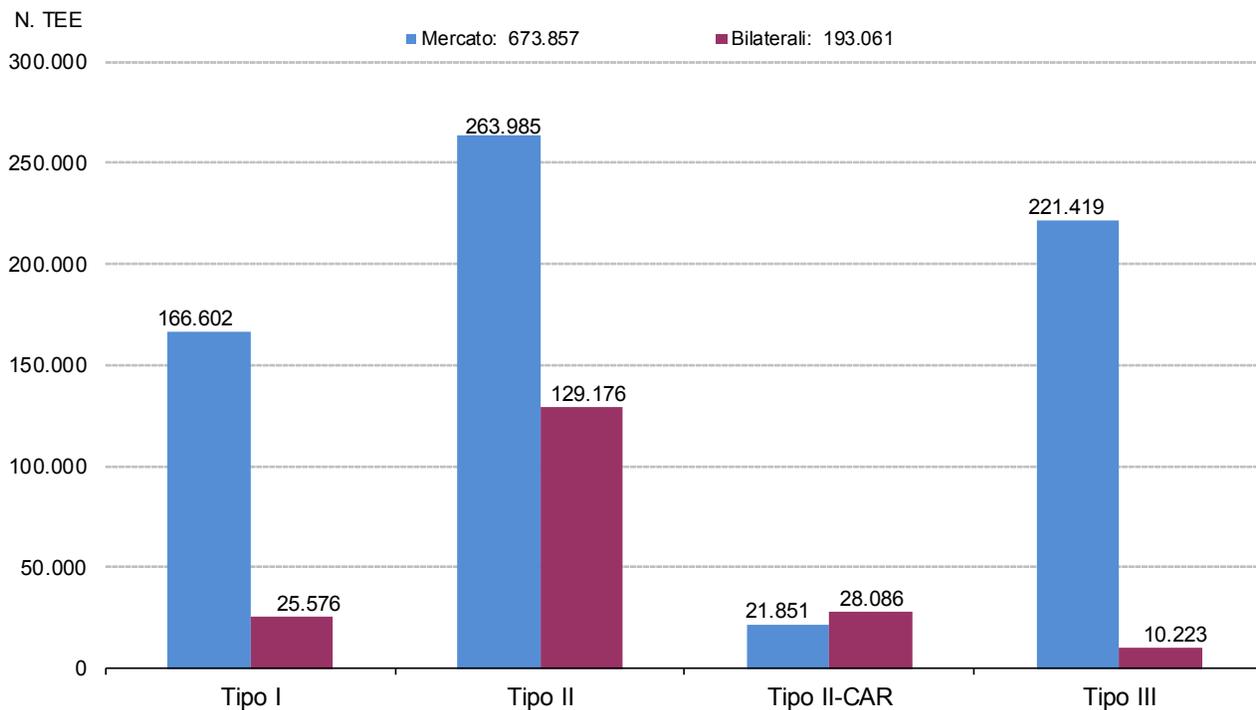
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine gennaio 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



