

APPROFONDIMENTI

GLI SCENARI ENERGETICI DEGLI ULTIMI DIECI ANNI: PIÙ CONFERME CHE CAMBIAMENTI

Di Lisa Orlandi e Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Citando il Premio Nobel per la Fisica Niels Bohr, “fare previsioni è molto difficile, soprattutto sul futuro”. Aggiungiamo noi, soprattutto nell’energia.

La storia dei mercati energetici è spesso stata caratterizzata da eventi dirompenti in grado di cambiare il corso delle cose in maniera del tutto inattesa e raramente prevedibile. Questi “spiazzamenti” sono stati perlopiù determinati dall’intervento di variabili tecnologiche, politiche e/o economiche di grande portata. Ne sono esempi le innovazioni nella motorizzazione e nella chimica che hanno incentivato la sostituzione del carbone con il petrolio; l’introduzione delle lampadine che ha determinato il superamento dell’illuminazione a gas alla fine dell’800; gli embargo petroliferi degli anni ‘70, fino al boom delle risorse non convenzionali dei primi del XXI secolo e alle recenti notevoli diminuzioni dei costi di generazione di solare ed eolico¹. Tutti eventi che hanno trasformato la mappa energetica globale senza che fosse possibile prevederli o anticiparne intensità e portata.

Chi si occupa di modellistica energetica impiega grandi risorse per formulare proiezioni utili alle esigenze delle rispettive economie. Ma se il futuro è di fatto incerto e complesso da prevedere, come si giustifica la richiesta di

scenari energetici? Nonostante l’incertezza che avvolge ogni variabile fondamentale dell’analisi previsiva, lo scenario costituisce un metodo di riduzione della complessità in grado di poter organizzare le informazioni disponibili e integrare eventuali elementi di tensione e incertezza che caratterizzano un ambiente esterno dinamico.

Uno strumento utile per i decisori, sia pubblici che privati, che vi si affidano per delineare le politiche e gli investimenti nel settore energetico.

Il World Energy Outlook (WEO) è considerato il punto di riferimento tra gli scenari energetici mondiali di medio-lungo periodo. Elaborato dall’Agenzia Internazionale per l’Energia (AIE) sin dal 1977, oltre a descrivere gli sviluppi energetici attesi, rappresenta anche un importante strumento di conservazione della memoria storica, affiancando al dato previsivo la descrizione della situazione corrente, permettendo di ricostruire i tratti distintivi della complessa evoluzione e della mutevole percezione del mondo energetico. In questo articolo, esaminiamo i principali trend delineati dal WEO 2019, confrontandoli con gli scenari passati al fine di comprendere cosa è cambiato e cosa invece trova conferma sia a livello di temi trattati che di proiezioni di domanda e offerta.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2019

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 13
 Mercati energetici Europa
 pag 18
 Mercati per l’ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

Gli scenari energetici degli ultimi dieci anni: più conferme che cambiamenti
 Di Lisa Orlandi e Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre il Pun, pari a 48,16 €/MWh (-8,8% su ottobre e -27,7% su novembre 2018), scende ai minimi da giugno 2017. Tornano in calo annuale i volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,0 TWh, -1,0% sul 2018) che registrano una più intensa riduzione su quelli transitati in borsa, mantenendo sotto il 70% la liquidità del mercato. A livello zonale, i prezzi di vendita si attestano sui 46/49 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna, livello verso il quale

tende a convergere anche la quotazione siciliana (50,32 €/MWh, minimo da marzo 2017) in corrispondenza di una sua più drastica riduzione mensile.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica ancora aspettative al ribasso dei prezzi per il 2020, con il baseload relativo a Dicembre 2019 che chiude a 53,25 €/MWh (-5%). Ennesima flessione annuale per le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A novembre il Pun, ai minimi dal 2005 per il mese, pari a 48,16 €/MWh, si porta sul livello più basso degli ultimi due anni e mezzo. La riduzione mensile (-4,66 €/MWh, -8,8%) risulta favorita dalla presenza di una maggiore offerta rinnovabile il cui impulso ribassista, in un contesto di crescenti costi del gas e di acquisti in lieve ripresa, più che compensa la decisa e diffusa diminuzione dei volumi a ciclo combinato e il calo dell'import. La più intensa dinamica annuale (-18,42 €/MWh,

-27,7%), invece, sconta ancora soprattutto la flessione dei costi del gas rispetto allo scorso autunno, oltre che una maggiore disponibilità di offerta più competitiva eolica ed estera e la riduzione degli acquisti.

L'analisi mostra inoltre analoghe riduzioni annuali dei prezzi sui gruppi di ore, con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,21 (massimo da gennaio 2018, +0,05) (Grafico 1 e Tabella 1).

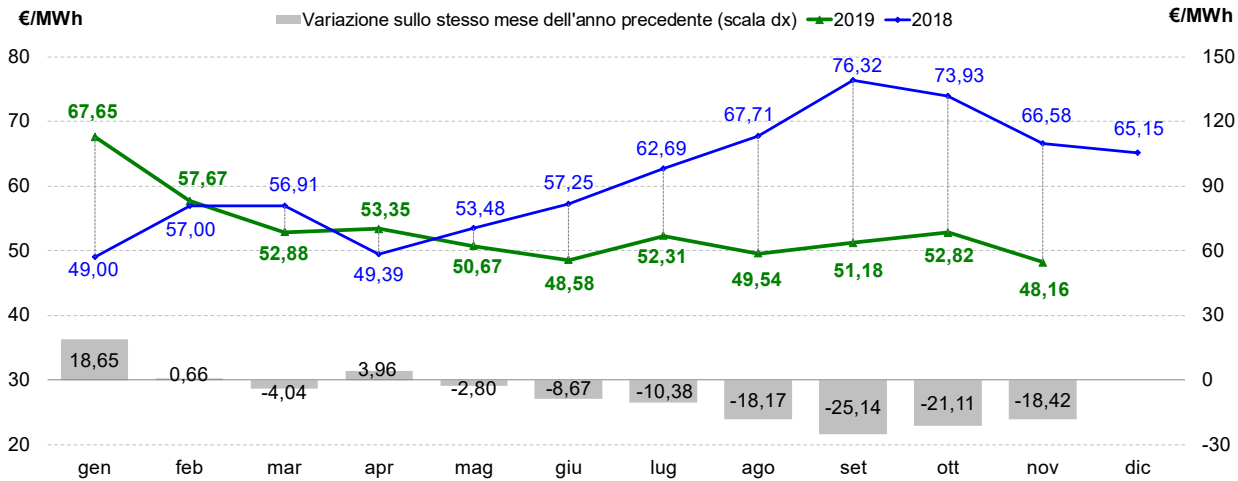
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	48,16	66,58	-18,42	-27,7%	23.277	-4,7%	33.343	-1,0%	69,8%	72,5%
<i>Picco</i>	58,27	76,81	-18,55	-24,1%	28.572	-3,6%	41.402	-0,5%	69,0%	71,2%
<i>Fuori picco</i>	43,10	61,07	-17,97	-29,4%	20.629	-4,5%	29.314	-0,3%	70,4%	73,5%
<i>Minimo orario</i>	7,13	34,38			14.199		21.074		61,3%	63,9%
<i>Massimo orario</i>	85,00	135,40			32.267		46.014		77,2%	78,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

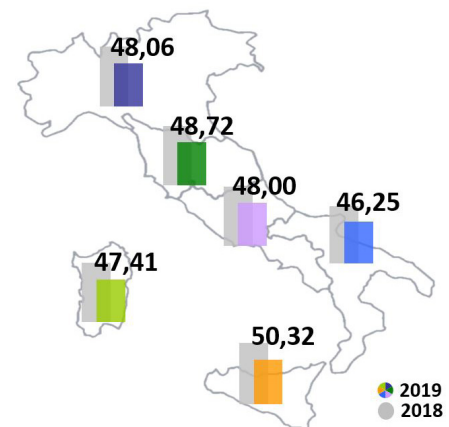
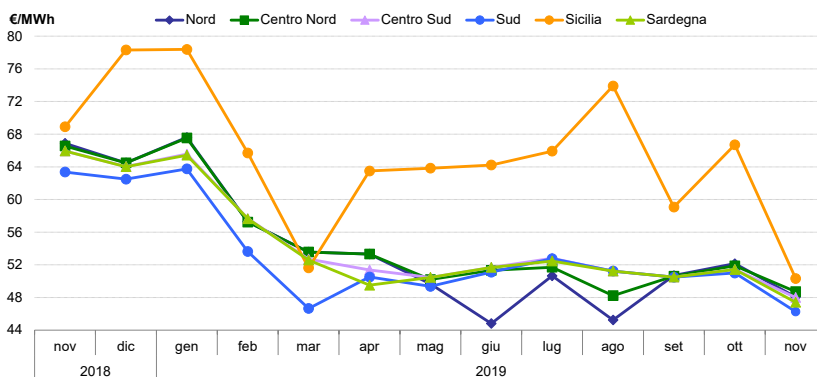


A livello zonale, i prezzi di vendita si attestano tra i 46 €/MWh del Sud e i 50 €/MWh della Sicilia (entrambi sul livello più basso dalla primavera del 2017), riducendo ai minimi da oltre un anno il differenziale tra le suddette zone (Grafico 2). In termini di dinamiche, su base annuale si osservano omogenee riduzioni dei prezzi (-17/-19 €/MWh) in corrispondenza di una offerta più competitiva più elevata, soprattutto termica al centro settentrione ed eolica nelle altre zone, di maggiori importazioni e acquisti in calo.

Su base mensile, la più elevata offerta rinnovabile, idrica al centro settentrione e ancora eolica nelle altre zone, favorisce ribassi di circa 3/5 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna e di circa 16 €/MWh in Sicilia, dove inoltre torna ad essere pienamente disponibile la capacità in import del transito con il polo di Rossano. Si segnala, infine, la realizzazione di prezzi a 0 €/MWh in alcune ore del 28 novembre in Sardegna, in corrispondenza di una elevata disponibilità eolica.

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Torna in calo, per la prima volta da maggio, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,0 TWh (minimo degli ultimi quattro anni per il mese, -1,0% sul 2018). Sul MGP si confermano in flessione, la quarta consecutiva, i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 16,8 TWh (-4,7%), mentre resta positivo, come nei

precedenti cinque mesi, il trend delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 7,2 TWh (+8,6%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, la liquidità del mercato, pari al 69,8%, in lieve risalita mensile (+0,7 punti percentuali), registra ancora una riduzione annuale (-2,7 p.p.) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.759.252	-4,7%	69,8%
Operatori	11.328.901	-11,8%	47,2%
GSE	1.952.049	-4,6%	8,1%
Zone estere	3.478.302	+29,4%	14,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.247.909	+8,6%	30,2%
Zone estere	170.381	-37,0%	0,7%
Zone nazionali	7.077.528	+10,6%	29,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.007.161	-1,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.419.520	+1,7%	
OFFERTA TOTALE	40.426.681	+0,1%	

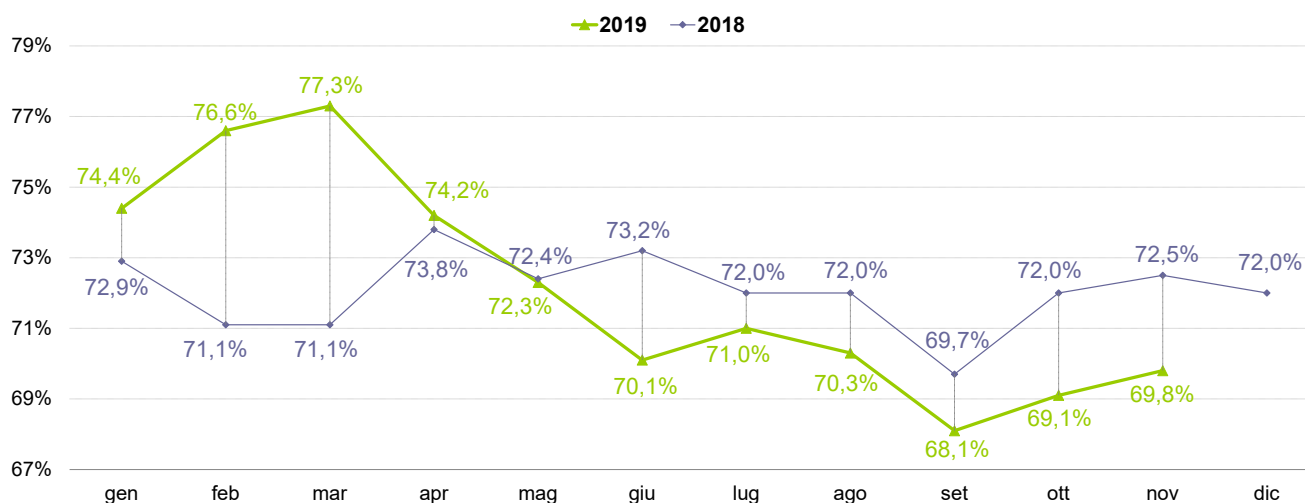
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.759.252	-4,7%	69,8%
Acquirente Unico	3.609.547	-5,7%	15,0%
Altri operatori	9.079.138	+1,9%	37,8%
Pompaggi	1.638	+227,9%	0,0%
Zone estere	475.341	+8,1%	2,0%
Saldo programmi PCE	3.593.589	-18,4%	15,0%
PCE (incluso MTE)	7.247.909	+8,6%	30,2%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.841.497	-2,1%	45,2%
Saldo programmi PCE	-3.593.589	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.007.161	-1,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	570.286	+20,5%	
DOMANDA TOTALE	24.577.446	-0,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, risultano ancora in riduzione annuale gli acquisti nazionali, pari a 23,5 TWh (-1,2% sul 2018), che a livello zonale vedono in controtendenza solo Centro Nord (+1,2%) e Sardegna (+0,2%); si attenua anche la crescita, ininterrotta da un anno, degli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (+8,1%), concentrata sulla frontiera greca (Tabella 4).

Lato offerta, in decisa riduzione le vendite nazionali, pari a 20,4 TWh (-4,4%), comprese dalle consistenti flessioni registrate al Nord (-7,3%), al Sud (-6,8%) ed in Sardegna (-9,6%). In evidenza, viceversa, la Sicilia in ripresa del 23,4%. In netto aumento, infine, le importazioni di energia dall'estero, pari a 3,6 TWh (+23,4%), sostenute dalle

vendite sulla frontiera svizzera e francese (Tabella 4). In riferimento a queste ultime si rileva, invece, su base mensile una decisa riduzione dei volumi importati dalla frontiera settentrionale, in corrispondenza di un aumento delle quotazioni registrate nel corso del mese sui paesi limitrofi, Francia, in particolare, salita ai massimi da febbraio. In virtù di tale dinamica, legata anche a criticità emerse nel parco di generazione francese a seguito di un terremoto, si riduce ai minimi dell'ultimo anno il differenziale di prezzo tra Nord e Francia (poco più di 2 €/MWh), con le quotazioni orarie registrate oltralpe risultate uguali o superiori al riferimento italiano nel 63% (+49 p.p. rispetto al ottobre).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.149.831	26.597	-7,8%	10.964.153	15.228	-7,3%	13.412.070	18.628	-1,8%
Centro Nord	2.084.005	2.894	+3,3%	1.476.584	2.051	+5,1%	2.556.059	3.550	+1,2%
Centro Sud	4.585.926	6.369	+18,7%	2.259.679	3.138	+2,7%	3.654.070	5.075	-0,8%
Sud	6.685.068	9.285	+0,7%	3.764.763	5.229	-6,8%	1.876.519	2.606	-0,7%
Sicilia	2.607.544	3.622	+3,4%	956.403	1.328	+20,7%	1.326.821	1.843	-1,1%
Sardegna	1.487.807	2.066	-0,7%	936.895	1.301	-9,6%	706.280	981	+0,2%
Totale nazionale	36.600.182	50.834	-1,9%	20.358.477	28.276	-4,4%	23.531.820	32.683	-1,2%
Estero	3.826.499	5.315	+24,0%	3.648.683	5.068	+23,4%	475.341	660	+8,1%
Sistema Italia	40.426.681	56.148	+0,1%	24.007.161	33.343	-1,0%	24.007.161	33.343	-1,0%

