

APPROFONDIMENTI

IL PNIEC DISEGNA IL FUTURO DEL SISTEMA ENERGETICO

Di *Claudia Checchi, Elena Ferri, REF-E*

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è lo strumento pensato dalla Commissione Europea per governare e coordinare le azioni degli Stati Membri al fine di affrontare gli obiettivi di de-carbonizzazione del decennio 2020-2030. Obiettivi definiti nel Clean Energy Package, la maxi-iniziativa varata tra il 2018 e il 2019 a valle dell'accordo di Parigi, che a sua volta ha individuato un quadro internazionale condiviso di azioni per il contenimento del cambiamento climatico. Con il PNIEC gli Stati Membri, ancor prima di aver recepito le otto direttive che compongono il Clean Energy Package, procedimento che potrebbe richiedere diversi anni, hanno calato gli obiettivi nelle diverse realtà nazionali definendo traiettorie, target e politiche. Nel corso del 2019 i PNIEC sono stati messi a confronto e coordinati, per giungere alle versioni definitive, finalizzate in questi giorni (quello Italiano è stato reso pubblico lo scorso 21 gennaio, pochi giorni dopo l'invio alla Commissione). Il nuovo meccanismo di governance lascia un certo grado di flessibilità agli Stati Membri: nel quadro dell'obiettivo di riduzione della CO₂, la ripartizione degli sforzi tra settori è tarata dagli Stati Membri, purché il coordinamento porti agli obiettivi specifici settoriali individuati a livello EU. Attraverso otto Direttive e due Regolamenti¹, il pacchetto di norme emanato dalla Commissione Europea alla fine del 2018, stabilisce infatti specifici obiettivi UE al 2030: 32% di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi di energia, raggiungimento di un livello di efficienza energetica di almeno il 32.5%, ed una riduzione del 40% delle emissioni di gas serra rispetto a quelle del 1990.

Obiettivi 2030: accelerazione dopo il 2025

I macro obiettivi definiti dal PNIEC italiano rispecchiano abbastanza quelli europei e sono stati, a parte qualche ritocco,

confermati rispetto alla versione preliminare del PNIEC.

L'obiettivo di penetrazione delle rinnovabili sul consumo finale lordo di energia (FER) al 2030 è del 30%, rispetto al 32% fissato a livello EU (Figura 1). L'obiettivo si confronta con un livello di penetrazione FER al 2017 del 18% che dovrebbe diventare del 19% entro il 2020. Un dato di partenza lontano dall'obiettivo ma comunque importante, dato che l'obiettivo per l'Italia al 2020 è del 17%. La traiettoria disegnata nel decennio è abbastanza lineare, ma con una leggera accelerazione dopo il 2025, aiutata anche dalla riduzione del consumo finale, che rende quindi minore lo sforzo in termini percentuali.

Il maggiore sforzo per il raggiungimento del livello di rinnovabili continua a essere richiesto al settore elettrico, in cui si dovrebbe raggiungere il 55% nel 2030 (Figura 2) con una traiettoria che accelera notevolmente dopo il 2025 pur a fronte di una domanda sostanzialmente stabile. Il punto di partenza nel 2020 dovrebbe attestarsi attorno al 36%, anche se negli ultimi anni, e dopo la veloce crescita fino al 2014, la quota di FER-E si è sostanzialmente stabilizzata attorno al 34%. La normativa europea fissa un obiettivo anche per il settore del riscaldamento e raffreddamento (FER-C). Lo sforzo richiesto è di un incremento almeno dell'1.3% annuo, che si tradurrebbe in un livello di penetrazione del 34% (Figura 3). Un deciso cambio di passo è invece richiesto per il settore dei trasporti: in questo settore l'obiettivo EU è stato alzato dal 10% del 2020 al 14% del 2030. Per l'Italia gli incrementi degli ultimi anni sono marginali, e il livello di partenza al 2020 sarà probabilmente ben al di sotto del 10% atteso dall'EU. Il settore dei trasporti è tra i più difficili da decarbonizzare ma è anche quello che presenta il più ampio potenziale. L'Italia si impegna a raggiungere il 22% di utilizzo di rinnovabili entro il 2030 (Figura 4).