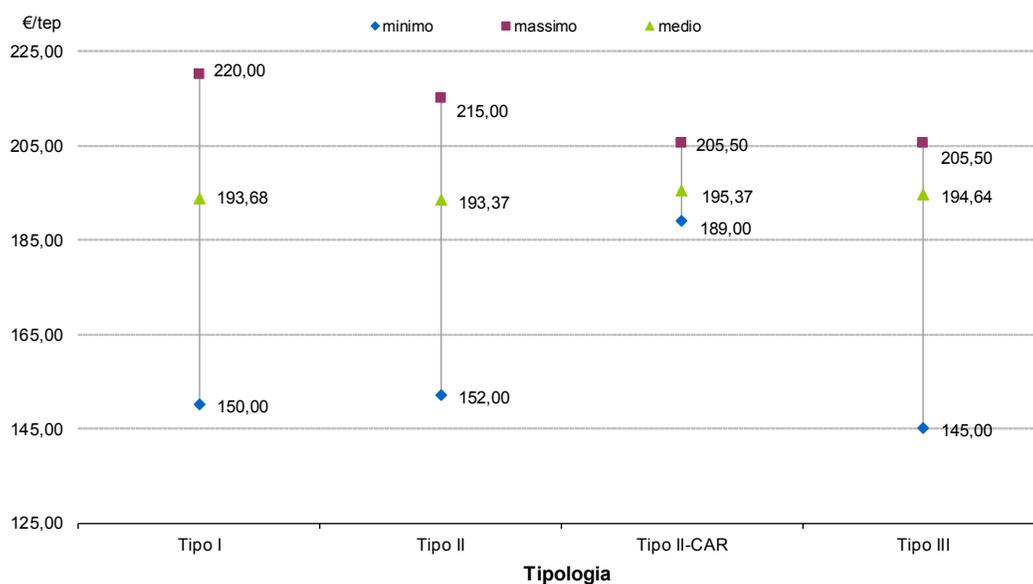
TEE scambiati nel 2017

Fonte: GME



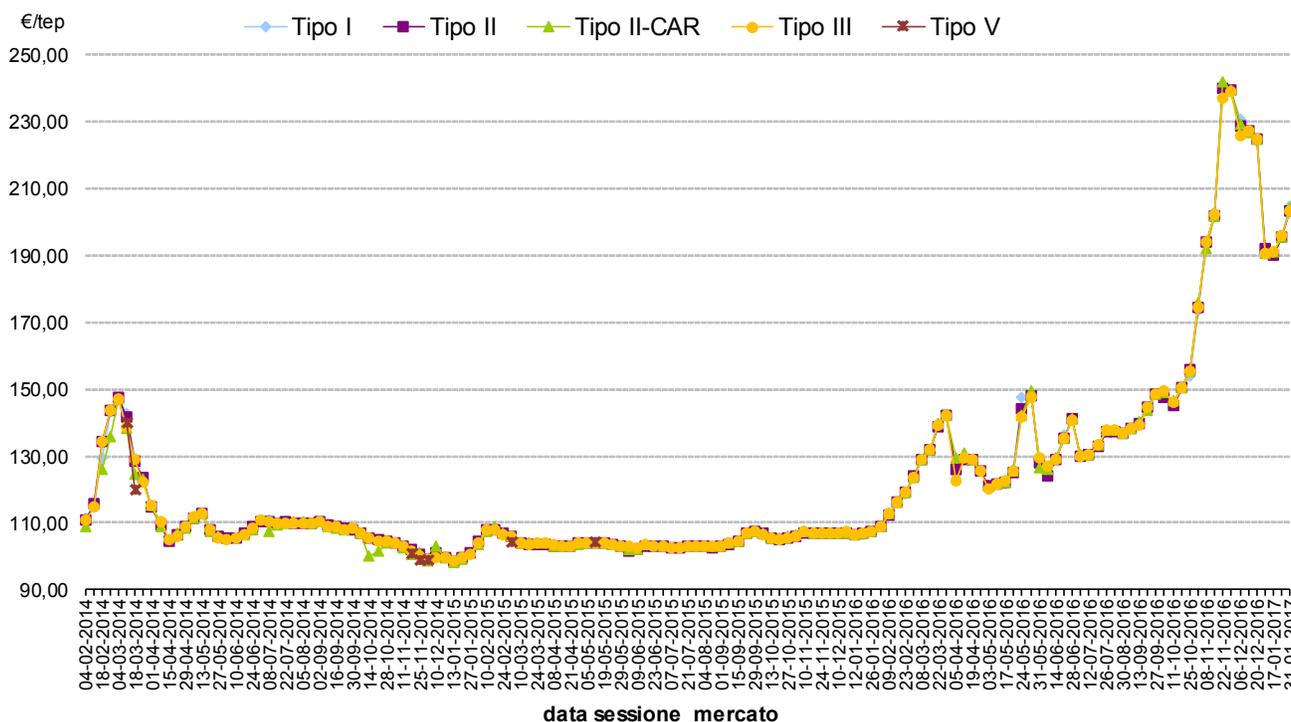
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2017)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2014 - 2017)

Fonte: GME



Nel corso del mese di gennaio 2017 sono stati scambiati 193.061 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (640.816 TEE nel mese scorso).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 137,60 €/tep (108,23 €/tep lo scorso mese),

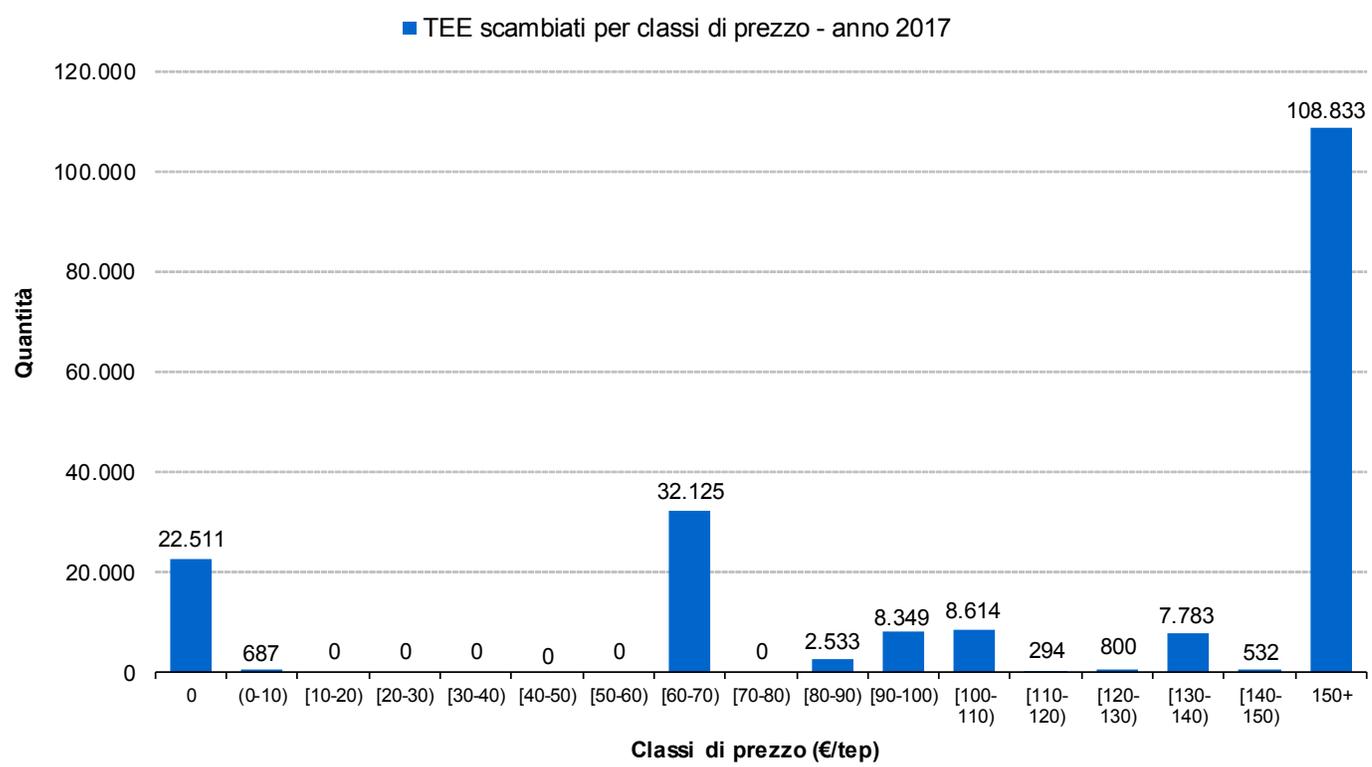
minore di 56,33 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (226,22 €/tep la media del mercato a dicembre). Segue la Tabella riassuntiva mensile, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - gennaio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	25.576	3.870.695,93	0,00	226,27	151,34
Tipo II	129.176	14.929.153,54	0,00	230,00	115,57
Tipo II-CAR	28.086	5.597.489,31	167,96	223,30	199,30
Tipo III	10.223	2.167.260,90	0,00	230,00	212,00
Totale	193.061	26.564.599,68	0,00	230,00	137,60

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente, nel mese di gennaio, per ciascuna classe di prezzo.