In termini di fonti, la riduzione delle vendite nazionali risulta mitigata esclusivamente dal diffuso incremento dei volumi eolici (+51,4%), che sostengono la crescita degli impianti rinnovabili (+6,3%) e portano la propria quota sul totale oltre

il 10% (+3,8 p.p.). In deciso calo, invece, i volumi derivanti da fonti tradizionali (-10,4%), con il ciclo combinato in aumento solo in Sicilia (+35,7%) e il carbone dimezzato sia al Nord che in Sardegna (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.271	-9,7%	815	-0,5%	1.879	-6,9%	3.148	-17,5%	651	+25,6%	889	-22,9%	16.654	-10,4%
Gas	7.838	-3,1%	733	-4,0%	895	-24,3%	2.724	-18,1%	616	+35,7%	559	+1,0%	13.365	-7,0%
Carbone	398	-54,0%	-	-	737	+24,4%	-	-	-	-	286	-45,6%	1.421	-28,3%
Altre	1.035	-20,7%	83	+48,1%	247	+1,4%	424	-13,0%	35	-45,7%	45	-40,6%	1.868	-16,3%
Fonti rinnovabili	5.706	-2,7%	1.235	+9,1%	1.205	+21,8%	2.080	+16,1%	677	+16,3%	412	+44,6%	11.315	+6,3%
Idraulica	4.458	-1,3%	392	+26,8%	432	-12,1%	396	-21,8%	98	-20,9%	43	-41,1%	5.819	-3,4%
Geotermica	-	-	648	-0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	648	-0,1%
Eolica	15	+159,9%	44	+106,8%	590	+102,5%	1.415	+36,1%	508	+31,1%	319	+95,0%	2.890	+51,4%
Solare e altre	1.233	-8,0%	151	-1,3%	183	-11,3%	270	+9,5%	71	+0,9%	50	+3,7%	1.958	-5,1%
Pompaggio	251	-15,4%	-	-	55	+15,1%	-	-	-	-	-	-	306	-11,1%
Totale	15.228	-7,3%	2.051	+5,1%	3.138	+2,7%	5.229	-6,8%	1.328	+20,7%	1.301	-9,6%	28.276	-4,4%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

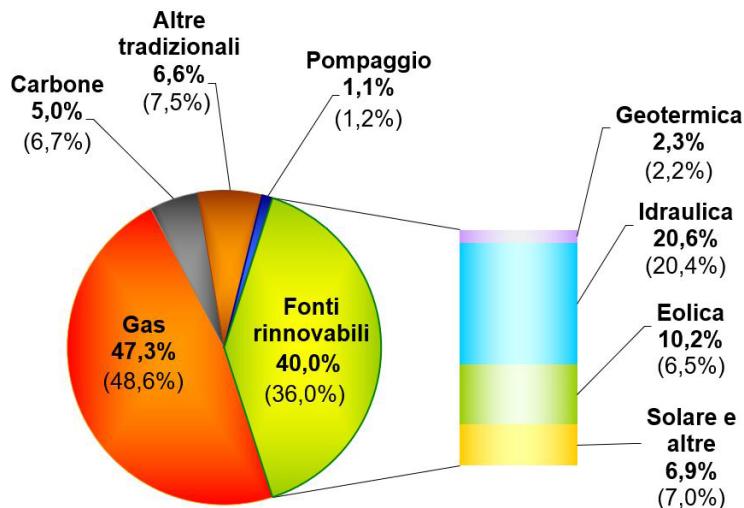
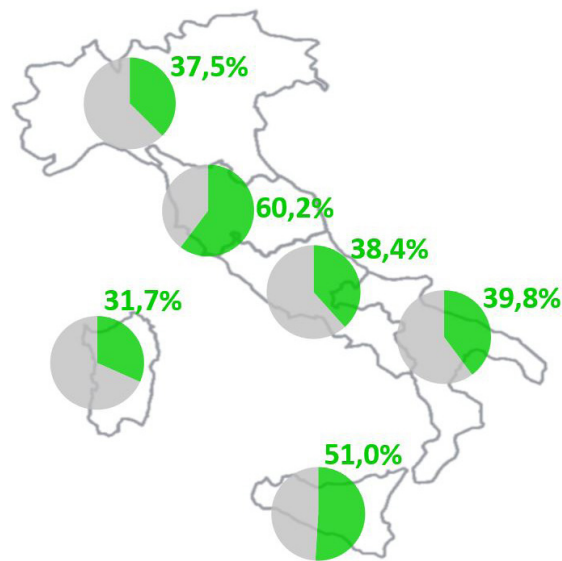


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.688 MWh, in debole ripresa rispetto a novembre 2018 (+123 MWh), per

effetto anche di un aumento della NTC (+4%) (Tabella 6). In lieve riduzione su tutte e tre le frontiere, invece, la capacità assegnata in export, pari a 1.178 MWh (-115 MWh) (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	2.637 (2.543)	1.986 (1.827)	82,5% (72,1%)	39,4% (33,2%)	1.168 (1.162)	741 (809)	16,5% (26,7%)	5,4% (13,3%)
Italia - Austria	165 (244)	166 (233)	87,1% (81,0%)	84,6% (74,2%)	79 (106)	69 (83)	4,6% (10,6%)	3,9% (9,0%)
Italia - Slovenia	609 (608)	537 (505)	88,5% (84,4%)	64,0% (58,5%)	669 (669)	368 (401)	6,8% (10,1%)	1,1% (3,1%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

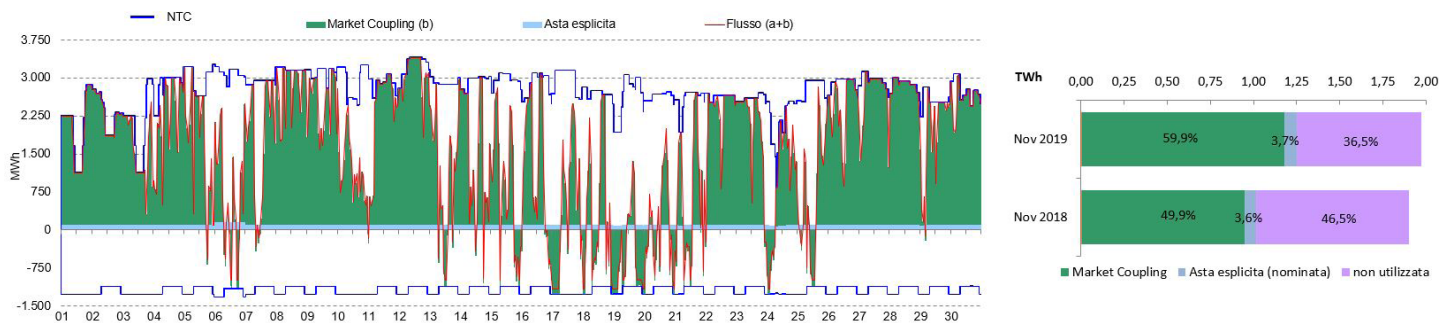


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

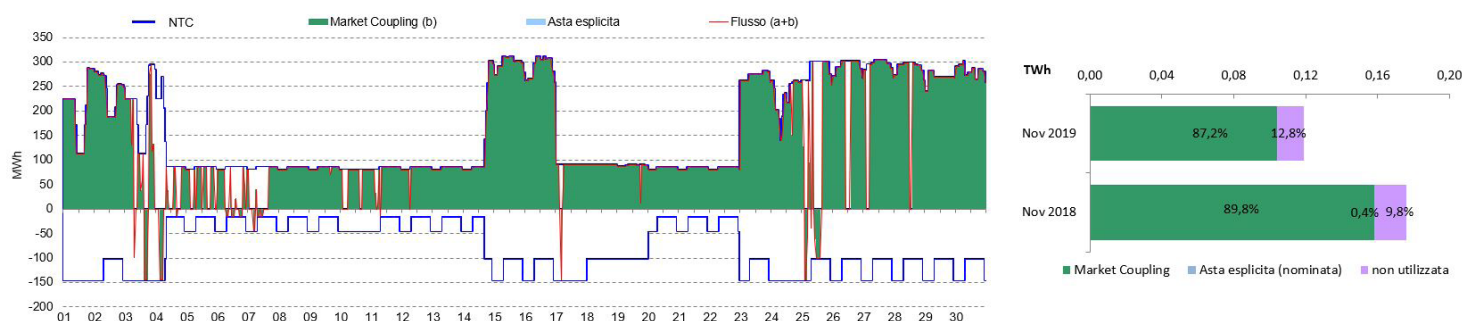
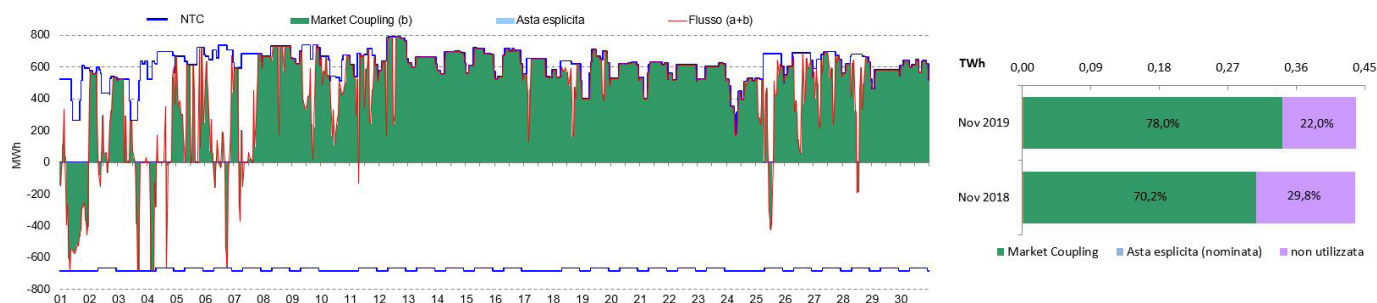


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ai minimi da giugno 2017 anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 47,69 €/MWh (-8,3% su ottobre e -27,3% su novembre 2018) (Grafico 9). Per il terzo mese consecutivo resta negativo il segno del suo differenziale con il Pun (-0,47 €/MWh). A livello di singole sessioni i prezzi, compresi tra 47,64 €/MWh di MI7 e 54,54 €/MWh di MI6, si confermano ovunque in decisa flessione annuale. Inferiori al Pun calcolato nelle stesse ore, i prezzi di tutte le sessioni, tra cui in evidenza MI3 (-1,9%) e MI7 (-1,7%) (Figura 1 e Grafico 10).

Ai massimi da febbraio, invece, i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,4 TWh, in aumento annuale per la

prima volta da agosto (+10,9%). La crescita interessa tutte le sessioni, in particolare le ultime cinque sessioni, con MI3, MI6 e MI7 ai massimi storici e MI4 e MI5 sui livelli più elevati degli ultimi due/tre anni (Figura 1 e Grafico 10).

Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera svizzera, attraverso il meccanismo del market coupling ammontano complessivamente in export a 30,4 GWh su MI2 e 18,0 GWh su MI6 e rappresentano il 64% di quanto complessivamente trattato lato domanda nel mercato MI lungo tale frontiera (+2 p.p. su settembre). Sempre più sporadiche, invece, e concentrate soprattutto su MI2 le allocazioni in import tramite asta implicita rilevate sulla frontiera in questione, pari al 35% di quelle complessive registrate per la Svizzera nel MI (+10 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

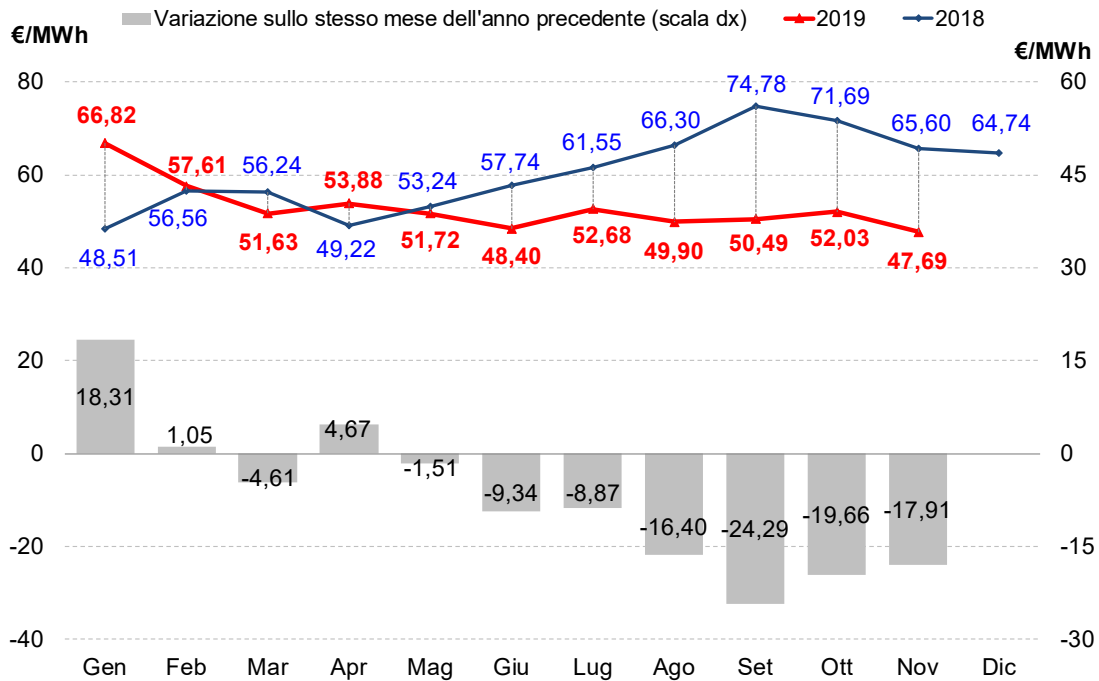
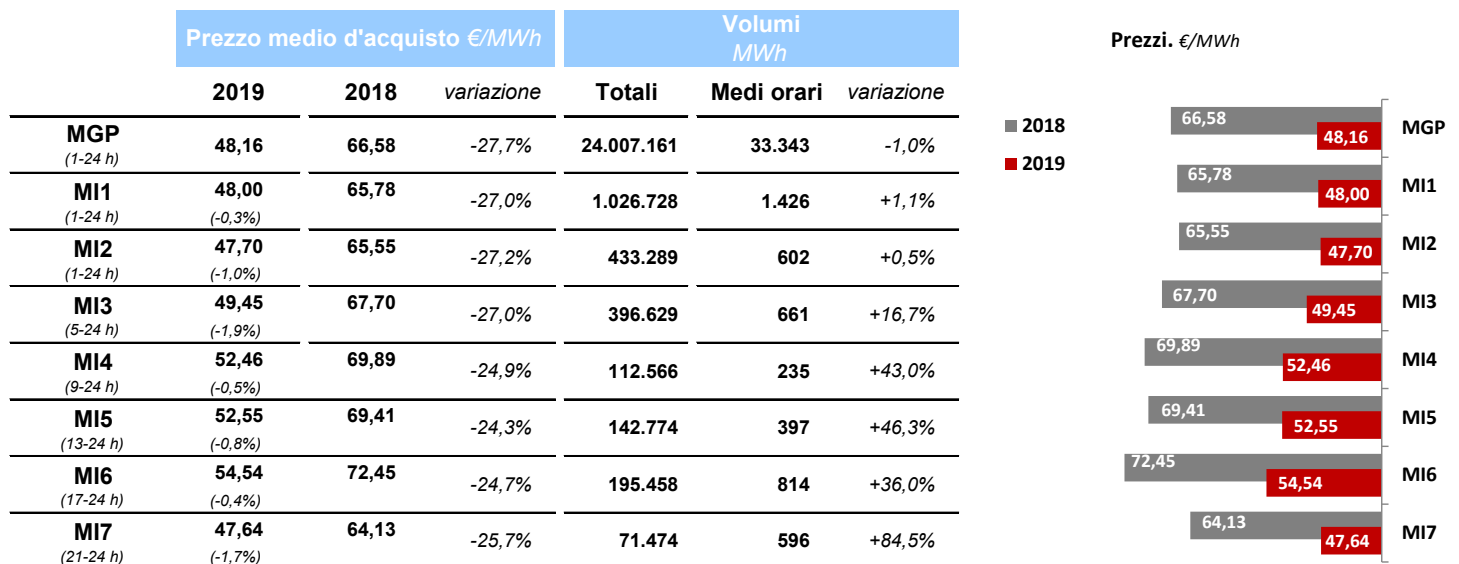