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2020

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Il PNIEC disegna il futuro del sistema energetico

Di Claudia Checchi, Elena Ferri, REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno il Pun, pari a 47,47 €/MWh, torna in crescita mensile pur confermandosi in calo annuale, ininterrotto dallo scorso maggio (+9,5% su dicembre e -29,8% su gennaio 2019). A fronte di una riduzione annuale dei volumi complessivamente contrattati nel MGP (26,2 TWh, -0,6% sul 2019), l'energia transitata in borsa sale su uno dei livelli più elevati di sempre, portando la liquidità al 76,7% (+2,3 p.p). A livello zonale, si registra

una più debole crescita mensile dei prezzi di vendita sulla penisola ed in Sardegna (46/48 €/MWh, +4 €/MWh) rispetto a quella registrata in Sicilia (58,80 €/MWh, +9 €/MWh).

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica rileva aspettative al ribasso per le quotazioni future con il baseload relativo a Febbraio 2020 che chiude a 47,78 €/MWh (-13,5%). In calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A gennaio il Pun si attesta a 47,47 €/MWh, risultando negli ultimi due anni e mezzo superiore solo al valore di dicembre (+4,13 €/MWh, +9,5%) e, come in tutta la seconda parte del 2019, registra una decisa riduzione annuale (-20,18 €/MWh, -29,8%). In un contesto ancora caratterizzato da costi del gas in ribasso (-1,7/-10,61 €/MWh), sull'incremento mensile pesa l'aumento degli acquisti, la ridotta offerta più

competitiva rinnovabile e il minore saldo con l'estero, mentre alla flessione annuale contribuisce una domanda nazionale calante e un maggior import, in corrispondenza soprattutto di un ampliamento della NTC sulla frontiera francese e svizzera. L'analisi per gruppi di ore mostra analoghe riduzioni annuali dei prezzi, con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,16 (+0,02) (Grafico 1 e Tabella 1).

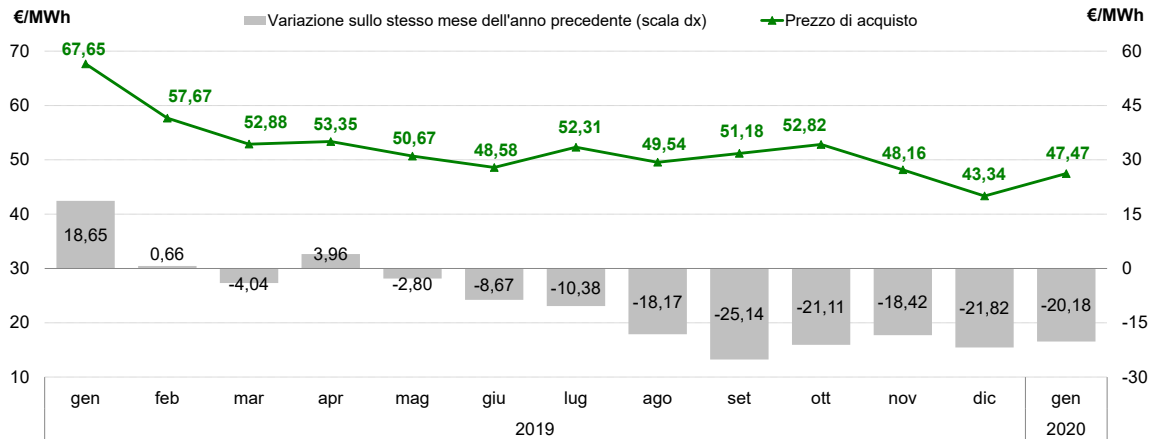
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	47,47	67,65	-20,18	-29,8%	26.952	+2,4%	35.159	-0,6%	76,7%	74,4%
<i>Picco</i>	55,17	77,07	-21,90	-28,4%	33.601	+4,2%	43.833	+0,0%	76,7%	73,6%
<i>Fuori picco</i>	43,52	62,47	-18,95	-30,3%	23.546	+2,2%	30.717	-0,0%	76,7%	75,0%
<i>Minimo orario</i>	27,03	20,00			14.354		20.236		62,3%	63,3%
<i>Massimo orario</i>	77,94	108,38			36.588		47.306		82,1%	82,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