WINTER PACKAGE: LA MAXI-INIZIATIVA PER IL RILANCIO DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE

di Virginia Canazza, Claudia Checchi – REF-E

(continua dalla prima)

Un nuovo disegno per il mercato dell'energia elettrica

L'imposizione di un disegno di mercato comune è, tra le previsioni del pacchetto, quella che prevedibilmente avrà un impatto maggiore, introducendo regole che, se pure già molto discusse e annunciate, non per questo risultano meno innovative e talvolta rivoluzionarie, soprattutto per alcuni sistemi, in primis quello nostrano.

La rinnovata fiducia nel mercato come mezzo per promuovere non solo l'efficienza ma anche l'integrazione delle fonti rinnovabili, che pure devono progressivamente passare da una gestione basata sulla promozione attraverso incentivi ad una gestione di mercato, significa incentrare l'attenzione sui mercati a pronti e sul bilanciamento, temi prioritari e ampiamente discussi anche nell'agenda dei regolatori e decisori italiani. Le proposte di Direttiva e di Regolamento in materia ribadiscono la tendenza già espressa con il Terzo Pacchetto e con la sfida della definizione dei Codici di rete Europei, che è quella di definire regole europee e armonizzate che vanno nel dettaglio del funzionamento e dell'operatività dei diversi mercati. L'orientamento verso un organizzazione dei mercati che dà per risolto il tema della gestione del bilanciamento attraverso meccanismi risolti molto prima del tempo reale, in larga parte decentralizzati e lasciati alla responsabilità dei singoli operatori – anche grazie alla ribadita convinzione dell'opportunità di ridurre al minimo le congestioni stesse grazie alla crescita delle reti e in particolare di quelle di interconnessione – rappresenta senza dubbio una sfida per l'Italia, dove l'entità della congestione di rete è da tempo il motivo che frena la decentralizzazione delle decisioni di dispacciamento.

Mercati della capacità limitati

In questo contesto il ruolo dei mercati della capacità non può che essere residuale. Partendo dall'idea che il mercato energy-only è la soluzione più adeguata per evitare distorsioni del mercato, i meccanismi di mercato per la remunerazione della capacità sono ammessi ma solo sotto certe condizioni, aggiuntive a quelle già definite nelle linee guida sugli aiuti di stato: deve essere dimostrata la presenza di effettive problematiche di adeguatezza, dove gli indicatori di adeguatezza devono essere calcolati con una metodologia trasparente, devono essere consultati sul meccanismo anche i paesi limitrofi che potrebbero essere impattati, mentre impianti che hanno un tasso di emissione superiore ai 550 gr CO₂/kWh possono essere ammessi al meccanismo solo se già esistenti e per i primi cinque anni dall'entrata in vigore del Regolamento. Un limite relativamente stringente, che eliminerebbe tutti i

nuovi entranti di tecnologia termoelettrica diversa da quella alimentata a gas mentre per tutti i termoelettrici esistenti consentirebbe, in caso di allocazione su periodo pluriennale, una partecipazione ai meccanismi di remunerazione della capacità almeno fino al 2026 e anche oltre.

Importanza dei mercati infragiornalieri

Di particolare rilevanza innovativa sono le previsioni sui mercati infragiornalieri che dovranno avere regole armonizzate e essere quanto più coordinati, almeno a livello regionale, essendo gestiti in modo simile ai mercati del giorno prima accoppiati, contribuendo così a massimizzare le opportunità per gli operatori per evitare sbilanciamenti del sistema consentendo di partecipare agli scambi transfrontalieri il più vicino possibile al tempo reale, attraverso un più efficiente utilizzo delle capacità di trasmissione. Questi mercati dovranno essere a tendere aperti anche al demand-side, all'energy storage e alle fonti rinnovabili di piccola scala, per cui i prodotti dovranno essere di dimensioni sufficientemente piccole (1 MW o meno).

Risponde invece all'esigenza di restituire un ruolo centrale al prezzo, come segnale di mercato dello stato effettivo della domanda e dell'offerta, l'introduzione del principio secondo cui non possono esservi cap ai prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, a meno che non siano fissati al Value of Lost Load ossia al prezzo che rende più conveniente l'attivazione dei distacchi di carico non volontari rispetto al consumo di energia elettrica. In deroga, solo fino al secondo anno dall'entrata in vigore del nuovo Regolamento, i gestori dei mercati possono introdurre cap di prezzo, eliminandoli tuttavia qualora risultino effettivamente vincolanti.

Un nuovo ruolo per i distributori

La crescita della generazione diffusa apre invece il dibattito su un tema relativamente nuovo e su cui ancora non è stata individuata una best practice consolidata, ossia quello del ruolo dei gestori della rete di distribuzione, che, nel nuovo contesto, passa da ultimo anello della catena del sistema a punto cruciale per la gestione della sicurezza del sistema elettrico europeo interconnesso. In questo contesto, diventa fondamentale il ruolo del Distribution System Operator (DSO), verso una gestione sempre più attiva della rete di distribuzione, in cui anche al DSO è affidato il compito di assicurare nel lungo termine la capacità del sistema di soddisfare la domanda per la distribuzione di energia elettrica, tramite la gestione, la manutenzione e lo sviluppo di un sistema sicuro, affidabile ed efficiente.