Figura 1: MI, dati di sintesi

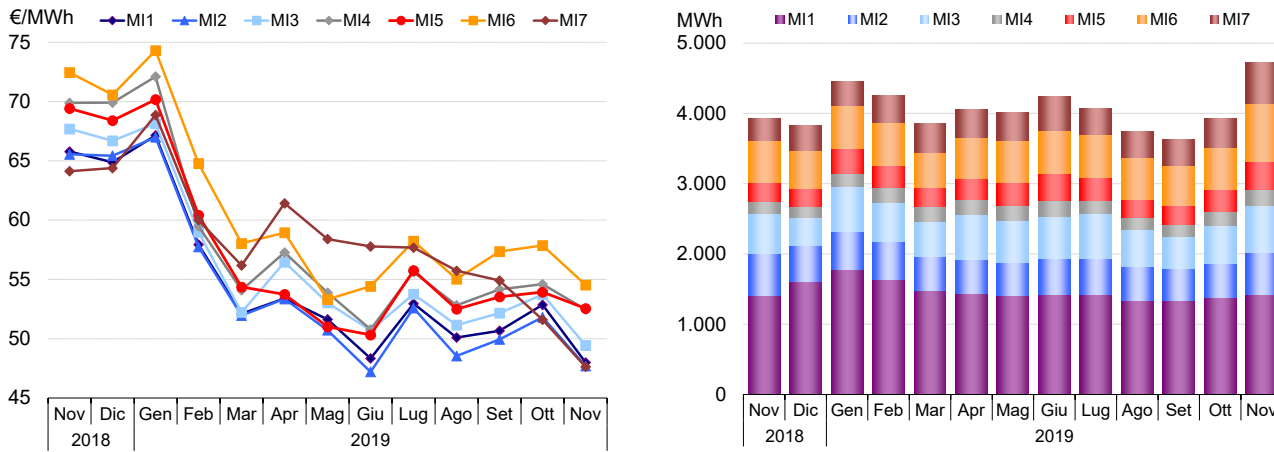
Fonte: GME



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

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

Fonte: GME

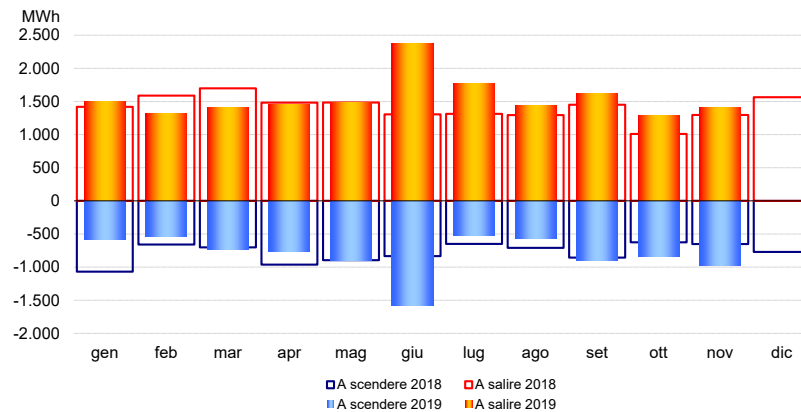


MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, si attestano a 1,0 TWh, aumentando del 27,2% sul 2018 e crescono anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,6 TWh (+34,3% sul 2018) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



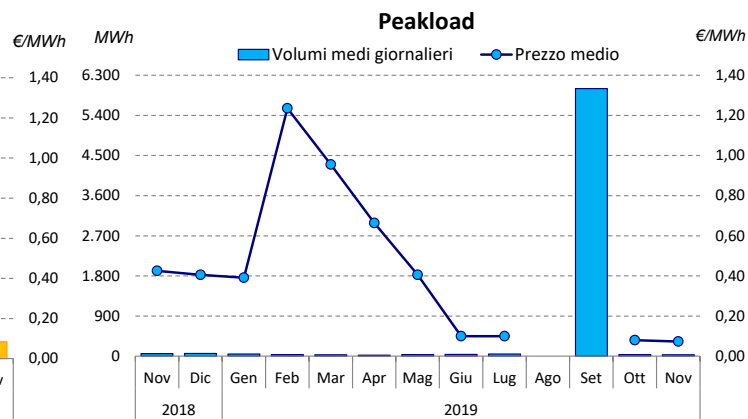
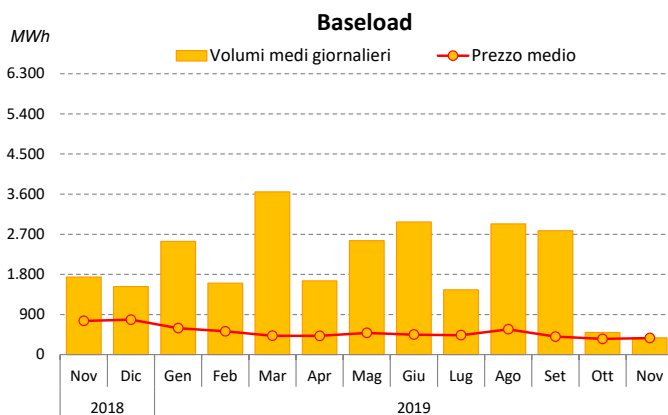
MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 81 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per poco più di 11 GWh (minimo storico). Il prezzo medio dei prodotti giornalieri si attesta a 0,09 €/MWh per i prodotti di profilo baseload e a 0,08 €/MWh per i soli tre abbinamenti relativi a prodotti peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	78	30/30	0,08	0,07	0,09	11.280	376
Peakload	3	3/21	0,07	0,07	0,08	96	32
Totale	81					11.376	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 18 negoziazioni, per complessivi 176 GWh, tutte relative a prodotti baseload, ad eccezione di uno scambio sul peakload dell'Annuale 2020, il terzo su questo prodotto dall'avvio del suo periodo di negoziazione. Prezzi di controllo in generale riduzione per i prodotti baseload. La posizione aperta complessiva

si attesta 1,1 TWh, in aumento dell'8,8% su ottobre 2019. Il prodotto Dicembre 2019 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 53,25 €/MWh sul baseload (65,15 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 59,88 €/MWh sul peakload (74,86 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 90 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Novembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2019	53,25	-5,0%	-	-	-	-	-	117	87.048
Gennaio 2020	58,19	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2020	59,44	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2020	51,91	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2020	56,45	-7,8%	4	16	-	16	-	19	41.477
II Trimestre 2020	51,10	-8,8%	2	10	-	10	-	13	28.392
III Trimestre 2020	56,35	-5,6%	3	4	-	4	100,0%	7	15.456
IV Trimestre 2020	61,30	+0,2%	3	10	-	10	100,0%	15	33.135
Anno 2020	56,31	-5,4%	5	9	-	9	-25,0%	108	948.672
Totale			17	49	-	49			1.067.132

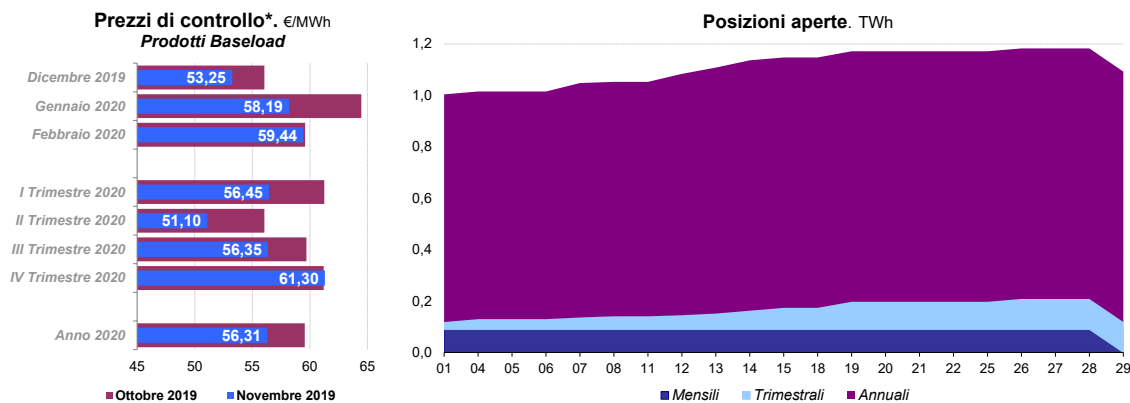
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2019	59,88	-9,6%	-	-	-	-	-	11	2.904
Gennaio 2020	66,30	-7,1%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2020	66,06	+2,7%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2020	57,20	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2020	63,15	-5,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	56,48	-6,1%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	63,13	-2,8%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	71,97	+5,1%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	63,71	-2,2%	1	3	-	3	50,0%	8	25.152
Totale			1	3	-	3			25.152
TOTALE			18	52	-	52			1.092.284

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a novembre 2019, in calo annuale da ottobre 2018, si attestano a 24,3 TWh (-4,3%). Resta in flessione anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,7 TWh (-1,5%) (Tabella 8). Si conferma sostanzialmente stabile sui valori degli ultimi sei mesi il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni

registrate e posizione netta, pari a 1,77 (-0,5 sul 2018) (Grafico 13). Quanto ai programmi registrati, come negli ultimi mesi, aumentano le registrazioni nei conti in immissione (7,2 TWh, +8,6%) e si riducono i relativi sbilanciamenti a programma in calo (6,5 TWh, -10,9%), seguendo una dinamica opposta a quella osservata nei conti in prelievo (rispettivamente 10,8 TWh, -2,1%, e 2,9 TWh, +0,7%).

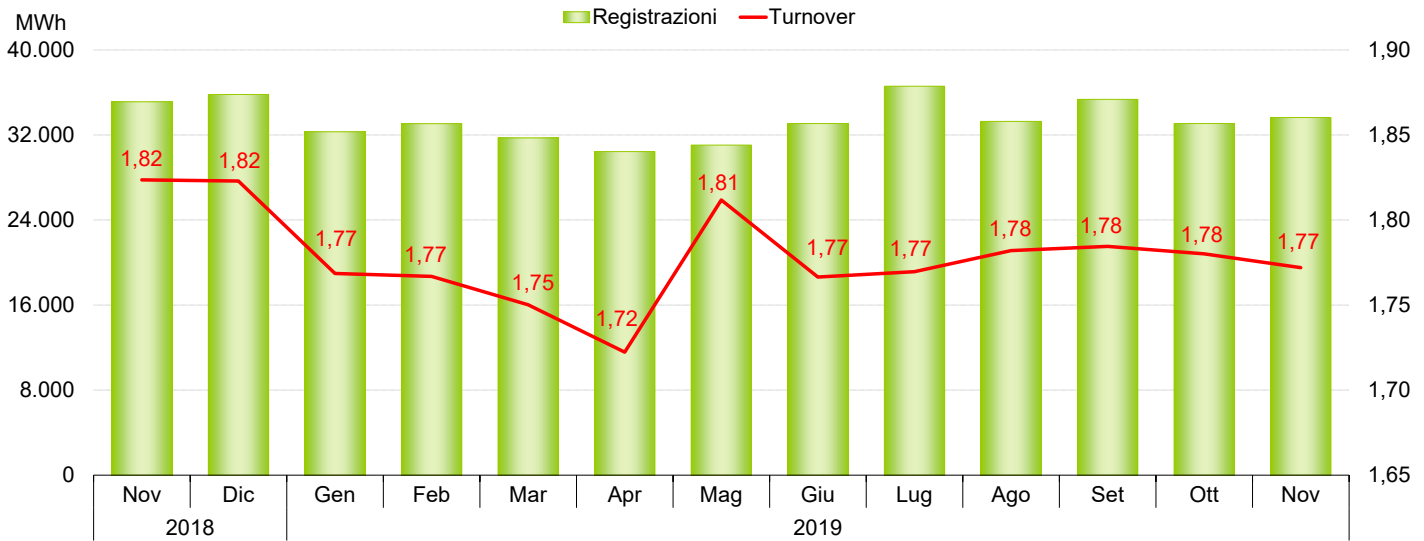
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.845.382	+1,8%	28,1%	Richiesti	9.558.907	-0,4%	100,0%	10.854.612	-2,7%	100,0%
<i>Off Peak</i>	44.640	-59,9%	0,2%	di cui con indicazione di prezzo	4.276.871	-18,8%	44,7%	8.573	+2872,1%	0,1%
<i>Peak</i>	87.168	-42,3%	0,4%	Rifutati	2.310.998	-21,1%	24,2%	13.115	-83,7%	0,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.306.759	-21,2%	24,1%	0	+76,6%	0,0%
Totale Standard	6.977.190	-0,1%	28,7%	Registrati	7.247.909	+8,6%	75,8%	10.841.497	-2,1%	99,9%
Totale Non standard	17.247.967	-5,8%	70,9%	di cui con indicazione di prezzo	1.970.112	-16,0%	20,6%	8.573	+2873,2%	0,1%
PCE bilaterali	24.225.157	-4,2%	99,6%	Sbilanciamenti a programma	6.482.384	-10,9%		2.888.795	+0,7%	
MTE	94.212	+10,9%	0,4%	Saldo programmi	-	-		3.593.589	-18,4%	
MPEG	11.376	-78,0%	0,0%							
TOTALE PCE	24.330.745	-4,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.730.292	-1,5%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre i consumi di gas naturale in Italia invertono la tendenza degli ultimi sette mesi e scendono del 3% su base annua, portandosi ai minimi degli ultimi quattro anni per il periodo in analisi. Arretrano i consumi del settore termoelettrico (-14%), penalizzati dalla crescita della produzione elettrica rinnovabile e dalle maggiori importazioni, e quelli del settore industriale (-10%); in crescita, invece, i consumi del settore civile (+4%) favoriti dalle più basse temperature registrate nel mese.

Sul lato dell'offerta il calo della domanda è stato assorbito principalmente dalle minori erogazioni dai siti di stoccaggio (-30%), anch'esse ai minimi dal 2016 per il mese di novembre; in flessione anche la produzione nazionale (-16%). Si confermano in ripresa, invece, le importazioni di gas naturale (+6,5%) trainate dall'aumento dei flussi via gasdotto (+9%), mentre segna una

battuta d'arresto l'import tramite rigassificatori (-4%), dopo il lungo trend ascendente che lo aveva caratterizzato da ottobre dello scorso anno.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si confermano su livelli molto elevati (7 TWh), in aumento del 28% su base annua, con una quota sulla domanda totale in crescita al 10% (+2,4 p.p.); intense dinamiche rialziste sia per gli scambi sui mercati title, con MGP-Gas quasi raddoppiato (+89%), che su MGS. Le quotazioni a pronti, tutte in crescita congiunturale intorno ai 16 €/MWh, tornano ad allinearsi al riferimento al PSV, mantenendosi comunque inferiori ai livelli dell'anno precedente. Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si attestano a 79 mila MWh, concentrate sui prodotti mensili e trimestrali.

IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia, dopo sette rialzi tendenziali, tornano in flessione, scendendo a 6.664 milioni mc (-3,2%), minimo dal 2016 per il mese in analisi. Il calo è stato trainato principalmente dai consumi del settore termoelettrico (1.878 milioni di mc, -14%), anch'essi sui livelli più bassi degli ultimi quattro anni per novembre, in un contesto caratterizzato da maggiori importazioni di energia elettrica dall'estero e di una più elevata produzione degli impianti eolici.

Consistente anche la riduzione dei consumi del settore industriale (-10%, il ribasso più consistente dell'ultimo decennio), confermandosi per il terzo mese consecutivo poco sopra i 1.100 milioni di mc. In controtendenza i consumi del settore civile che, favoriti dal calo delle temperature nella seconda parte del mese, salgono a 3.344 milioni di mc (+4%). Crescono anche le esportazioni che si attestano a 303 milioni di mc (+35%).

Sul lato dell'offerta continuano ad aumentare su base annua le importazioni di gas naturale, pari a 5.266 milioni di mc (+6,5%), rappresentando una quota del totale approvvigionato pari al 79% (+7 p.p. rispetto allo stesso mese dell'anno precedente), a fronte di una riduzione del 30% delle erogazioni di gas dagli

stoccaggi (1.068 milioni di mc); in calo anche questo mese la produzione nazionale (346 milioni di mc, -16%) con una quota sul totale immesso al 5% (-1 p.p.).

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra una crescita concentrata sulle importazioni tramite gasdotto (+9%); in aumento soprattutto i flussi dalla Russia a Tarvisio, pari a 2.658 (+48%), e dal Nord Europa a Passo Gries (454 milioni di mc, poco significativi lo scorso), nonostante questi ultimi risultino drasticamente ridotti a partire dal 12 novembre. Meno intensa la ripresa dell'import a Gela (489 milioni di mc, +8%), in calo, invece, a Mazara (645 milioni di mc, -59%).