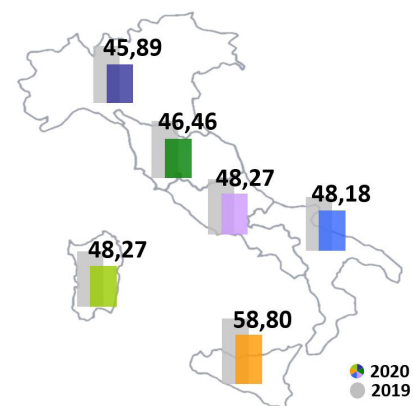
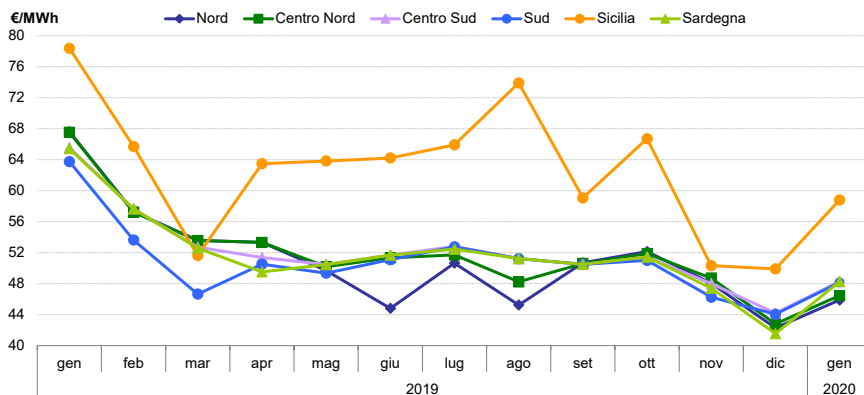


A livello zonale, l'accresciuta offerta più competitiva a ciclo combinato contiene, all'interno del contesto esogeno rialzista sopra descritto su base mensile, l'aumento dei prezzi di vendita peninsulari e della Sardegna (46/48 €/MWh, +4 €/MWh), mentre

la quotazione siciliana risulta più sensibile alle riduzioni di offerta eolica (58,80 €/MWh, +9 €/MWh); su base annuale, invece, la stessa disponibilità termoelettrica si affianca ai minori acquisti nazionali e al maggior import (-16/-22 €/MWh) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 26,2 TWh, registra il terzo calo annuale consecutivo (-0,6% sul 2019). Tornano tuttavia in crescita, per la prima volta da agosto, i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 20,1 TWh (+2,4%), secondo valore più alto dall'estate 2013. Le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP,

invece, si portano ai minimi da maggio, pari a 6,1 TWh, e accentuano la flessione già rilevata a dicembre (-9,4%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, il valore della liquidità del mercato, pari al 76,7%, in crescita sia su base mensile che annuale (+2,3 p.p. e +4,5 p.p.), risulta inferiore, negli ultimi sei anni e mezzo, solo al massimo dello scorso marzo (Grafico 3).