WINTER PACKAGE: LA MAXI-INIZIATIVA PER IL RILANCIO DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE

Il primo livello di attenzione è quello informativo: il DSO deve infatti garantire a tutti gli utenti l'informazione necessaria per un accesso efficiente al sistema. È necessario poi un continuo scambio di informazioni con i TSO, al fine di cooperare nella pianificazione e nella gestione delle reti e di coordinarsi per un utilizzo ottimale delle risorse: la condivisione di dati quali la performance degli impianti di generazione e di demand side response, l'operatività giornaliera della rete e i progetti di investimento (anche a lungo termine) permetterà un accesso coordinato alle risorse come la generazione distribuita, gli storage o la demand response, che possono rispondere contemporaneamente a esigenze sia della rete di trasmissione che della rete di distribuzione. Ovviamente la raccolta delle misure dovrà essere regolata in modo da eliminare qualsiasi discriminazione nell'accesso ai dati, in particolare evitando un accesso privilegiato da parte delle imprese verticalmente integrate.

Il secondo livello è quello dell'approvvigionamento di servizi: la regolazione deve permettere e incentivare i DSO a approvvigionare servizi ancillari, per migliorare l'efficienza nella gestione e nello sviluppo della rete di distribuzione. In particolare, il DSO deve essere in grado di procurarsi l'energia per coprire le perdite della propria rete e per assicurare i servizi ancillari "non-frequency" (per distinguerli da quelli scambiati dagli operatori con il TSO per svolgere la regolazione primaria, secondaria e terziaria), secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e il più possibile di mercato: è necessaria quindi una stretta collaborazione con le autorità nazionali e i TSO per definire modalità di partecipazione adatte a garantire il contributo di tutti i tipi di risorse. Anche la generazione distribuita, ad esempio, può garantire un livello di flessibilità adeguato a fornire servizi ancillari alla propria rete locale e sarà sempre più necessario coinvolgerla, a mano a mano che il paradigma del sistema elettrico si sposta verso la distribuzione. Potrebbe essere quindi utile definire dei prodotti standardizzati, condivisi tra diversi DSO, in modo da garantire la massima apertura all'accesso delle diverse risorse, anche se esisteranno sicuramente, a livello di singola rete di distribuzione, casi peculiari per cui sarà necessario definire servizi ad hoc; occorrerà poi valutare l'efficienza di un sistema di approvvigionamento congiunto dei servizi da parte dei DSO e del TSO su un unico mercato, così come il coordinamento nella fase di attivazione e utilizzo di questi servizi ancillari.

Il ruolo dei DSO sembra comunque limitarsi a una gestione delle congestioni locali, mentre il bilanciamento rimane una prerogativa dei soli TSO. Anche con questa limitazione, si aprono diverse alternative di coordinamento tra TSO e DSO di cui si dovrà valutare la realizzabilità e l'efficacia, con livelli crescenti di coinvolgimento per l'operatore di distribuzione: ad esempio, il DSO potrebbe risolvere le congestioni locali fuori mercato e svolgere un ruolo di pre-qualifica delle

proprie risorse ai fini della partecipazione al MSD, gestito unicamente dal TSO; oppure, il DSO potrebbe avere un ruolo attivo nel MSD stesso, fungendo da aggregatore delle risorse sottostanti la sua rete di distribuzione; infine, sia la gestione della rete di trasmissione che quella della rete di trasmissione potrebbero essere svolte tramite mercato, permettendo sia al TSO che ai DSO di utilizzare il MSD, ognuno per la propria area di competenza. In questa ottica viene anche proposta la creazione di un'associazione europea dei DSO, sulla scorta delle già esistenti ENTSO-E e ENTSO-G.

Maggiore coordinamento nella gestione degli sbilanciamenti

Con il Winter Package, sia nella proposta di direttiva che nella proposta di regolazione del mercato elettrico all'ingrosso, la Commissione fornisce diversi spunti interessanti anche in tema di mercato del bilanciamento e regolazione degli sbilanciamenti, tema particolarmente rilevante per l'Italia. Innanzitutto, tutti gli operatori di mercato dovrebbero avere accesso al mercato del bilanciamento, senza discriminazione, comprese le risorse "non convenzionali", vale a dire la demand response e gli impianti di produzione rinnovabili non programmabili, tenendo comunque in debito conto le peculiarità di ogni tipo di fonte. Tale apertura, collegata a una riforma coerente dei mercati dell'energia (con una gate closure prossima al tempo reale e un periodo rilevante allineato a quello del bilanciamento, cioè almeno il quarto d'ora) sarebbe mirata a rendere più efficiente il mercato del bilanciamento, responsabilizzando tutte le risorse nella gestione del sistema. Una seconda indicazione riguarda l'approvvigionamento dei servizi: l'acquisto di capacità di bilanciamento dovrebbe essere trasparente e separato dall'acquisto dell'energia di bilanciamento, riconoscendo quindi un valore anche alla disponibilità a fornire un servizio, contrariamente a quanto accade oggi in Italia, dove solamente il servizio effettivamente erogato in energia viene valorizzato e l'approvvigionamento di capacità viene svolto implicitamente tramite l'acquisto di servizi in energia nella fase di programmazione del MSD. Tale acquisto di capacità di bilanciamento dovrebbe avvenire su un mercato, a livello regionale, in modo trasparente e non discriminatorio tra le fonti e separatamente per la capacità di bilanciamento a salire e per la capacità di bilanciamento a scendere. Una terza indicazione riguarda i prezzi: non dovrebbero esistere limiti al prezzo, tanto sui mercati dell'energia quanto sui mercati del bilanciamento, in modo tale che esso possa fornire un segnale effettivamente rappresentativo del valore dell'energia e del servizio fornito; il prezzo deve quindi poter crescere fino al valore dell'energia non fornita e scendere fino a un livello di almeno -2.000 €/MWh. Infine, la Commissione suggerisce che l'energia di bilanciamento dovrebbe essere valorizzata a prezzo marginale, contrariamente a quanto accade in Italia, dove i mercati dei

WINTER PACKAGE: LA MAXI-INIZIATIVA PER IL RILANCIO DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE

servizi e del bilanciamento hanno una valorizzazione pay-as-bid. Sicuramente, il meccanismo pay-as-bid adottato oggi permette di contenere i costi di bilanciamento, che potrebbero crescere notevolmente in caso di un'applicazione del prezzo marginale a tutte le offerte accettate, e di evitare di riconoscere lo stesso prezzo a servizi approvigionati per finalità diverse. Un meccanismo di prezzo marginale assumerebbe senso solo in corrispondenza di un approvvigionamento dei servizi in modo più segmentato e trasparente, in cui si distingue l'energia acquistata per la risoluzione delle congestioni infrazonali, da quella acquistata per regolazioni di frequenza e tensione a quella acquistata per bilanciamento. Inoltre, diventerebbe ancora più necessario un efficientamento del mercato del bilanciamento, che non potrebbe prescindere da una riforma del Mercato Infragiornaliero, dall'introduzione di una figura di aggregatore o di balance responsible party (BRP) e da una responsabilizzazione maggiore di tutti gli operatori.