Arretrano, per la prima volta dopo il lungo trend rialzista avviato ad ottobre 2018, le importazioni tramite terminali di rigassificazione (-4%); tra questi in aumento solo le movimentazioni a Cavarzere (677 milioni di mc, +5%), mentre scendono i flussi a Panigaglia e Livorno (rispettivamente 38 e 304 milioni di mc). Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.070 milioni di mc, in aumento del 7% rispetto allo stesso periodo del 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 90%, anch'esso in ripresa su base annua (+4,5 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.266	55,7	+6,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	645	6,8	-58,8%
Tarvisio	2.658	28,1	+48,2%
Passo Gries	454	4,8	+597,3%
Gela	489	5,2	+7,5%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	38	0,4	-49,7%
Cavazere (GNL)	677	7,2	+4,9%
Livorno (GNL)	304	3,2	-11,6%
Produzione Nazionale	346	3,7	-16,0%
Erogazioni da stoccaggi	1.068	11,3	-30,3%
TOTALE IMMESSO	6.679	70,7	-3,0%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.139	12,1	-9,9%
Termoelettrico	1.878	19,9	-13,7%
Reti di distribuzione	3.344	35,4	+3,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	303	3,2	+35,2%
TOTALE CONSUMATO	6.664	70,5	-3,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	15	0	+973,6%
TOTALE PRELEVATO	6.679	70,7	-3,0%

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

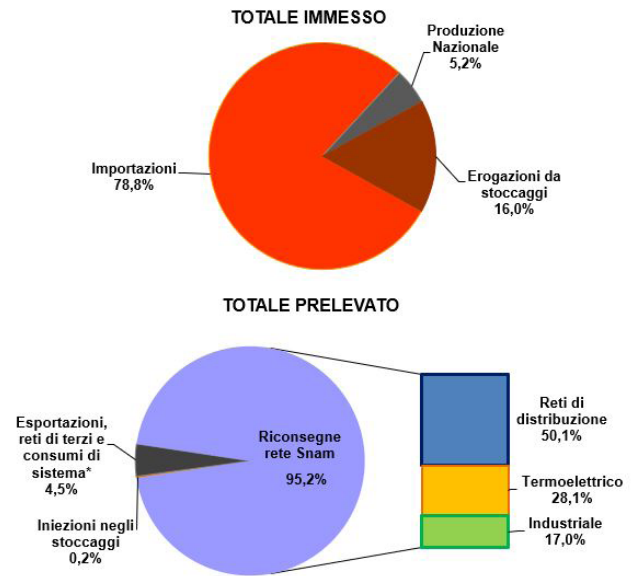
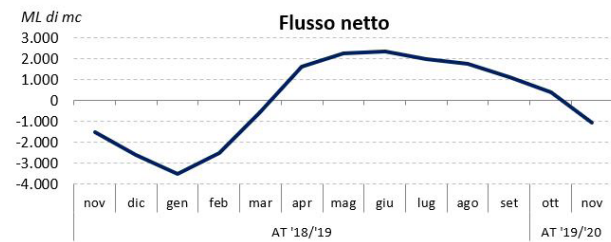
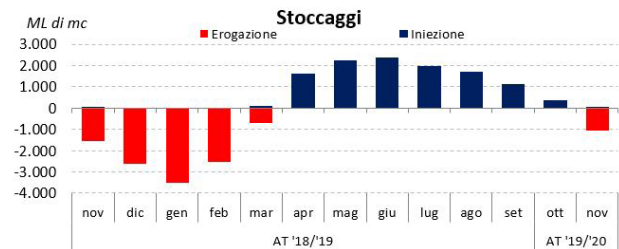
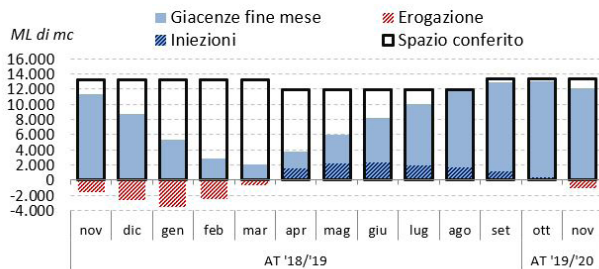


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2019)	12.070	+7,0%
Erogazione (flusso out)	1.068	-30,3%
Iniezione (flusso in)	15	+973,6%
Flusso netto	1.052	-31,3%
Spazio conferito	13.396	+1,6%
Giacenza/Spazio conferito	90,1%	+4,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) segna il terzo rialzo consecutivo dal minimo storico di agosto, attestandosi a 16,37 €/MWh, livello massimo da giugno, ma ancora nettamente inferiore al valore dello scorso anno (+2,86 €/MWh su ottobre, -8,48 €/MWh su novembre 2018). Analoghe, ma più intense,

le dinamiche registrate su entrambi gli orizzonti temporali dalle quotazioni dei principali hub europei, con il prezzo al TTF pari a 14,49 €/MWh in aumento di oltre 4 €/MWh rispetto al mese precedente, accorciando le distanze con gli altri riferimenti di mercato; in particolare, lo spread con la quotazione al PSV si porta a 1,88 €/MWh, in calo di 1,41 €/MWh su ottobre.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 7,0 TWh, livello tra i più alti di sempre, in crescita del 28% rispetto a novembre dell'anno precedente. A fronte della minore domanda di gas naturale, la quota degli scambi sul totale consumato sale al 10%, in aumento tendenziale ininterrottamente da febbraio 2018 (+2,4 p.p.).

Il suddetto trend rialzista, in atto da circa due anni, appare sostenuto dai due mercati title, i cui volumi, pur ripiegando dal massimo storico registrato ad ottobre, permangono sui livelli più alti di sempre (5,7 TWh, +1,2 TWh), rappresentando l'82% del totale scambiato a pronti. L'incremento di novembre risulta concentrato su MGP-Gas che con 2,5 TWh (+1,2 TWh) conferma una liquidità tra i valori massimi storici (36% dei mercati a pronti, +12 p.p. su base annua). Meno intensa, invece, la crescita degli scambi su MI-Gas, pari a 3,2 TWh, a fronte principalmente di un calo del 18% delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh), concentrato esclusivamente lato acquisto (0,9 TWh, -24%). Non si arresta, invece, da oltre un anno la crescita su

base annua degli scambi tra operatori diversi dal RdB, pari a 2,1 (+17%), che spinge la quota sul totale al 66% (+9 p.p.). Le quantità scambiate su MGS, in crescita del 28% sul 2018, si portano a 1,3 TWh, pressoché stabili rispetto al mese precedente. La ripresa tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stata favorita esclusivamente dalle movimentazioni di Snam, in particolare lato vendita (0,8 TWh), concluse ai fini di Neutralità ed Altro (0,75 TWh, nulli a novembre 2018). In calo gli scambi tra operatori sia in termini assoluti (0,2 TWh, -40%) che di quota sul totale negoziato (18%, -20 p.p.).

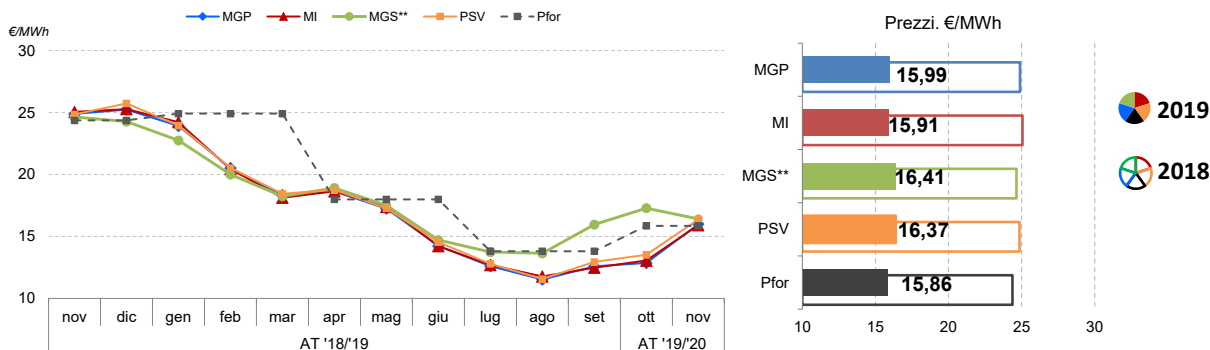
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in virtù di opposte dinamiche congiunturali, tornano a convergere a 16 €/MWh, in controtendenza rispetto agli sviluppi dei quattro mesi precedenti ed in particolare rispetto ad ottobre, quando il differenziale tra l'MGS ed i mercati title si era spinto oltre i 4 €/MWh. In linea con il riferimento al PSV, i prezzi dei tre mercati permangono inferiori ai livelli elevati raggiunti lo scorso anno (-36% sui mercati title, -33%).

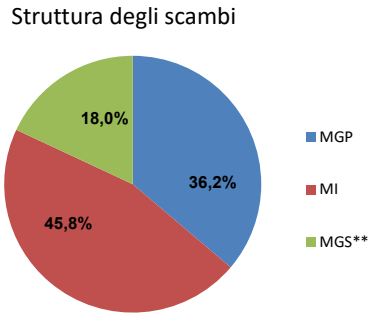
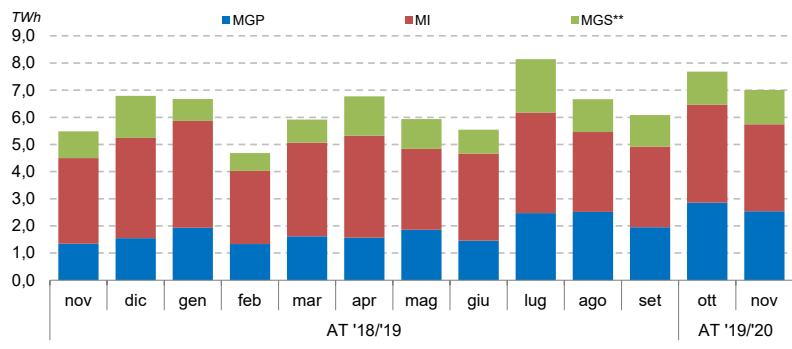
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	15,99 (24,89)	9,00	17,88	2.538.072	(1.342.104)
MI	15,91 (25,06)	7,50	18,00	3.206.976	(3.152.520)
MGS**	16,41 (24,64)	15,25	17,30	1.264.616	(987.420)
Stogit	16,41 (24,64)	15,25	17,30	1.264.616	(987.420)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





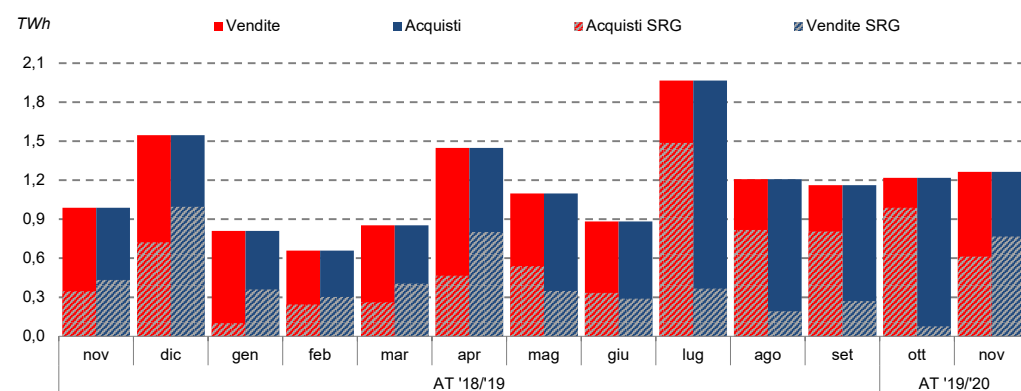
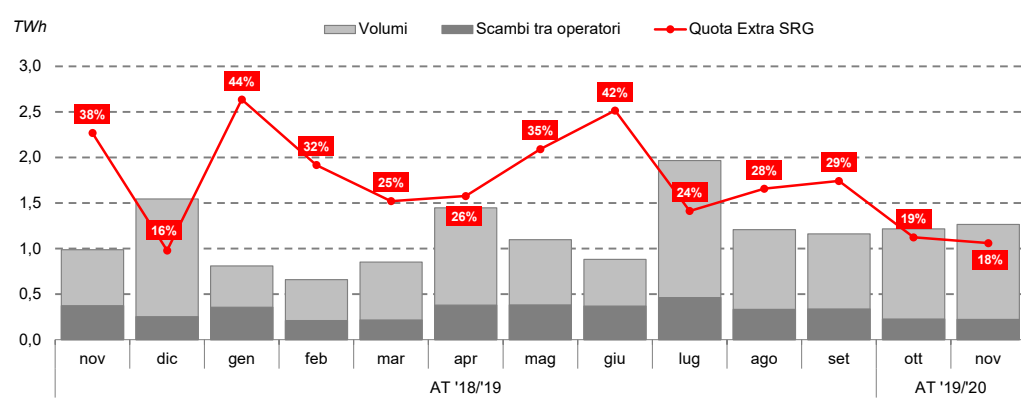
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.264.616	(987.420)	1.264.616	(987.420)	-	(-)	-	(-)
SRG	612.729	(335.781)	766.882	(162.934)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	86.231	(98.180)	14.893	(162.934)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	526.498	(237.601)	751.989	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	651.887	(651.639)	497.735	(824.487)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre gli scambi scendono a 79 GWh, in calo del 39% rispetto al mese precedente (-50 GWh). Le transazioni hanno interessato principalmente il prodotto trimestrale Q-2020-02 ed il prodotto mensile M-2019-12; quest'ultimo chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo

pari a 17,90 €/MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di ottobre (-10%), ed una posizione aperta pari a 31 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 178 GWh (erano 176 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziati risultano in ribasso per il trimestrale (-2%) ed in aumento per i BoM (+4%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	variazioni %	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2019-11	16,65	16,80	17,34	3,6%	2	4.080	-	-	4.080	-	2.664	5.328
BoM-2019-12	-	-	18,00	-	-	-	-	-	-	-	984	27.552
M-2019-12	17,20	17,90	17,90	-10,1%	8	24.552	-	-	24.552	+22,2%	984	30.504
M-2020-01	-	-	20,10	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	120	3.720
M-2020-02	-	-	18,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-03	-	-	17,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-01	-	-	20,02	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	648	58.968
Q-2020-02	17,35	18,10	17,75	-1,7%	8	50.232	-	-	50.232	+187,5%	960	87.360
Q-2020-03	-	-	17,38	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	19,91	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	18,05	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					18	78.864			78.864		2.712	177.600

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di novembre si riscontrano andamenti eterogenei per le principali commodities. A fronte di un rialzo del prezzo del greggio, si registrano i cali dell'olio combustibile e del carbone, mentre risulta invariata la quotazione del gasolio. Ulteriori rialzi per i principali riferimenti del gas, ancora in ripresa dai minimi storici registrati nei mesi precedenti, con lo spread PSV – TTF che torna a scendere sotto i 2

€. In tale contesto si osservano aumenti sulle quotazioni dell'energia elettrica dell'area europea centro-settentrionale, in corrispondenza delle tensioni registrate sul parco di generazione francese a seguito del terremoto dell'11 novembre; risulta in calo, invece, la quotazione dell'Italia, con lo spread Italia – Francia, pertanto, ridotto ai minimi da un anno.

Andamento contrastato nel mese di novembre per il petrolio e i suoi derivati. Prosegue il trend altalenante del greggio, che fa registrare un nuovo aumento su base mensile (63,58 \$/bbl +5%), riducendo al tempo stesso il divario con la quotazione del 2018; l'olio combustibile, invece, scende rispetto ad ottobre (217,83 \$/MT, -12%), risultando quasi dimezzato sul 2018 (-46%), mentre il gasolio è sostanzialmente invariato su base mensile (566,58 \$/MT), perdendo circa il 9% rispetto al 2018. Al contrario, le quotazioni a termine per i mesi successivi mostrano un omogeneo e diffuso andamento rialzista,

soprattutto per l'olio combustibile, previsto stabilmente sopra i 370 \$/MT.

Il carbone, dopo quattro rialzi consecutivi, interrompe la sua salita (55,87 \$/MT, -7%) confermando, anche in questo mese, il mercato calo rispetto al 2018 (-38%). Risultano, inoltre, anche per i prossimi mesi attese ulteriormente ribassiste evidenziate dai futures (-6%). Sul tasso di cambio euro/dollaro (1,11) variazioni significative si osservano esclusivamente su base annuale (-3%), con conseguente moderata attenuazione delle diminuzioni osservate sulle commodities.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	63,58	5%	-2%	60,21	61,73	4%	62,71	6%	61,77	5%	59,34	4%
Olio Combustibile	USD/MT	217,83	-12%	-46%	369,25	377,89	5%	374,60	5%	373,32	-	369,58	3%
Gasolio	USD/MT	566,58	0%	-9%	567,00	580,05	1%	579,15	1%	578,15	2%	566,54	2%
Carbone	USD/MT	55,87	-7%	-38%	56,18	57,93	-6%	58,79	-6%	59,75	-6%	63,76	-4%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	57,53	5%	1%	-	55,78	-	56,53	-	55,58	-	52,53	-
Olio Combustibile	EUR/MT	197,06	-12%	-44%	-	341,45	-	337,66	-	335,89	-	327,16	-
Gasolio	EUR/MT	512,66	0%	-6%	-	524,11	-	522,04	-	520,19	-	501,51	-
Carbone	EUR/MT	50,57	-7%	-37%	-	52,36	-	53,00	-	53,78	-	56,46	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,11	0%	-3%	1,12	1,11	-	1,11	-	1,11	-	1,13	-

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

Fonte: Refinitiv

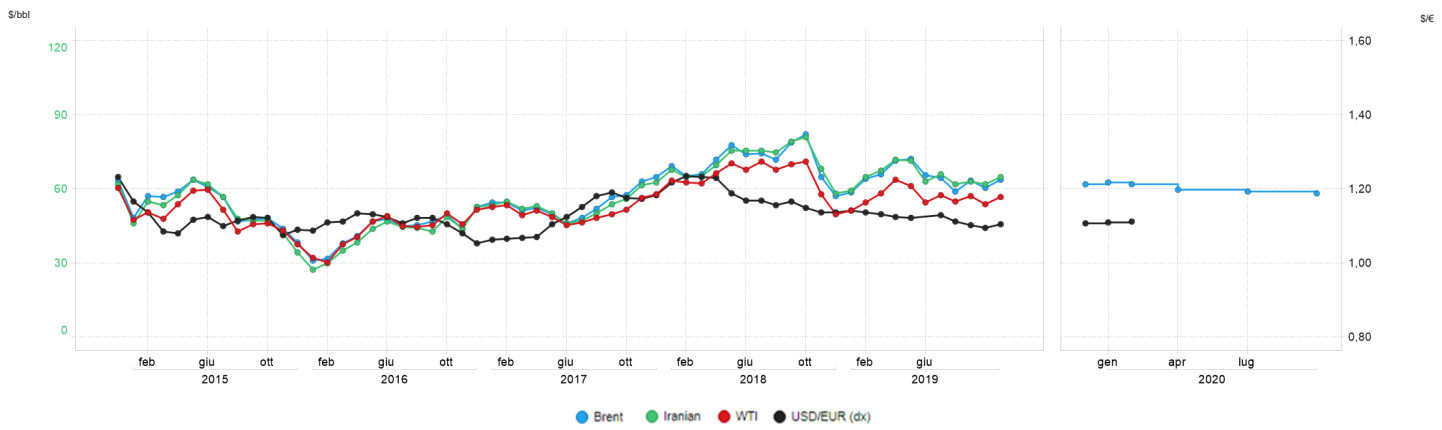


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

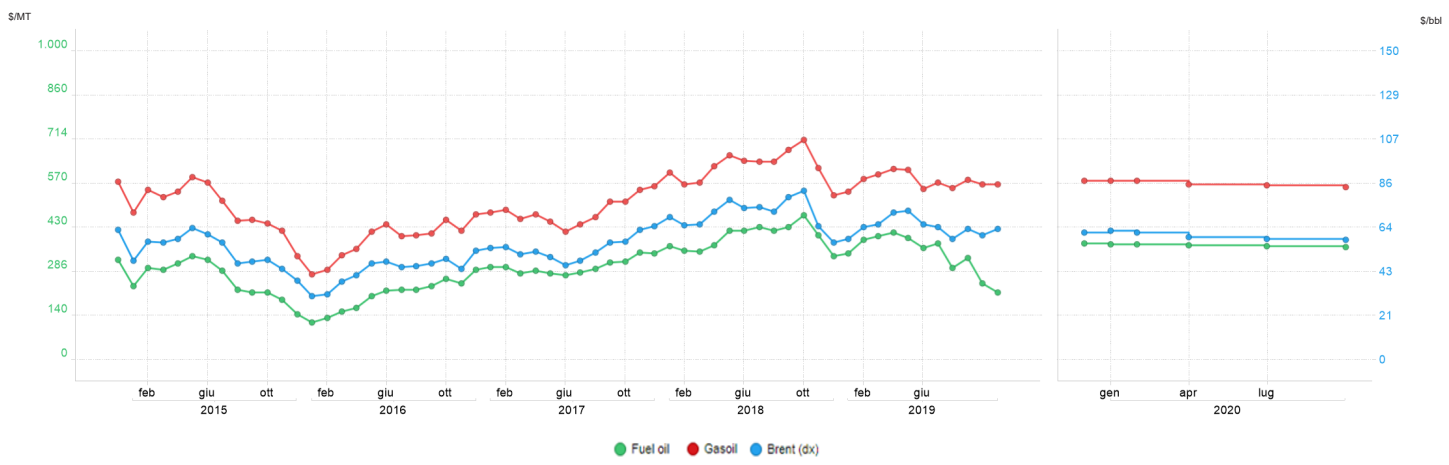


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



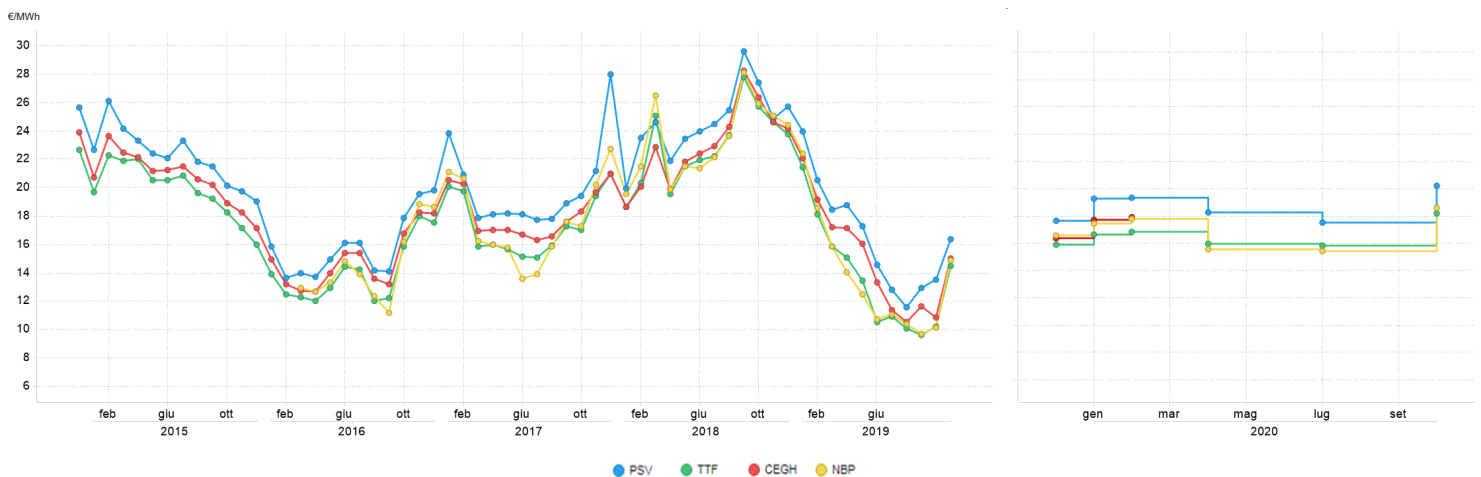
Per quel che attiene al mercato del gas, nel mese di novembre si riscontrano decisi rialzi per tutti i principali hub europei. Il PSV, al suo terzo apprezzamento consecutivo, si attesta a 16,37 €/MWh (+21%), ai massimi da giugno, ma ancora inferiore al 2018 (-34%). Ancora più netta l'ascesa per il TTF (14,49 €/MWh, +42%) che, tuttavia, rimane ancora quasi dimezzato rispetto al

valore 2018 (-41%). In conseguenza di tali andamenti il divario PSV – TTF fa segnare, pertanto, un brusco calo, tornando ad attestarsi sotto ai 2 €/MWh, minimo da agosto. I riferimenti delle quotazioni a termine, invece, risultano tutti in diminuzione per i mesi successivi, in particolare a dicembre (-8%), con uno spread atteso PSV – TTF sopra i 2 €/MWh per i primi mesi del 2020.

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

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	16,37	21%	-34%	15,50	17,66	-8%	19,25	-4%	19,36		18,55	-4%
TTF	NL	14,49	42%	-41%	13,32	15,90	-8%	16,65	-6%	16,84		16,37	-5%
CEGH	AT	15,04	38%	-39%	14,66	16,39	-8%	17,73	-3%	17,93			
NBP	UK	14,86	46%	-41%	14,01	16,55	-8%	17,49	-8%	17,77			



Diversificato, invece, l'andamento registrato sui prezzi delle principali borse elettriche. L'area europea centro-settentrionale mostra decisi apprezzamenti, soprattutto in Francia, ai massimi da febbraio (45,94 €/MWh, +19%) e in ripresa in un contesto in cui pesa anche la riduzione dell'offerta nucleare per la chiusura della centrale di Cruas-Meysses, a seguito del terremoto avvenuto nella zona l'11 novembre; apprezzamenti, anche se meno intensi, in Svizzera (45,94 €/MWh, +15%), Austria e Germania (43/41 €/MWh, +10%/+11%) e nell'area

scandinava (42,15 €/MWh, +14%). In controtendenza, invece, la Spagna (42,19 €/MWh, -11%) e l'Italia (48,16 -9%), con il prezzo della zona Nord italiana che riduce sensibilmente il suo spread con quello francese (2,22 €/MWh, minimo da un anno), a cui risulta infatti allineato o inferiore nel 63% delle ore (+49 p.p. rispetto ad ottobre). Dinamiche più omogenee su base annuale, orizzonte rispetto al quale le borse europee mostrano valori ridotti di circa un terzo, con l'unica eccezione dell'area scandinava (-13%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	48,16	-9%	-28%	57,75	53,95	-11%	60,41	-6%	60,19	1%	57,23	-5%
FRANCIA	45,94	19%	-32%	46,76	49,07	-10%	55,84	-11%	57,96		48,66	-3%
GERMANIA	41,00	11%	-28%	41,65	39,03	-8%	45,88	-8%	48,62		45,71	-3%
AREA SCANDINAVA	42,15	14%	-13%	39,95	41,08	3%	44,03	3%	44,67		37,38	6%
SPAGNA	42,19	-11%	-32%	46,80	49,29	-11%	53,17	-9%	54,62		52,56	-5%
AUSTRIA	42,74	10%	-31%									
SVIZZERA	45,94	15%	-30%									

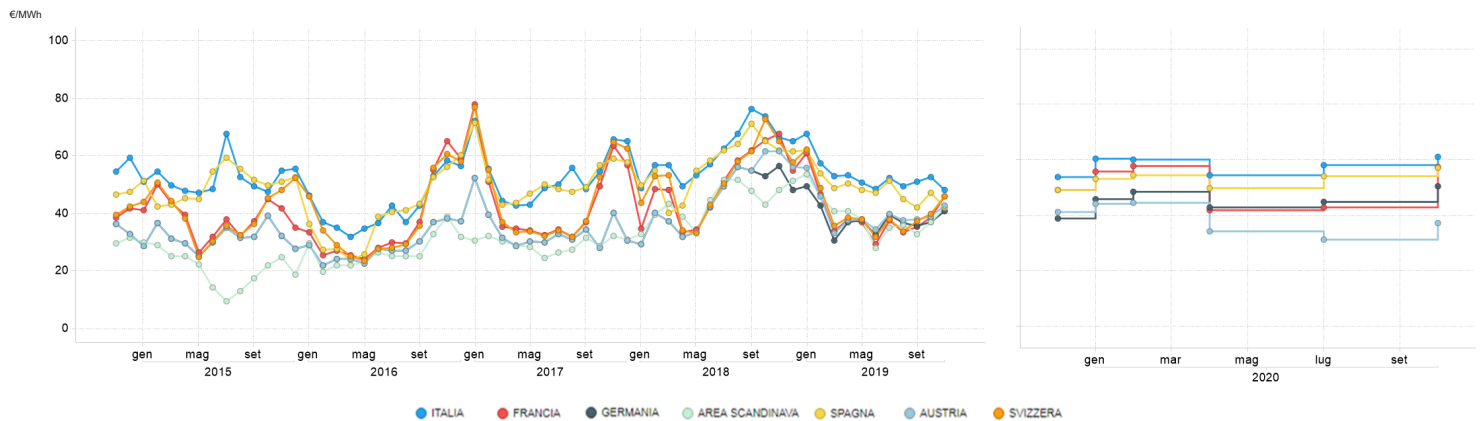
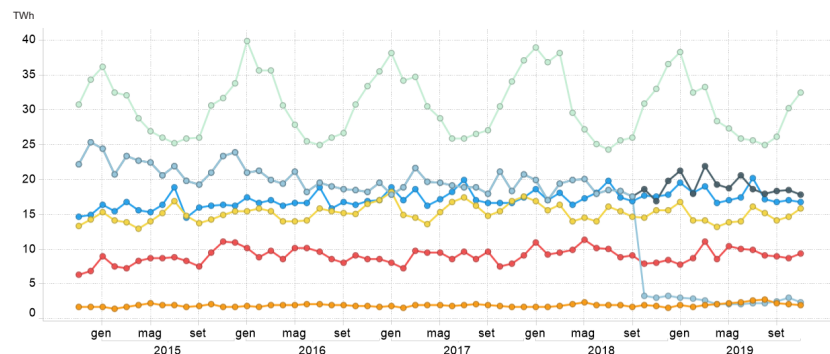


Figura 3: Borse europee, volumi e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,8	2%	-5%
FRANCIA	9,5	11%	17%
GERMANIA	17,8	-1%	5%
AREA SCANDINAVA	32,6	11%	-1%
SPAGNA	15,9	12%	2%
AUSTRIA	2,5	-17%	-21%
SVIZZERA	2,0	-6%	4%



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

In merito ai volumi scambiati su base spot sui principali mercati elettrici si rileva un aumento tendenziale nell'area europea, in particolare in Francia (9,5 TWh,

+17%), mentre risulta in calo il dato per l'Italia (16,8 TWh, -5%). Minime, infine, le variazioni osservate per la Spagna (15,9 TWh, +2%) e l'area scandinava (32,6 TWh, -1%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio risulta sostanzialmente stabile a 261 €/tep, mentre il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale sale a 253 €/tep (+9%). Si confermano in flessione gli scambi sul mercato sia rispetto al mese precedente (-40%) che su base annua (-15%), con una liquidità che si attesta al 36% e cede oltre 20 p.p. rispetto a

ottobre, in virtù di un consistente aumento delle contrattazioni bilaterali. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) a novembre si riduce il differenziale tra i prezzi medi registrati sul mercato, stabili a 0,24 €/MWh, e quelli osservati sulla piattaforma bilaterale, in flessione a 0,36 €/MWh. In calo i volumi sia sul mercato (-9%) che soprattutto sui bilaterali (-56%), con una liquidità che pertanto sale all'8%.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato risulta pari a 261,2 €/tep, per la prima volta da maggio 2018 superiore, seppur di poco, ai 260 €/tep. Tale valore si conferma più alto di circa 8 €/tep rispetto alla quotazione bilaterale, pari a 253,39 €/tep, in crescita del 9% rispetto al mese precedente. La differenza tra i due riferimenti si riduce ulteriormente a 6 €/tep se consideriamo soltanto le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi risulta pari al 99%.

La quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo (1,89 €/tep) definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (260,00-261,89 €/tep) sale invece al 38%, guadagnando circa 26 p.p. rispetto al mese precedente.

A novembre continua la flessione dei volumi negoziati sul MTEE, attestatisi a 153 mila tep, in calo del 40% rispetto a ottobre e del 15% rispetto ad un anno fa. Cala anche la liquidità che si porta al 36% e perde 23 p.p. sul mese precedente, per effetto anche della crescita osservata nel medesimo orizzonte temporale sulle contrattazioni bilaterali, pari a 273 mila tep (+52%).