In tema di sbilanciamenti, infatti, il Winter Package indica la necessità di un disegno in cui tutti i partecipanti al mercato devono agire per tenere il sistema bilanciato e devono essere resi responsabili dei propri sbilanciamenti (in prima persona o attraverso un BRP). Deroche possono essere previste solo per impianti di produzione da fonti rinnovabile o cogenerativi ad alta efficienza di taglia molto piccola (inferiore ai 500 kW in un primo momento, ai 250 kW in seguito). Le zone di bilanciamento dovrebbero coincidere con le bidding zone, individuate sulla base delle congestioni strutturali sulla rete rilevante, in modo da massimizzare l'efficienza e preservare la sicurezza dell'approvvigionamento. Infine, gli sbilanciamenti dovrebbero essere valorizzati a un prezzo che rifletta il costo in tempo reale dell'energia: tale indicazione sembra suggerire una preferenza verso il single pricing, che utilizza solo i prezzi del mercato del bilanciamento, piuttosto che il dual pricing, che utilizza anche i prezzi dei mercati dell'energia (che esprimono invece un valore "a termine" dell'energia, essendo svolti nel giorno precedente la delivery).

Efficiency first?

Le recenti azioni della Commissione sono state presentate con lo slogan di efficiency first. La terza dimensione delle politiche di decarbonizzazione, ritenuta spesso residuale, assume maggiore rilievo, e cardine della nuova attenzione è la proposta di modifica della Direttiva vigente. Il provvedimento principale è l'innalzamento dell'obiettivo comune di risparmi energetici al 2030 dal 27% al 30%. Tuttavia l'obiettivo continua ad essere fissato non in relazione ad un punto di partenza, ma rispetto ad uno scenario tendenziale dei consumi elaborato nel 2007 (ma con dati fino al 2005), ossia prima che la crisi economica internazionale andasse a ridefinire profondamente

sia i consumi effettivi che le traiettorie di crescita. Vale a tal proposito notare come l'Italia, per la quale era prevista una crescita dei consumi di energia primaria fino a 219 Mtep in quindici anni, abbia già raggiunto il livello obiettivo di riduzione del 30% (153 Mtep) dal 2013, anno a partire dal quale i consumi finali effettivi sono inferiori a 150 Mtep. Anche a livello europeo, grazie agli effetti della crisi che, per quanto con alcune differenze, ha colpito tutti i paesi, il target continua a essere raggiungibile con minimi sforzi, e soprattutto senza un'analisi adeguata della differenza tra riduzioni dei consumi e efficienza effettiva.

Accanto al target comunitario, viene esteso al 2030 l'obiettivo di riduzione annua dell'energia finale consumata dell'1.5%, che quindi implica una riduzione del 15% al 2030 rispetto al 2021. Una misura che può essere raggiunta anche attraverso schemi di titoli di efficienza energetica, e con un certo grado di flessibilità dato dalle possibili esenzioni – quale la possibile esenzione per i settori ETS – ma che non tiene conto degli obiettivi già raggiunti, e quindi avrà un impatto maggiore sui paesi che partono da un livello già efficiente dei consumi, come appunto l'Italia.

La valutazione della performance energetica degli edifici e insieme all'eco-labelling, continuano ad essere i settori di più immediata applicazione delle politiche di efficienza e dalle quali sono attesi i maggiori risultati. La proposta di revisione della Direttiva sull'efficienza energetica degli edifici e i tre nuovi Regolamenti pubblicati in materia rafforzano le politiche già esistenti. A differenza che in merito agli obiettivi generici di efficienza energetica, in questo campo sono previsti interventi di supporto, sebbene non del tutto innovativi, e basati sostanzialmente sugli strumenti esistenti.

Rinnovabili: poca ambizione

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili ha avuto un impatto rilevante nell'orientare le politiche dei Paesi Membri sulla decarbonizzazione. Grande attenzione ha quindi destato l'annuncio di una sua revisione. Le aspettative sono andate tuttavia in parte deluse: la proposta di Direttiva conferma l'obiettivo complessivo del 27% al 2030, rinunciando quindi a imporre ulteriori sforzi, rimodulando in parte i contributi dei diversi settori, in particolare in riferimento ai biocombustibili di nuova generazione.

In termini di ripartizione dello sforzo, il contributo dei singoli Paesi Membri continua a non essere vincolante, anche se viene definito un minimo per i singoli paesi del 10%, pari al contributo minimo richiesto al 2020, cercando così di evitare possibilità di riduzione del contributo. Allo stesso tempo viene rimosso dopo il 2020 il vincolo del 10% per il settore dei trasporti, lasciando così i singoli Paesi maggiormente liberi

WINTER PACKAGE: LA MAXI-INIZIATIVA PER IL RILANCIO DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE

di ripartire lo sforzo tra i tre settori (energia elettrica, heating & cooling e trasporto). Viene però inserito un obiettivo di aumento annuo dell'1% delle RES-H&C, anche alla luce degli scarsi risultati ottenuti in questo settore se comparati a quello delle RES-E.