A fronte di tale ripresa congiunturale, le registrazioni bilaterali risultano tuttavia in calo su base annua (-34%) e inferiori alla media registrata negli ultimi sei mesi.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 60.317.685 tep, in aumento di 242.032 tep rispetto a fine ottobre; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.466.168 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	261,16	+0,4%	260,00	261,89	152.512	-40,2%	39,83	-39,9%	945	-83,0%	0,6%	-1,6 p.p.	5	+1
Bilaterali	253,40	+8,9%	0,00	261,60	272.666	+51,9%	69,09	+65,5%						
con prezzo >1	255,31	+2,3%	68,75	261,60	270.624	+61,8%	69,09	+65,5%						
Totale	256,18	+3,0%	0,00	261,89	425.178	-2,1%	108,92	+0,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

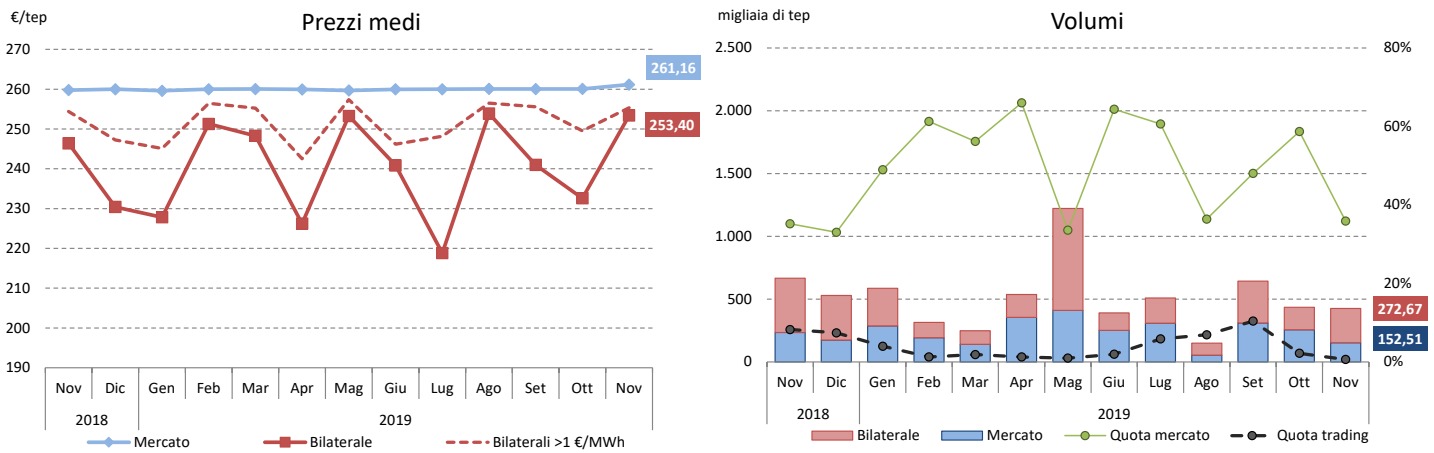


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250	€/tep					
N°	€/tep	tep	tep	€/tep					
24	260,14	1.329.629	147.483	233,16	50.644	250,00	3.466.168	60.317.685	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

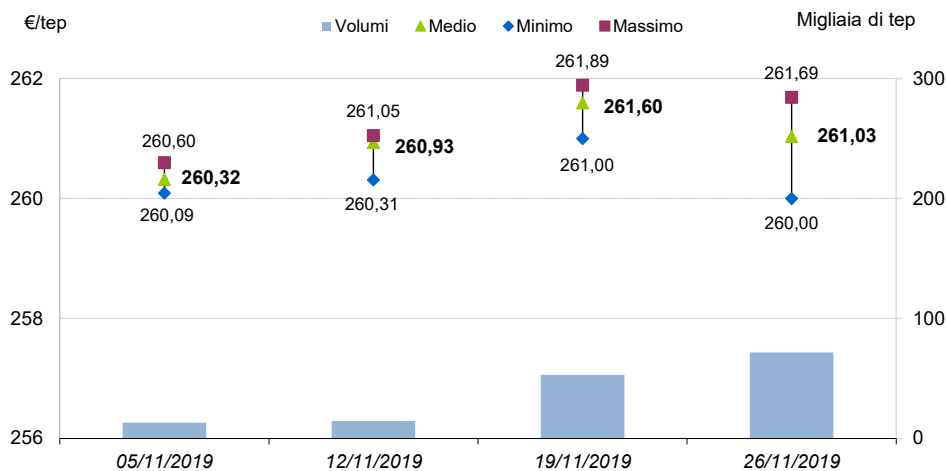
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra quotazioni medie nell'intorno di 261 €/tep con una limitata variabilità estesa anche agli andamenti infra-sessione caratterizzati da un prezzo massimo di abbinamento pari a 261,89 €/tep, valore massimo dallo scorso marzo, registrato il 19

novembre. Gli scambi, mediamente molto bassi nell'arco del mese, mostrano una ripresa nelle ultime due sessioni, che si pongono a ridosso della prima scadenza utile per l'annullamento dei titoli da parte dei soggetti obbligati, prevista per il 30 novembre.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A novembre il prezzo medio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, risulta stabile sul valore minimo toccato nel mese precedente, pari a 0,24 €/MWh. Si rilevano, peraltro, prezzi stabili attorno ai valori medi di ottobre anche per le singole tipologie di prodotto. In netto calo, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (0,36 €/MWh, -49%), per effetto della generalizzata diminuzione osservata sulle diverse tipologie, con conseguente riduzione a 0,12 €/MWh del differenziale tra

la quotazione media della PBGO e quella di mercato. In termini di volumi si rileva un ulteriore calo sul MGO sia rispetto al mese precedente (149 mila MWh, -9%) che su base annua (-41%). La liquidità sul mercato, pur mostrando un aumento rispetto al mese precedente, attestandosi all'8%, risulta sui livelli minimi dallo scorso marzo, in presenza di volumi registrati sulla piattaforma bilaterale più che dimezzati (-55%), ma comunque tra i livelli più alti degli ultimi sei mesi (1,7 TWh).

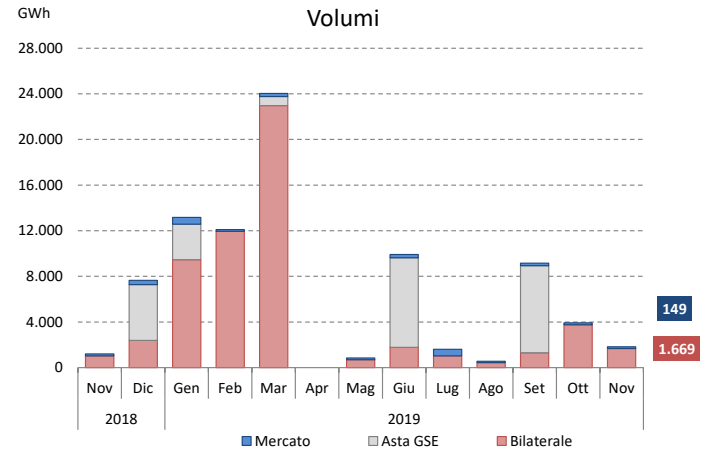
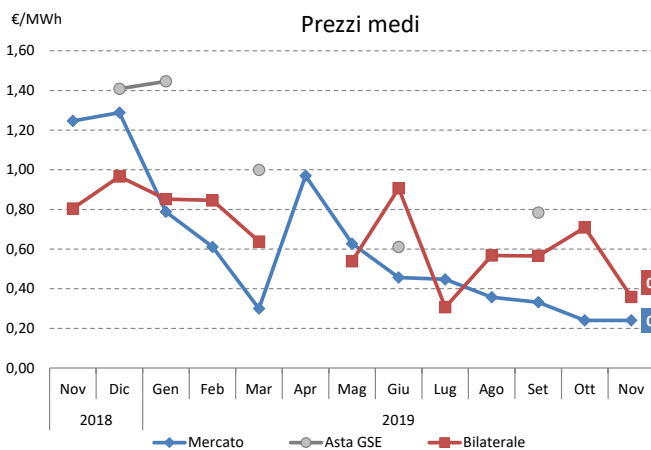
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,24	+0,0%	0,19	0,35	149.420	-9,4%	35.900	-9,4%
Bilaterali	0,36	-49,4%	0,00	2,12	1.669.378	-55,5%	598.323	-77,5%
con prezzo >0	0,37	-47,8%	0,01	2,12	1.617.595	-56,9%	598.323	-77,5%
Totale	0,35	-49,4%	0,00	2,12	1.818.798	-53,6%	634.223	-76,5%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

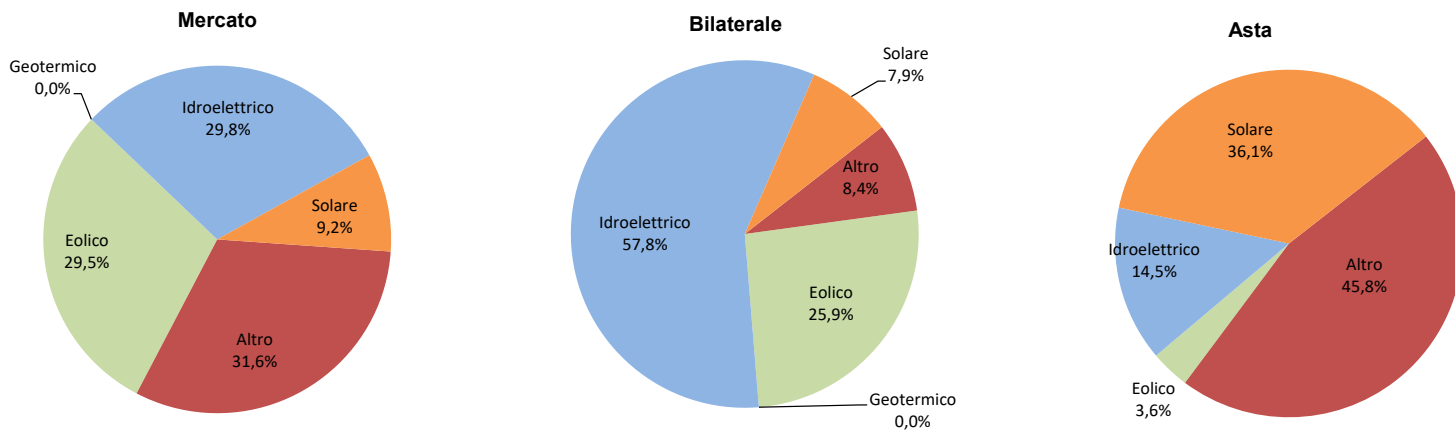


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. È pressoché confermato rispetto a ottobre il livello di concentrazione per le tipologie scambiate sul mercato, dove le tre principali categorie (Idroelettrico,

Eolico e Altro) presentano una quota compresa tra il 30 e il 32% mentre quella Solare si attesta sotto il 10%. Discorso analogo sulla piattaforma bilaterale sulla quale si conferma la struttura delle vendite del mese precedente, con la tipologia Idroelettrico al 58% ed Eolico al 26%.

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

Fonte: dati GME



GLI SCENARI ENERGETICI DEGLI ULTIMI DIECI ANNI: PIÙ CONFERME CHE CAMBIAMENTI

Di Lisa Orlandi e Chiara Proietti Silvestri (RIE)

(continua dalla prima)

L'evoluzione dei trend topic energetici

Ripercorrere i principali topic trattati dall'AIE nelle passate pubblicazioni del WEO è un esercizio interessante che permette di evidenziare: come si siano evolute le tipologie di scenari via via elaborati, come sia cambiata l'importanza

assegnata alle diverse fonti e alle aree geografiche, quali siano state le questioni più dibattute. Come emerge dalla tabella che segue, in cui sono state prese a riferimento le pubblicazioni degli ultimi 15 anni, la struttura del WEO è stata modificata pur mantenendo alcuni tratti distintivi².

WEO: COME E' CAMBIATO NEGLI ULTIMI ANNI (2004-2019)			
Focus Fonte	Focus Area	Altri Temi	Scenari
2004	- RUSSIA - OUTLOOK REGIONALI SU PAESI OCSE ED ECONOMIE EMERGENTI	ENERGIA E SVILUPPO	Orizzonte temporale: 2030 Reference Case Alternative Policy Scenario
2005	MEDIO ORIENTE E NORD AFRICA		Orizzonte temporale: 2030 Reference Case Deferred Investment Scenario World Alternative Policy Scenario
2006	- NUCLEARE - BIOCARBURANTI	BRASILE - IMPATTO DI ELEVATI PREZZI DI ENERGIA - INVESTIMENTI O&G - USO DELL'ENERGIA NEI PVS	Orizzonte temporale: 2030 Reference Case Alternative Policy Scenario (Resolute Action)
2007	CINA E INDIA		Orizzonte temporale: 2030 Reference Case Alternative Policy Scenario High Growth Scenario
2008	PETROLIO E GAS (upstream)	ENERGIA E CLIMATE CHANGE	Orizzonte temporale: 2030 Reference Case 450 Scenario 550 Policy Scenario
2009	GAS NATURALE	SUD EST ASIATICO - ENERGIA E CLIMATE CHANGE POST 2012 - IMPATTO DELLA CRISI FINANZIARIA SUGLI INVESTIMENTI ENERGETICI	Orizzonte temporale: 2030 Reference Case 450 Scenario
2010	RINNOVABILI	AREA DEL CASPIO - SUSSIDI ENERGETICI - - ENERGIA E CLIMATE CHANGE DOPO COPENAGHEN	Orizzonte temporale: 2035 New Policies Scenario (di riferimento) Current Policy Scenario (precedente reference case) 450 Scenario
2011	CARBONE	RUSSIA - NUCLEARE DOPO FUKUSHIMA - ACCESSO ALL'ENERGIA - SUSSIDI ENERGETICI	Orizzonte temporale: 2035 New Policies Scenario Current Policy Scenario 450 Scenario 5 variazioni allo scenario centrale: Low GDP Case, Deferred Investment Case, Golden Age of Gas, Delayed Carbon Capture and Storage Case, Low Nuclear Case
2012	EFFICIENZA ENERGETICA	IRAQ - ACCESSO ALL'ENERGIA - NEXUS ACQUA-ENERGIA	Orizzonte temporale: 2035 New Policies Scenario Current Policy Scenario 450 Scenario Efficient World Scenario
2013	PETROLIO	BRASILE	Orizzonte temporale: 2035 New Policies Scenario Current Policy Scenario 450 Scenario
2014	NUCLEARE	AFRICA	Orizzonte temporale: 2040 New Policies Scenario Current Policy Scenario 450 Scenario
2015	GAS NON CONVENZIONALE	INDIA PREZZI DEL PETROLIO	Orizzonte temporale: 2040 New Policies Scenario Current Policy Scenario 450 Scenario Low Oil Price Scenario
2016	RINNOVABILI	MESSICO - ENERGIA E CLIMATE CHANGE - NEXUS ACQUA-ENERGIA	Orizzonte temporale: 2040 New Policies Scenario Current Policy Scenario 450 Scenario
2017	GAS NATURALE	CINA	Orizzonte temporale: 2040 New Policies Scenario Current Policy Scenario Sustainable Development Scenario Faster Transition Scenario Low Oil Price Case
2018	GENERAZIONE ELETTRICA	PERFORMANCE AMBIENTALI INDUSTRIA O&G	Orizzonte temporale: 2040 New Policies Scenario Current Policy Scenario Sustainable Development Scenario Future is electric Scenario
2019	EOLICO OFFSHORE	AFRICA SVILUPPO INFRASTRUTTURE GAS	Orizzonte temporale: 2040 Stated Policies Scenario (di riferimento) Current Policy Scenario Sustainable Development Scenario

Scenari energetici. L'AIE si è sempre dotata di uno scenario di riferimento a cui ha affiancato uno o più scenari alternativi in base alle politiche e/o tecnologie potenzialmente implementabili in futuro.

Tuttavia, nel corso degli anni, le pubblicazioni si sono differenziate in relazione a molteplici aspetti come l'orizzonte temporale considerato, la numerosità degli scenari presi in esame e la loro tipologia. Tra le diverse novità, se ne possono distinguere due principali: (i) l'evoluzione dello scenario di riferimento e (ii) la crescente rilevanza delle questioni climatiche. Qui di seguito, evidenziamo le tappe principali:

- 2008 – l'introduzione del 450 Scenario come scenario alternativo a quello di riferimento (Reference Case) che, come indicato dalla sua denominazione, include politiche e misure in grado di limitare la concentrazione in atmosfera dei gas a effetto serra a 450 parti per milione di CO₂ equivalente. Questo scenario non indica "dove stiamo andando" ma "dove dovremmo andare" se adottassimo le politiche necessarie a raggiungere i più sfidanti obiettivi climatici. Con questa scelta, le questioni climatiche e ambientali entrano a pieno titolo nelle analisi previsionali dei mercati dell'energia.
- 2010 – l'ingresso del New Policies Scenario che diventa lo scenario di riferimento in sostituzione del precedente Reference Case e che si differenzia da quest'ultimo per l'inclusione delle politiche annunciate e non ancora implementate. L'Agenzia compie questa scelta ritenendo di dover superare il precedente metodo che si basava su assunzioni di policy ferme al presente³. Il Reference Case, a sua volta, cambia denominazione in Current Policy Scenario divenendo lo scenario alternativo che intende misurare l'impatto dello status quo, ovvero del mantenimento delle politiche attuali, sulle proiezioni future.
- 2017 – il 450 Scenario viene sostituito dal tuttora presente Sustainable Development Scenario la cui traiettoria è in linea con il conseguimento dei Sustainable Development Goal e con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Il percorso che delinea è quindi tale da permettere di contenere l'aumento della temperatura mondiale "ben al di sotto dei 2°C (...) perseguendo sforzi tesi a limitarlo a 1.5°C". Soddisfa, inoltre, obiettivi legati all'accesso universale all'energia e al miglioramento della qualità dell'aria, evidenziando come questo richieda cambiamenti rapidi e diffusi in tutti gli ambiti del sistema energetico.
- 2019 – nell'ultimo report, vengono introdotti due cambiamenti sostanziali: (1) la ridenominazione del New Policy Scenario in Stated Policy Scenario per rendere più esplicita l'intenzione di includere solo le politiche e i piani oggi annunciati senza inglobare eventuali modifiche future; (2) l'estensione dell'orizzonte temporale del Sustainable Development Scenario al 2050.

Agli scenari principali (uno scenario centrale e due alternativi) che configurano la struttura classica del WEO vengono spesso affiancati scenari aggiuntivi che poggiano su differenti ipotesi di base o che si focalizzano su specifiche politiche/tecnologie. Questi riflettono di volta in volta quanto accaduto nell'ultimo anno, in modo da considerare i dati, le politiche e gli avvenimenti più recenti e potenzialmente impattanti sulle dinamiche attese. Ad esempio, nel 2011 diversi eventi inaspettati – tra cui la Primavera Araba e l'incidente di Fukushima – hanno portato a considerare cinque variazioni rispetto allo scenario centrale per tenere conto dei loro possibili impatti sul mercato energetico globale. In particolare, sono state analizzate le seguenti dinamiche: rallentamento della crescita economica (Low GDP Case); riduzione degli investimenti upstream nell'area MENA (Deferred Investment Case); ruolo sempre più centrale del gas naturale (Golden Age of Gas); lenta diffusione della tecnologia di stoccaggio di carbonio (Delayed Carbon Capture and Storage Case); frenata del nucleare post-Fukushima (Low Nuclear Case). Similmente, nel 2015, dopo il crollo delle quotazioni petrolifere avviatosi a metà del 2014, l'Agenzia ha incluso una proiezione alternativa che considerasse gli impatti di bassi prezzi del greggio sugli investimenti, sulle politiche, sul mix energetico globale.