In tema di RES-T uno degli obiettivi della proposta è quello di ridurre l'utilizzo di biocombustibili tradizionali, per minimizzare l'impatto sull'uso indiretto di risorse dedicate all'alimentazione, a favore dell'incremento dei biocombustibili avanzati, anche se viene riconosciuta l'esigenza di proteggere gli investimenti eventualmente attuati sulla base delle norme esistenti. Lo strumento principale è di contabilità: il contributo dei biocombustibili e delle biomasse derivanti da colture alimentari per il computo della quota di rinnovabili raggiunta dai singoli Paesi dovrà necessariamente decrescere da un massimo del 7% al 2021 ad un minimo del 3.8% al 2030. Contemporaneamente viene definito un nuovo limite minimo alle RES-T vendute (che include anche elettricità rinnovabile) crescente dall'1.5% al 6.8%, di cui almeno il 3.6% da biocombustibili avanzati. Un obiettivo che rappresenta un primo, e atteso, riconoscimento effettivo al ruolo dei combustibili alternativi e che potrebbe avere un impatto importante anche per l'Italia, dove recentemente è stato proposto un meccanismo che orienterebbe le incentivazioni per il biometano proprio su settore dei trasporti ma che, per funzionare adeguatamente, necessita appunto che venga definito un obiettivo minimo di utilizzo di biocombustibili avanzati.

In merito ai possibili meccanismi di supporto già molto era stato deciso con le linee guida sugli aiuti di stato, che hanno delineato la strada verso il progressivo annullamento dei contributi che sono comunque da disegnare con meccanismi di mercato. Come nelle attese, è tramontata l'idea di un meccanismo di promozione unificato a livello europeo, anche se viene lasciata aperta la strada a possibili azioni in caso di allontanamento dal target, opzione però gestita nell'ambito della governance dell'Unione energetica. Per rilanciare il settore, che di recente ha subito un rallentamento soprattutto per le RES-E, si punta più che a altro sulla riduzione dei rischi come incentivo gli investimenti: viene sancito il principio dell'autorizzazione unica e della stabilità della regolazione sugli incentivi, che non dovrebbero essere rivisti ex-post.

Grandi preoccupazioni ha destato la rimozione della possibilità di prevedere la priorità di dispacciamento per le RES-E, limitata nella nuova formulazione alle auto produzioni di piccola taglia, inferiori a 10 MWh annui per i domestici e 500 MWh per i non domestici. Di per sé, tale norma non avrà un impatto particolarmente rilevante per il mercato all'ingrosso in Italia, che già ha adottato una versione "leggera" della priorità di dispacciamento, legata alla precedenza in caso di parità di prezzo offerto, e dove tutte le fonti rinnovabili, già partecipano attivamente al mercato. Così non è invece per altri paesi, come la Germania, dove larga parte della produzione da rinnovabili

incentivate non partecipa al mercato. Il diverso approccio alla priorità di dispacciamento spiega tuttavia perché in alcuni paesi è stato possibile implementare i prezzi negativi, non ancora adottati in Italia: il prezzo nullo come limite inferiore protegge infatti ad oggi in Italia le fonti rinnovabili da una competizione serrata sul mercato, e proprio la rimozione del limite minimo al prezzo, come visto comunque prevista dalla Direttiva sul disegno del mercato, avrebbe per l'Italia l'impatto principale sugli equilibri di mercato, aumentando significativamente i rischi per le fonti rinnovabili. La rimozione della priorità, anche per l'Italia, appare tuttavia necessaria per consentire la partecipazione delle RES-E ai mercati del dispacciamento su base paritaria con le fonti convenzionali. In questo senso è la logica conseguenza di un principio già più volte richiamato e ribadito anche nella proposta di Direttiva sul mercato elettrico.

Nella nuova Direttiva c'è spazio anche per la autoproduzione di RES-E - che deve essere inclusa nel computo della quota di rinnovabili ai fini del raggiungimento dell'obiettivo del 27%, e che deve essere consentita anche per condomini e altre collettività - per l'immissione in rete di gas rinnovabile - ma su questo l'Italia ha già predisposto le regole a garanzia della parità di accesso - per il teleriscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili - prevedendo forme di regolazione soft di garanzia dell'accesso alla rete che anche in questo caso ricordano quanto in via di realizzazione in Italia, ma anche sancendo il diritto alla disconnessione per i clienti finali da sistemi di teleriscaldamento non efficienti.

Una governance per l'Unione Energetica

La rilevanza data dalla Commissione al tema della politiche energetiche, e stigmatizzata nell'iniziativa dell'Unione Energetica come mezzo per favorire la strada verso la realizzazione di un mercato comune efficiente e posizionare l'Europa come leader globale nella decarbonizzazione, si è da subito scontrata con il limite dei poteri effettivi. Le azioni conseguenti all'imposizione dello schema ETS e all'impulso alla crescita delle rinnovabili prima e alla soluzione dei problemi creati dalla crescita delle rinnovabili in un contesto di domanda stagnante sono rimaste prettamente nazionali. L'impossibilità di definire strumenti europei, come uno schema di promozione delle rinnovabili comune o meccanismi di remunerazione della capacità unificati, deriva da un limite effettivo di poteri della Commissione rispetto alle prerogative dei Paesi Membri in fatto di mix energetico nazionale. Il raggiungimento dei target comuni può quindi avvenire solamente spingendo sulla capacità di coordinamento e sullo spirito di solidarietà tra i diversi paesi. Da qui la rilevanza della governance dell'Unione Energetica, tema finalmente affrontato in due proposte core del Winter Package: una Direttiva proprio sulla governance e un Regolamento sul ruolo dell'Acer.

Il coordinamento delle politiche energetiche è demandato fondamentalmente, e non senza perplessità sull'efficacia

WINTER PACKAGE: LA MAXI-INIZIATIVA PER IL RILANCIO DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE

di questo approccio, a strumenti di monitoraggio e rendicontazione: la proposta di Direttiva prevede infatti la realizzazione, entro il 2019, di complessi e dettagliati Piani integrati nazionali per l'energia e il clima, che andranno a sostituire una lunga serie di comunicazioni e piani previsti oggi. I Piani integrati, redatti sulla scorta di Linee Guida pubblicate dalla Commissione, dovranno indicare le scelte effettuate per il raggiungimento degli obiettivi, le politiche, gli strumenti e specificare le traiettorie previste. Valido per un periodo di 10 anni, è previsto il monitoraggio del progresso di una serie di indicatori chiave ogni due anni, momento in cui, anche alla luce di possibili feedback da parte della Commissione, possono essere previste integrazioni. Oltre a raccomandazioni verso i singoli Paesi, in occasione del monitoraggio la Commissione potrebbe rilevare la necessità di interventi comuni, qualora le traiettorie complessive lasciassero prevedere un mancato raggiungimento degli obiettivi. Si tratta in effetti di un passo avanti verso quella che potrebbe essere una centralizzazione delle politiche e degli interventi, che obbligherà comunque i diversi Paesi a realizzare una programmazione strettamente guidata. Si tratta di una opportunità anche per l'Italia che sta in questi mesi ridiscutendo la Strategia Energetica Nazionale, che potrebbe già tenere conto delle indicazioni del Winter Package, anche se per la maggior parte in via di approvazione definitiva.

Nell'ottica di una maggiore concentrazione della decisioni va anche il nuovo Regolamento sui poteri dell'ACER, che vengono rafforzati, anche se la stessa rimane lontana dal Regolatore Europeo che molti avevano prospettato al momento della sua creazione, ma che molte resistenze incontra da parte dei Paesi Membri e dei regolatori nazionali. Nata come agenzia di coordinamento dei 28 regolatori nazionali, ha assunto un ruolo importante nella supervisione del processo di formazione dei Codici di rete Europei, nella gestione delle controversie legate allo sviluppo delle interconnessioni, nella implementazione del monitoraggio dei mercati all'ingrosso. Il rafforzamento del suo

ruolo riguarda prevalentemente una più ampia partecipazione al processo di definizione dei Codici di Rete per l'energia elettrica e la supervisione dei Centri Operativi Regionali, istituiti per favorire il coordinamento dei TSO in materia di gestione delle capacità transfrontaliere – che non dovrebbero essere modulate in base a considerazioni di carattere economico – e di metodologie per il calcolo dell'adeguatezza e di valutazione dei rischi per la sicurezza, sulla quale l'ACER può dare la sua approvazione. E' rafforzato anche il ruolo di supervisione e coordinamento delle Autorità nazionali.

La creazione dei Centri Operativi Regionali e il relativo ruolo dell'ACER è un punto di particolare attenzione per la futura evoluzione del mercato europeo. Le regole per la gestione dell'adeguatezza, della sicurezza e per la quantificazione delle capacità di trasporto disponibili sono oggi prerogative dei singoli TSO e nascono dall'esperienza e dalle peculiarità di ogni sistema, anche per motivazioni tecnologiche o più semplicemente storiche. La loro armonizzazione potrebbe comportare ingenti sforzi (e forse rischi) di adeguamento. Più che per altri aspetti la necessità di armonizzazione in questo campo, uno dei pochi nei quali si continua ad ammettere un approccio regionale anziché europeo, dovrebbe basarsi su una attenta valutazione dei benefici che ne derivano, senza incorrere nel rischio di perseguire una unificazione a ogni costo, peraltro in un contesto in cui le responsabilità della sicurezza dei diversi sistemi rimangono in capo ai singoli TSO anche in presenza di regole che possono forzare i temi della gestione della sicurezza rispetto alla situazione attuale. Chissà se la volontà di superare questa ultima frontiera della gestione nazionale dei sistemi non porti tra qualche anno ad una nuova iniziativa in cui viene proposto un TSO europeo. Un sintomo di questa evoluzione è riscontrabile in una proposta di regolamento per la gestione coordinata a livello regionale dei TSO che si spinge a definire una procedura di dettaglio che i TSO dovrebbero seguire di eventi estremi per la sicurezza (cyber-attacchi, estreme condizioni climatiche,

¹ Sono dieci le priorità individuate dalla Commissione Juncker, tra cui appunto l'Unione energetica per promuovere le politiche per il clima e la resilienza del mercato energetico europeo https://ec.europa.eu/priorities/sites/beta-political/files/juncker-political-guidelines-speech_en_0.pdf

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Comunicato del GME | “Avvio operativo delle nuove sessioni di Mercato Infragiornaliero (MI)” | 31 gennaio 2017**
Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=309>

Facendo seguito ai precedenti comunicati del 12 ottobre u.s. e del 2 dicembre u.s., relativi all'avvio operativo delle nuove sessioni del Mercato Infragiornaliero (di seguito: sessioni MI), con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto della pubblicazione della versione aggiornata delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento n. 03 rev. 7 MPE (“Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD”) e n. 16 rev. 1 MPE (“Sessioni del MI per le quali viene eseguito il Market Coupling”), funzionali all'avvio, dalla data di flusso 1° febbraio 2017, delle nuove sessioni MI.

AMBIENTALI

Deliberazione 26 gennaio 2017 31/2017/R/EFR | “Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2016, ai fini della quantificazione, per l'anno 2017, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi” | pubblicata il 27 gennaio 2017
Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/031-17.htm>

Con la delibera 31/2017/R/EFR, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha determinato il

valore del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della quantificazione, per l'anno 2017, del valore degli incentivi che sostituiscono il meccanismo dei Certificati Verdi (di seguito: CV).

A tal proposito, si ricorda che, in applicazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MISE) del 6 luglio 2012 (c.d.: “Decreto FER elettriche”), nonché delle previsioni contenute nel decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nell'anno 2016, ultimo anno utile all'assolvimento degli obblighi previsti, il meccanismo di incentivazione di cui ai CV ha terminato i relativi effetti.

In particolare, il meccanismo dei CV è stato sostituito da una nuova forma di incentivo che garantisce, ai titolari degli impianti IAFR che hanno maturato il diritto a fruire del precedente incentivo per il periodo residuo successivo al 2015, la corresponsione di una tariffa fissa aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta.