Ogni scenario dipinge un futuro alternativo, un percorso lungo il quale il mondo potrebbe dirigersi a certe condizioni. Di fatto, non si tratta di previsioni nel senso stretto del termine, bensì di un esercizio di indagine sulla direzione che determinate scelte politiche e tecnologiche comportano per il sistema energetico mondiale. Nel corso degli anni, l'Agenzia ha ampliato l'orizzonte temporale dei suoi scenari, senza però mai spingersi oltre i tre decenni. Se fino al 2001 le previsioni consideravano un lasso temporale intorno ai 20 anni, dal 2002 in avanti il periodo di riferimento si è mediamente aggirato intorno ai 25 anni. Attualmente, l'orizzonte temporale è il 2040 ed è utilizzato dal 2014⁴. Come anticipato, il WEO 2019 ha esteso sino al 2050 il periodo di indagine del solo scenario alternativo Sustainable Development al fine di uniformarlo con l'orizzonte temporale degli obiettivi di sostenibilità delle Nazioni Unite.

Fonti e tematiche energetiche. Nonostante la centralità del petrolio nel mix energetico mondiale, negli ultimi anni l'attenzione data a questa fonte sembra andare scemando; in effetti, l'ultimo focus completo sul petrolio risale al 2013 quando era stata fatta una trattazione approfondita di tutta la filiera, dalle fasi upstream - con gli sviluppi dell'unconventional americano e il ruolo dell'OPEC – alle dinamiche downstream - con attenzione agli sviluppi della raffinazione nei paesi asiatici e ai settori di consumo finale concentrati su trasporti e petrolchimico. In realtà, gli approfondimenti sul petrolio non scompaiono, ma di fatto spostano il focus sulle dinamiche dei prezzi e sugli investimenti globali. D'altronde, il crollo delle quotazioni oil nel 2014 ha rappresentato una forte cesura rispetto al passato, sconvolgendo gli equilibri energetici

mondiali. Nel WEO 2015, non stupisce quindi la presenza del focus sui prezzi e l'ingresso di uno scenario alternativo denominato Low Oil Price – poi ripreso anche nel WEO 2017 – in cui si pone l'attenzione sulle implicazioni di uno scenario prolungato di bassi prezzi oil sui paesi produttori e consumatori.

Tra le fonti fossili, quella a cui invece viene dedicata un'attenzione crescente è il gas naturale. Negli ultimi 5 anni, vengono dedicati tre focus che approfondiscono aspetti diversi dello sviluppo di questa fonte, declinandola soprattutto in relazione al suo impatto ambientale. In particolare, il focus viene posto sui suoi benefici e costi ambientali, sul ruolo del gas non convenzionale, sugli sforzi di decarbonizzazione dell'intera produzione, fino ad un approfondimento sulle infrastrutture gas e al relativo utilizzo nello sviluppo di biometano e idrogeno. A questo si aggiunge il focus del WEO 2018 dedicato alle performance ambientale dell'industria O&G, in cui viene analizzato l'impatto emissivo delle fasi di estrazione, lavorazione e trasporto e le misure implementabili per una sua riduzione.

Nell'enfasi rivolta alla narrativa ambientale, rientra anche la crescente attenzione per le fonti energetiche rinnovabili il cui ruolo sul mix energetico mondiale non è più trascurabile; non a caso, negli ultimi WEO, sono state più volte oggetto di approfondimento: sia nel 2016, con un focus sulle questioni inerenti la loro competitività e integrazione alla rete, sia nel 2019, con uno speciale dedicato alla crescita dell'eolico offshore. Anche la trattazione della generazione elettrica, protagonista dell'edizione 2018 con lo scenario Future is Electric, viene declinata all'interno degli sforzi di decarbonizzazione, con un'analisi sulla diffusione di tecnologie di generazione a basse emissioni di anidride carbonica che sta trasformando radicalmente il modo in produrre l'elettricità.

Importante novità introdotta nel 2012 è la trattazione dell'efficienza energetica a cui, per la prima volta, viene dedicato un focus di approfondimento e viene considerata come fonte energetica alternativa nonché l'unica a incontrare simultaneamente obiettivi economici, di sicurezza energetica e di tutela dell'ambiente. A partire dal 2013, l'AIE decide di inserirla in modo sistematico nei successivi report e trattarla con un livello di dettaglio simile a quello riservato alle fonti tradizionali.

Negli ultimi 15 anni, è emersa nelle pubblicazioni del WEO una forte centralità della relazione energia-ambiente anche a livello di tematiche approfondite. Non è un caso che diversi focus siano stati dedicati agli impegni sul clima assunti dai diversi Paesi e al nexus acqua-energia. Emerge anche una costante attenzione al tema dell'accesso universale alle moderne forme di energia: nonostante solo nel 2012 sia stato trattato in un capitolo ad hoc, l'argomento viene monitorato con continuità dall'AIE, specie negli ultimi anni.

Aree geografiche. Anche l'interesse geografico degli approfondimenti è cambiato e si è ampliato nel corso degli anni. Se inizialmente l'attenzione era concentrata verso i paesi dell'OCSE, l'organizzazione entro la quale è stata costituita l'Agenzia Internazionale dell'Energia, nel tempo le analisi del

WEO hanno esteso il perimetro di attenzione per fornire un vero e proprio outlook globale. A partire dal 2005, vengono introdotti focus-paese o focus regionali utili ad esaminare gli aspetti energetici più rilevanti di specifiche realtà. E' proprio in quest'anno che la domanda di energia nei paesi non OCSE supera quella dell'area OCSE, spostando il baricentro del consumo energetico mondiale verso oriente. Non stupisce quindi il crescente interesse dell'AIE verso le economie emergenti, come evidenziano i focus tematici sui paesi BRIC (Brasile, Russia, India e Cina), sull'area mediorientale e su quella africana elaborati nelle ultime edizioni del WEO. L'Africa, in particolare, è stata oggetto di un focus speciale nel WEO 2019 in ragione del suo ruolo sempre più prominente come consumatore di energia. La forte crescita demografica e i trend di urbanizzazione del Continente avranno significative implicazioni nel settore energetico mondiale e necessiteranno di un continuo monitoraggio anche in futuro.

Il mix energetico negli ultimi 10 anni: cosa cambia, cosa resta

Prendiamo ora in considerazione i WEO degli ultimi 10 anni per confrontare i dati relativi al mix energetico mondiale al fine di valutare le tendenze che trovano conferma e quelle che sono state riviste nel tempo. Andando a scomporre per fonte la domanda corrente e quella prevista nello scenario centrale, si nota un sostanziale allineamento tra le proiezioni degli ultimi 10 anni a conferma del fatto che sussistono trend strutturali difficilmente modificabili se non in un arco di tempo più lungo⁵. Tuttavia, è indubbio che all'interno di queste tendenze si stiano concretizzando importanti trasformazioni che potrebbero determinare nel prossimo futuro accelerazioni nello sviluppo di alcune tecnologie energetiche e tradursi in cambi di rotta influenti. Riassumiamo qui di seguito le dinamiche rimaste sostanzialmente invariate e i principali cambiamenti avvenuti nel mix energetico globale:

- Il dato strutturale degli scenari energetici è la fame di energia nel mondo. Nel periodo 2007-2018⁶, il consumo di energia su scala mondiale è aumentato di oltre 2 miliardi di tonnellate equivalente petrolio (tep) – da 12 nel 2007 a 14,3 nel 2018 – con un tasso di crescita medio annuo dell'1,6%. Tuttavia, si è assistito ad un rallentamento della crescita della domanda di energia rispetto al passato, con ritmi ben al di sotto di quelli registrati nei decenni precedenti – pensiamo solo che il tasso di crescita medio annuo nella decade precedente (1997-2007) era stato più del doppio rispetto a quello del periodo in esame (3,4% vs 1,6%). Indubbiamente diversi fattori contingenti hanno giocato un ruolo importante, primo fra tutti la grave crisi economica del 2008, ma non solo: la presenza di dinamiche di più lungo termine, come i miglioramenti in efficienza energetica, fanno presagire che questo rallentamento della crescita proseguirà anche in futuro. In particolare, nel WEO 2019 si prevede un aumento dei consumi di energia ad un tasso medio annuo dell'1%. In termini assoluti, quel che più conta trattandosi

di risorse finite, la domanda aumenterà di un ordine di grandezza di 3,4 miliardi di tep, con un aumento annuo sui 155 milioni di tep: il più basso tra quelli previsti negli ultimi WEO esaminati. Vale, tuttavia, sottolineare che il rallentamento della crescita dei consumi previsto nel WEO 2019 non è sufficiente a garantire il conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni su cui si fonda lo scenario Sustainable Development, che richiederebbe politiche più incisive in favore dell'efficienza energetica e della diffusione di energie pulite.

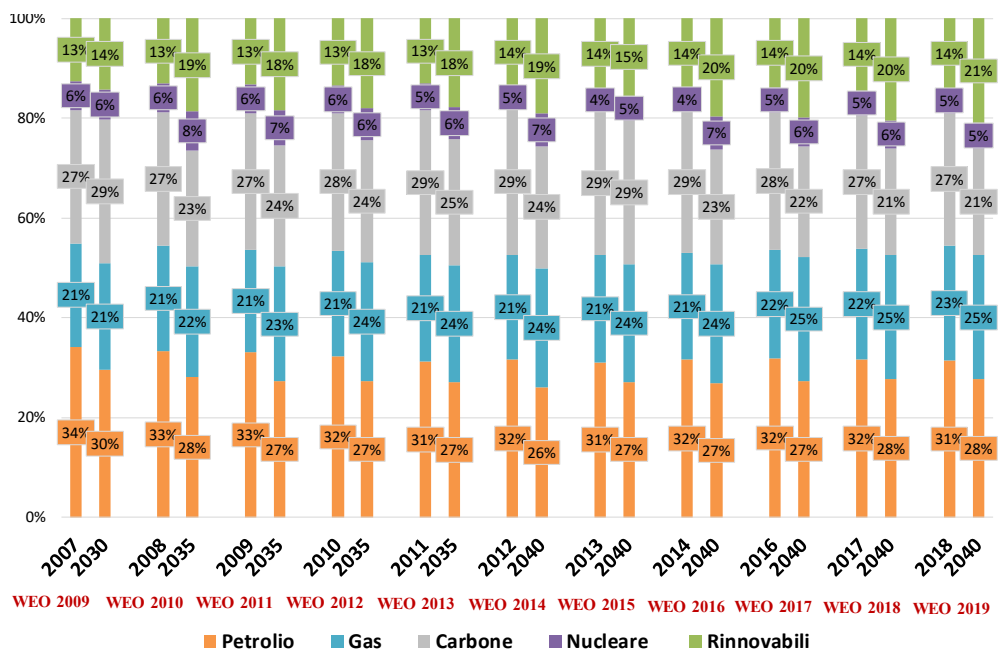
- Permane la centralità delle fonti fossili che non scendono sotto la soglia dell'80% del mix energetico nel periodo considerato (2007-2018). Restano protagoniste anche nel medio termine, rappresentando in tutti gli scenari – seppur con oscillazioni diverse – ben più del 70% della domanda primaria di energia al 2040. Cambiano però i rapporti di forza: il carbone si conferma la fonte più colpita dalle politiche climatiche; perde terreno in tutti gli scenari e più marcatamente nell'ultimo WEO, arrivando a coprire la quota minima del 21% sul mix energetico al 2040. Nonostante le politiche di abbandono adottate in diversi paesi OCSE, il carbone resta dominante nella generazione elettrica in gran parte dei paesi asiatici, specialmente in Cina; questo risulta il principale ostacolo ad una sua definitiva sostituzione da parte di energie più pulite nel medio termine. Il petrolio, pur mantenendo la sua leadership, segue un trend decrescente a seguito delle istanze sempre più pressanti di efficientamento delle tecnologie motoristiche e dei carburanti nonché di elettrificazione della mobilità. Una tendenza confermata sia confrontando i dati a consuntivo, con la sua incidenza che passa dal 34% nel 2007 al 31%

nel 2018, sia guardando le proiezioni: in tutti gli scenari, infatti, i valori previsivi risultano sempre più bassi dei consuntivi, con un'oscillazione che varia tra i 3 e i 6 p.p.; a fine periodo, il petrolio arriva a coprire meno del 30% dei consumi energetici (28% al 2040 nel WEO 2019). Il gas naturale è l'unica fonte fossile a mantenere un trend di crescita in tutti gli scenari considerati rappresentando un quarto dei consumi di energia al 2040. Non supera la leadership del petrolio ma si avvicina, diventando la seconda fonte nel mix energetico globale a partire dal WEO 2017. Il suo ruolo sempre più decisivo nel soddisfare la domanda energetica è sostenuto dal crescente commercio di gas naturale liquefatto (GNL) che permette il trasporto verso gli energivori mercati asiatici; la sua flessibilità d'uso e il minor impatto emissivo rispetto alle altre fonti fossili permette una maggiore diffusione nel campo della generazione elettrica e dei trasporti.

- Per quanto riguarda le rinnovabili, se il dato consuntivo del decennio 2007-2018 mostra una sostanziale stabilità con un aumento della sua quota di 1 p.p. sul mix totale, in termini prospettici si nota una crescita costante, trainata soprattutto dalla diffusione del solare fotovoltaico nella generazione elettrica. Nel WEO 2019, la quota FER (comprensiva di biomassa solida) arriva a coprire il 21% della domanda energetica mondiale al 2040, eguagliando il peso del carbone; percentuale che sale al 44% nel caso della generazione elettrica dove le rinnovabili risultano essere la principale fonte. Tuttavia, questi numeri non sono sufficienti a garantire il conseguimento degli obiettivi climatici su cui si fonda lo scenario Sustainable Development.

Domanda corrente e prevista negli ultimi WEO, 2009-2019

Fonte: Elaborazioni RIE su dati AIE



Nota: nel WEO 2019, le rinnovabili includono la biomassa solida

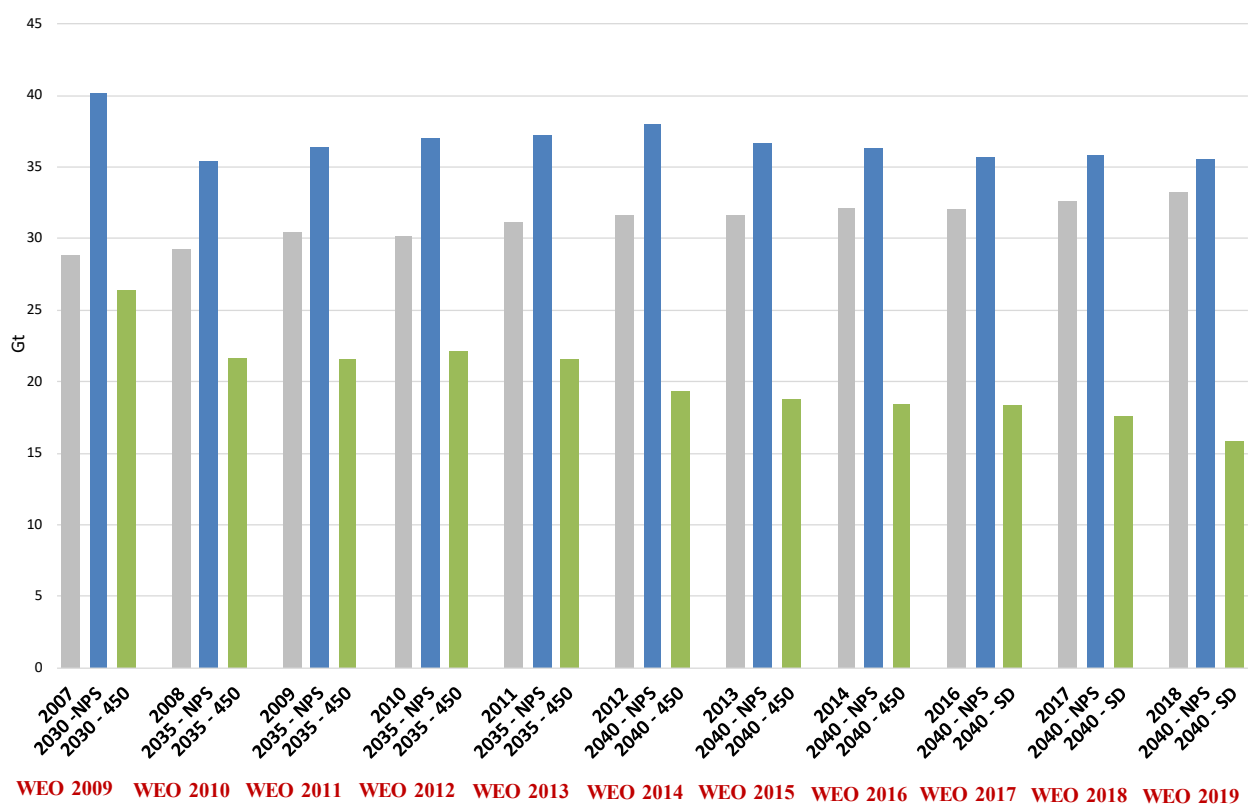
Stiamo andando dove dovremmo andare?