A tal proposito, il “Decreto FER elettriche” prevede che, ai fini della determinazione del nuovo incentivo, venga utilizzato il valore medio del “prezzo di cessione dell'energia elettrica”, determinato su base annuale dall'AEEGSI e quantificato come media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari riconosciuti nell'anno precedente all'anno di erogazione dell'incentivo.

Pertanto, con la delibera in oggetto, l'Autorità ha determinato, ai fini della quantificazione dell'incentivo da riconoscere nel 2017, il prezzo di cessione dell'energia elettrica relativo all'anno 2016, che risulta pari a 42,38 €/MWh.

Gli appuntamenti

2 marzo 2017

Incontro con gli operatori. Avvio a regime del nuovo sistema di bilanciamento del gas

Organizzato dal GME

Centro Congressi Roma Eventi

Ore 10, Piazza Pilotta 4, Roma

La partecipazione è libera e richiede la registrazione compilando il [modulo on line](#) o collegandosi al portale www.mercatoelettrico.org

15 febbraio

Geopolitica, energia, clima ai tempi di Trump

Roma, Italia

Organizzato da Coordinamento FREE

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

16 febbraio

Convegno annuale Kyoto Club

Roma, Italia

Organizzato da QualEnergia

<http://www.kyotoclub.org>

16 febbraio

La strategia dell'Unione europea per l'economia circolare e la decarbonizzazione

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto club

<https://www.kyotoclub.org>

16 febbraio

Diffusione dei Risultati e Prospettive della Ricerca del Sistema Elettrico

Roma, Italia

Organizzato da CSEA e Ricerca di Sistema(RdS)

<http://www.csea.it:8080/RdsRegistrationForm/>

16-17 febbraio

Commercial Application of Grid-Level Storage Solutions

Berlino, Germania

Organizzato da Marcus Evans

<http://bit.ly/2cJ6akV>

16-17 febbraio

International Conference on Climate Change 2017

Colombo, Sri Lanka

Organizzato da The International Institute of Knowledge Management

<http://climatechangeconferences.com/>

16-17 febbraio

Fifth IAERE Annual Conference

Roma, Italia

Organizzato da IAERE Italian Association of Environmental and Resource Economists

<http://www.iaere.org>

17 febbraio (termine iscrizione)

Master RIDEF 2.0- Reinventare l'energia (marzo 2017)

Milano, Italia

Organizzato da Politecnico di Milano e Università di Milano

<http://www.ridef.it>

17 febbraio

ECOLOGY '17 / International Conference on Ecology, Ecosystems and Climate Change

Istanbul, Turchia

Organizzato da Dakam

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

17 febbraio

Energie da difendere dall'illegalità

Bari, Italia

Organizzato da Assopetroli e Assoenergia

<http://www.assopetroli.it>

21 febbraio

Il consumatore di elettricità in Europa, com'è e come sarà

Roma, Italia

Organizzato da Aisfor

<http://www.aisfor.it>

22 febbraio

TOP UTILITY AWARD 2017

Le performance delle utility italiane. Analisi delle 100 maggiori aziende dell'energia, dell'acqua, del gas e dei rifiuti

Milano, Italia

Organizzato da Top Utility Analysis

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

23 febbraio

Misurare l'efficiamento energetico

Cinisello Balsamo (MI), Italia

Organizzato da Lovato Electric, ICAR e ISO IL Industria

<http://www.lovatoelectric.it>

23-24 febbraio

Biogas italy

Roma, Italia

Organizzato da Consorzio Italiano Biogas

<http://www.biogasitaly.com>

27-28 febbraio

Community Energy Congress 2017

Melbourne, Australia

Organizzato da Coalition for Community Energy

<http://c4ce.net.au/congress>

2 marzo

Proposte per la nuova Strategia Energetica Nazionale. Tecnologie e modelli di implementazione

Milano, Italia

Organizzato da AGICI

<http://www.agici.it>

7-8 marzo

Solar Power Summit

Bruxelles, Belgio

Organizzato da SolarPower Europe

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

8-11 marzo

Made Expo

Milano, Italia

Organizzato da Fieramilano

<http://www.madeexpo.it>

8 marzo – 26 aprile

VII edizione Master gestione rifiuti

Bologna, Italia

Organizzato da Tuttoambiente

<http://www.tuttoambiente.it>

14-16 marzo

IREs2017 - 11th International Renewable Energy Storage Conference

Düsseldorf, Germania

Organizzato da Eurosola

<http://www.energystorageconference.org>

14-18 marzo

ISH

Francoforte, Germania

Organizzato da Messe Frankfurt

<http://ish.messefrankfurt.com>

15-16 marzo

Gassification 2017- 6th Annual Gasification Summit

Helsinki, Finlandia

Organizzato da ACI

<http://www.wplgroup.com>

16 marzo

Inquinamento atmosferico e sostenibilità: dagli impatti a possibili soluzioni- un approccio integrato

Roma, Italia

Organizzato da ENEA

<http://www.enea.it>

22-27 marzo

II Conferenza Internazionale "Smart and Sustainable Planning for Cities and Regions –SSPCR 2017"

Bolzano, Italia

Organizzato da EURAC

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

23 marzo

MCTER Roma- Mostra Convegno Cogenerazione, Generazione Distribuita, Efficienza Energetica, trattamento Emissioni

Roma, Italia

Organizzato da EIOM in collaborazione con ATI nazionale

<http://www.mcter.com>

25-27 marzo

The 2nd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA 2017)-EI Compendex & Scopus

Singapore

Organizzato da Nanyang Technological University

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

28-30 marzo

Smart Grid Technical Forum

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Phoenix Forum

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

29-31 marzo

XIII Offshore Mediterranean Conference (OMC): Transition to a sustainable energy mix

Ravenna, Italia

<http://www.omc2017.it/>

30 marzo- 1° aprile

X Edizione di EnergyMed Mostra Convegno sulle Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica.

Napoli, Italia

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

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
relazioni.istituzionali@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.