Il WEO 2019 si apre con una riflessione sulle profonde differenze che sussistono nel sistema energetico mondiale, tra gli obiettivi che si intendono intraprendere e su cui sono orientati impegni e aspettative e la realtà dei fatti che ci dice che non stiamo facendo abbastanza.

Come abbiamo visto, i sistemi energetici hanno rigidità

strutturali che non consentono, se non nel lungo termine, di modificarne in modo drastico le dinamiche tendenziali. Tuttavia, è indubbio che sia in atto una serie di cambiamenti, come l'espansione delle rinnovabili e gli sforzi di decarbonizzazione, che sembrerebbero far presagire un futuro energetico diverso. Ma è davvero così? I dati ci dicono qualcosa di diverso.

Emissioni globali negli scenari New Policy (NPS) e Sustainable Development (SD) negli ultimi WEO, 2009-2019



Fonte: Elaborazioni RIE su dati AIE

Nota: Prima del WEO 2017, si fa riferimento allo scenario 450, poi sostituito dal Sustainable Development.

Nel periodo considerato (2007-2018), le emissioni globali di CO2 crescono a un tasso medio annuo dell'1,3%, passando da 28,8 miliardi di tonnellate (Gt) nel 2007 a 33,2 Gt nel 2018. In termini prospettici, le cose non sembrano migliorare: in tutte le edizioni del WEO analizzate, i valori previsivi risultano sempre più alti dei consuntivi, raggiungendo un livello che non scende mai sotto i 35

Gt. Un quadro tanto più preoccupante se si compara con quanto previsto dallo scenario Sustainable Development (e prima ancora dal 450) che indica la strada per raggiungere gli obiettivi climatici globali. Il livello previsto da quest'ultimo scenario al 2040 è circa la metà di quello del NPS; ciò significa che i piani attuali dei policy maker non sono sufficienti a ridurre le emissioni globali. Questa

affermazione trova conferma anche nell'ultimo report del WEO: le emissioni sono previste raggiungere al 2040 i 35,6 Gt nello scenario NPS, più del doppio rispetto ai 15,8 Gt richiesti dallo scenario SD. Siamo insomma ben lontani dalla traiettoria ottimale che ci permetterebbe di centrare l'obiettivo dei 2°C (se non addirittura quello dell'1,5°C) previsto dall'Accordo di Parigi.

In conclusione, gli scenari energetici prospettano diversi possibili futuri nonché le azioni o inazioni che li determinano. In base a tali proiezioni, emerge come le attuali misure di riduzione delle emissioni in ambito energetico siano inconciliabili con quanto sarebbe

necessario fare per contrastare il cambiamento climatico. Queste preoccupazioni sono ravvisabili anche nei titoli oculatamente scelti dall'AIE nei vari summary: da “la strada verso i 2°C è in salita” nel WEO 2016 a “Emissioni di gas serra: il mondo non centra gli obiettivi” nel WEO 2017, fino a concludere che “il trend emissivo previsto rappresenta un grande fallimento collettivo” nel WEO 2018. Il messaggio dell'Agenzia di Parigi, insomma, è chiaro: bisogna fare di più. I policy maker sono chiamati a valutare con attenzione le implicazioni derivanti dalle loro scelte, per poterci riportare sulla rotta di un futuro sostenibile e realmente low carbon.

¹ Vedi “Sull'incertezza delle previsioni energetiche: il caso dello shale gas” di A. Reed et al., Rivista Energia n.4/2019.

² Per approfondimenti sugli anni precedenti al 2004 vedi “Scenari energetici: tra vecchie conferme e nuove tendenze”, di Lisa Orlandi (RIE). Newsletter GME, n. 12/2013.

³ Il Reference Case, introdotto a partire dal 2000, viene costruito valutando solo le misure governative già prese, pur iniziando a tener conto di un set di nuove policy dei Paesi OCSE, prevalentemente orientate alla lotta al cambiamento climatico. Fino al 1999, lo scenario chiamato Reference era del tipo Business As Usual (BAU), in cui si ipotizzava il proseguimento delle esistenti tendenze di mercato e tecnologiche in futuro e si considerava solo lo stato attuale delle politiche. Per approfondimento vedi articolo “Scenari energetici: tra vecchie conferme e nuove tendenze”, di Lisa Orlandi (RIE). Newsletter GME, n. 12/2013.

⁴ Il 2030 viene preso a riferimento tra il 2002 e il 2009; il 2035 viene considerato tra il 2010 e il 2013.

⁵ I cicli storici di sostituzione delle fonti energetiche mostrano che la penetrazione di una fonte richiede un tempo nell'ordine di mezzo secolo per raggiungere una quota del 20% dei consumi. Per un approfondimento vedi Alberto Clò, Energia e Clima: l'altra faccia della medaglia. Il Mulino, 2017.

⁶ Viene preso a riferimento il periodo compreso tra l'anno a consultivo del WEO 2009 che è il 2007 e l'anno a consuntivo del WEO 2019 che è il 2018. Se in passato l'AIE rendeva disponibile i dati a consultivo di due anni prima rispetto alla data di pubblicazione del report, a partire dal 2017, l'Agenzia fa riferimento al dato consultivo dell'anno precedente.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “Avvio operativo della gestione integrata delle garanzie (netting) sui mercati dell’energia MGP, MI e sul mercato spot del gas (MP-GAS)” | del 28 novembre 2019 Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=416>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto agli operatori l’avvio operativo del sistema di gestione integrata delle garanzie sui mercati dell’energia MGP ed MI e sul mercato a pronti del gas naturale (MP-GAS) (nel seguito: netting).

Nel medesimo comunicato, il GME ha altresì informato che, in coincidenza dell’avvio operativo del netting, hanno acquisito efficacia le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME), alla Disciplina del Mercato del Gas naturale (Disciplina MGAS) e al Regolamento PCE, nonché alle relative DTF, apportate al fine di introdurre nei predetti mercati il meccanismo del netting.

A completamento, con la deliberazione 477/2019/R/EEL¹, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha verificato positivamente la proposta di Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Terna S.p.A. di cui all’articolo 7 della deliberazione 111/06, opportunamente adeguata al fine di tenere conto dell’introduzione del meccanismo del netting.

Nella medesima deliberazione l’Autorità ha altresì disposto che la versione adeguata della Convenzione acquisti efficacia a far data dal 28 novembre 2019, in coincidenza dell’avvio operativo del netting.

Deliberazione 12 novembre 2019 463/2019/R/EEL | “Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità per la regione (CCR) Italy North, ai sensi degli articoli 20 e 21 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 15 novembre 2019 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/463-19.pdf>

Con la deliberazione 463/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato – in coordinamento con le altre NRA² della CCR³ Italy-North - la proposta dei gestori delle reti di trasmissione (TSO⁴) di tale Regione, avente ad oggetto la metodologia per il calcolo della capacità con riferimento ai confini fra zone d’offerta appartenenti alla CCR stessa, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM).

Al riguardo, giova ricordare che la suddetta proposta di metodologia – precedentemente trasmessa dai TSO della CCR alle rispettive NRA - era stata già oggetto di richieste

congiunte di emendamenti da parte delle medesime Autorità⁵. Pertanto, con la delibera in oggetto, l’Autorità ha ritenuto la proposta di metodologia da ultimo inviata da Terna coerente con quanto previsto dal Regolamento CACM, fornendo altresì ulteriori indicazioni a Terna al fine di una maggiore trasparenza in merito alle informazioni e agli elementi rilevanti per il calcolo della suddetta capacità.

Delibera 12 novembre 2019 464/2019/R/EEL | “Approvazione delle regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine e dei diritti di trasmissione giornalieri sul confine con il Montenegro, a valere dall’anno 2020” | pubblicata il 13 novembre 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/464-19.pdf>

Con la deliberazione 464/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato le proposte di Terna – predisposte in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione del Montenegro – di Forward Allocation Rules e di Daily Allocation Rules aventi ad oggetto le regole di allocazione dei diritti di trasmissione, rispettivamente, di lungo termine e giornalieri relativi al confine tra Italia e Montenegro a partire dall’anno 2020.

Nella medesima deliberazione l’Autorità ha altresì richiesto a Terna di affidare il servizio di allocazione dei suddetti diritti di trasmissione, per una prima fase transitoria con riferimento agli anni 2020 e 2021 alla società SEE CAO, e che a partire dal 2022 tale servizio sia invece affidato alla società JAO.

A completamento, con la delibera in oggetto, l’ARERA ha richiesto a Terna di aggiornare e trasmettere all’Autorità stessa le Congestion Management Rules ai sensi della precedente deliberazione ARG/elt 162/11, affinché dette disposizioni trovino applicazione anche con riferimento all’interconnessione con il Montenegro.

Deliberazione 12 novembre 2019 458/2019/R/EEL | “Approvazione della proposta di Terna S.p.A. per l’implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, per l’anno 2020” | pubblicata il 14 novembre 2019 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/458-19.pdf>

Con la deliberazione 458/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la proposta di Terna, avente ad oggetto il Regolamento per l’anno 2020 delle procedure concorsuali di assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone del mercato elettrico (CCC) e del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente (CCP), ai

sensi della deliberazione 205/04, come successivamente integrata.

Parere 26 novembre 2019 n. 496/2019/I/COM “Parere al Ministro dello Sviluppo Economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale, del regolamento P-GAS e del testo integrato della disciplina del mercato elettrico, predisposte dal Gestore dei mercati energetici” | pubblicata il 28 novembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/496-19.htm>

Con la pubblicazione del Parere 26 novembre 2019 n. 496/2019/I/COM, l'ARERA ha espresso, al Ministero dello Sviluppo Economico, parere favorevole in merito alle modifiche apportate dal GME alla Disciplina del mercato del gas (MGAS), al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (ME) e al Regolamento della Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS), aventi ad oggetto:

- i. per la Disciplina del MGAS:
 - il recepimento delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 451/2019/R/GAS;
 - l'introduzione sul MGP-GAS del “prodotto weekend”;
 - l'abrogazione di ogni riferimento alla Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (CDE);
 - ulteriori adattamenti di carattere formale relativi all'adozione, da parte di Snam Rete Gas S.p.A., del codice EIC (“Energy Identification Code”) per l'identificazione degli operatori presso il PSV.
- ii. per il Testo integrato della disciplina del ME, l'abrogazione delle disposizioni riguardanti la CDE;
- iii. per il Regolamento della P-GAS, adattamenti di carattere formale relativi, anche in questo caso, all'adozione del suddetto codice EIC da parte di Snam Rete Gas S.p.A.

GAS

Deliberazione 5 novembre 2019 n. 451/2019/R/GAS “Ulteriori disposizioni in tema di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas da parte del responsabile del bilanciamento” | pubblicata il 7 novembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/451-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 451/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato i criteri e le modalità con i quali, a partire dal 1° gennaio 2020, in via sperimentale, Snam Rete Gas S.p.A. (nel seguito: SRG),

provvede all'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas (c.d. “termine Ψ”)⁶. In particolare, l'ARERA ha previsto che:

- i. l'approvvigionamento avvenga tramite specifiche aste nell'ambito dell'MP-GAS, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori ammessi ad operare sul mercato del gas (MGAS), senza sospensione del mercato in negoziazione continua durante lo svolgimento delle aste;
- ii. le aste siano di tipo bilaterale;
- iii. le transazioni concluse nell'ambito delle aste siano escluse dalla formazione del System Average Price (c.d. “SAP”)⁷;
- iv. le aste siano svolte, rispettivamente, nei giorni gas G-1 e G per prodotti con consegna in ciascun giorno gas G;
- v. SRG possa continuare ad approvvigionare eventuali ulteriori quantitativi di gas di sistema, ed in particolare gli autoconsumi, nell'ambito dei mercati a negoziazione continua, secondo le modalità già definite nella deliberazione n. 208/2019/R/GAS⁸.

Nella medesima deliberazione, l'Autorità ha definito i criteri con cui definire prezzi di acquisto e di vendita delle offerte di SRG nelle predette aste, prevedendo altresì che, qualora necessario e urgente, la stessa SRG possa definire un prezzo di acquisto superiore a quello individuato dall'ARERA.

Infine, l'Autorità ha dato mandato al GME affinché, entro il 1° gennaio 2020, effettui le modifiche alla Disciplina del MGAS funzionali all'approvvigionamento del “termine Ψ” e, d'intesa con SRG, aggiorni la Convenzione di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 66/2017/R/GAS (c.d. “TICORG”).

Deliberazione 5 novembre 2019 n. 452/2019/R/GAS “Monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale - Approvazione del preconsuntivo dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l'anno 2019 e del preventivo dei costi per l'anno 2020” | pubblicata il 6 novembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/452-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 452/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - ai sensi dell'articolo 10, comma 10.3, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione n. 631/2018/R/GAS (c.d. “TIMMIG”) - il preventivo dei costi per le attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale da parte del GME relative all'anno 2020, nonché il preconsuntivo relativo ai costi sostenuti per le suddette attività nel corso dell'anno 2019.

Deliberazione 19 novembre 2019 n. 478/2019/R/GAS “Approvazione delle proposte di convenzione tra Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e le società Snam Rete Gas S.p.A. e Stogit S.p.A.” | pubblicata il 20 novembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/478-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 478/2019/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato le proposte di Convenzioni tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) e Snam Rete Gas S.p.A. e tra il GME e Stogit S.p.A. di cui, rispettivamente, agli articoli 6 e 7 dell’Allegato A alla deliberazione n. 66/2017/R/GAS (c.d. “TICORG”).

In particolare, le predette Convenzioni sono state aggiornate in considerazione dell’avvio operativo delle nuove regole inerenti la gestione integrata delle garanzie (netting) sui mercati dell’energia elettrica del giorno prima (MGP) e infragiornaliero (MI), e sul mercato a pronti del gas (MP-GAS).

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di

oli minerali – I QUADRIMESTRE 2020” | del 11 novembre 2019 Download <http://www.mercatienergetici.org/it/homepage/popup.aspx?id=415>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha informato gli operatori che la “finestra temporale” relativa alla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali riferita al 1° quadrimestre 2020, è prevista nel periodo compreso tra il 2 ed il 20 dicembre 2019 dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

In particolare, nel succitato periodo, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433, devono inviare al GME - mediante la “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo “gennaio - aprile 2020”.

Nel medesimo comunicato, il GME ricorda che, come disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico con successiva Circolare n. 14614 del 05 giugno 2018, sono esclusi dalla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali i depositi di GPL ad uso autotrazione.

¹ <https://www.arera.it/allegati/docs/19/477-19.pdf>

² National Regulatory Authority.

³ Capacity Calculation Region.

⁴ Transmission System Operator.

⁵ Cfr. Newsletter 128 luglio 2019

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

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

⁸ Cfr. Newsletter n. 127 giugno 2019 e Newsletter n. 128 luglio 2019.

Gli appuntamenti

19-21 dicembre

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Londra, Regno Unito
Organizzatore: PEEE
<http://www.peee.org>

20 dicembre

International Energy Technologies Conference

Istanbul, Turchia
Organizzatore: DAKAM
<https://www.dakamconferences.org/entech>

26-27 dicembre

International Conference on Biotechnology, Technology & Engineering

Roma
Organizzatore: Association of Engineering Technology & Applied Sciences (AETA)
<http://association-eta.com/rbte-dec-19/>
Contact person: Alex Weissensteiner

28-29 dicembre

International Conference on Engineering and Technology, Environmental & Applied Sciences

Shanghai, Cina
Organizzatore: IRNEST
<http://irnest.org/icetsm-dec-2019/>

7-9 gennaio

International Conference on Future Environment and Energy

Kyoto, Giappone
Organizzatore: ICREE
<http://www.icree.org/>

13-15 gennaio

International Petroleum Technology Conference

Dammam, Arabia Saudita
Organizzatore: AAPG, EAGE, SEG, SPE
<http://go.evvnt.com/546436-0?pid=80>

21-23 gennaio

Chem/Petrochem and Refinery Asset Reliability

Houston, Usa
Organizzatore: Marcus Evans
<http://bit.ly/2NbgoMF>

22-25 gennaio

Klimahouse 2020

Bolzano
Organizzatore: Fierabolzano
<https://www.fierabolzano.it/klimahouse/>



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.