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

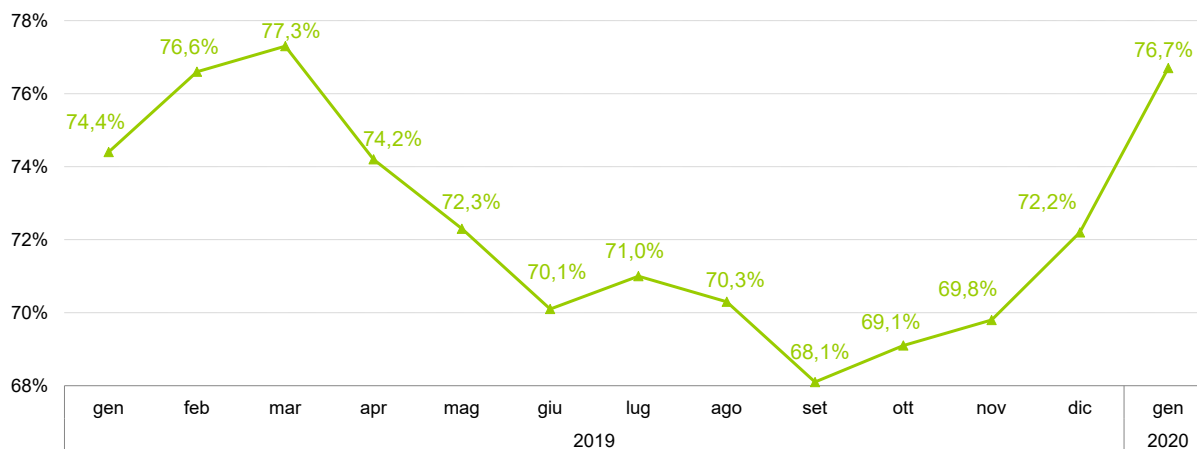
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.052.100	+2,4%	76,7%
Operatori	13.669.850	-4,0%	52,3%
GSE	2.034.532	+9,4%	7,8%
Zone estere	4.347.718	+24,7%	16,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.106.492	-9,4%	23,3%
Zone estere	123.624	-25,7%	0,5%
Zone nazionali	5.982.868	-9,0%	22,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	26.158.592	-0,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.409.332	-0,4%	
OFFERTA TOTALE	44.567.924	-0,5%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.052.100	+2,4%	76,7%
Acquirente Unico	4.332.583	-8,0%	16,6%
Altri operatori	10.550.407	+5,3%	40,3%
Pompaggi	434	-89,1%	0,0%
Zone estere	1.101.513	+43,8%	4,2%
Saldo programmi PCE	4.067.163	-0,2%	15,5%
PCE (incluso MTE)	6.106.492	-9,4%	23,3%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.173.655	-6,0%	38,9%
Saldo programmi PCE	-4.067.163	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	26.158.592	-0,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	765.523	+29,2%	
DOMANDA TOTALE	26.924.115	+0,0%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ininterrottamente in calo annuale da agosto gli acquisti nazionali, pari a 25,1 TWh (-2,0%), risultano indistintamente in riduzione in tutte le zone, con valori compresi tra -1,2% del Centro Nord e -4% delle isole. Sempre in crescita da dicembre 2018, invece, gli acquisti esteri (esportazioni) che si portano ai massimi degli ultimi tre anni, pari a 1,1 TWh (+43,8%). Tale ripresa riflette sia l'avvio, da fine dicembre, degli scambi sulla nuova interconnessione con il Montenegro, utilizzata a gennaio in export in quasi l'80% delle ore (circa 360 MWh medi orari), sia l'aumento degli acquisti sulla frontiera slovena (ai massimi storici), in corrispondenza

di quotazioni sulla borsa BSP uguali o superiori a quella del Nord nella quasi totalità delle ore del mese (Tabella 4).

Lato offerta, la riduzione degli acquisti comprime le vendite nazionali, pari a 21,7 TWh (-4,3%), in particolare quelle delle zone centro meridionali e delle isole (-13/-21%), in controtendenza invece il centro settentrione (+6/+7%). In netto aumento anche le importazioni di energia dall'estero, ai massimi dell'ultimo anno e mezzo, pari a 4,5 TWh (+22,4%), sostenute dalle vendite sulla frontiera francese e svizzera in corrispondenza di un ampliamento della NTC (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.533.489	28.943	+3,8%	11.645.848	15.653	+5,7%	14.009.331	18.830	-1,7%
Centro Nord	2.244.398	3.017	-3,5%	1.713.057	2.302	+6,9%	2.660.620	3.576	-1,2%
Centro Sud	4.937.001	6.636	-8,0%	2.424.260	3.258	-12,5%	4.045.792	5.438	-1,8%
Sud	7.233.827	9.723	-11,1%	4.084.734	5.490	-20,8%	2.070.111	2.782	-2,7%
Sicilia	2.454.994	3.300	-16,0%	936.299	1.258	-11,0%	1.523.109	2.047	-4,0%
Sardegna	1.555.232	2.090	-2,5%	883.052	1.187	-17,8%	748.116	1.006	-4,1%
Totale nazionale	39.958.940	53.708	-2,8%	21.687.250	29.150	-4,3%	25.057.079	33.679	-2,0%
Estero	4.608.984	6.195	+24,3%	4.471.342	6.010	+22,4%	1.101.513	1.481	+43,8%
Sistema Italia	44.567.924	59.903	-0,5%	26.158.592	35.159	-0,6%	26.158.592	35.159	-0,6%

In termini di fonti, la riduzione delle vendite nazionali appare più intensa per gli impianti tradizionali (-6,1%), sostenuti esclusivamente dal ciclo combinato, saliti su un livello inferiore, negli ultimi nove anni, solo a quello dello scorso luglio (+3,7%); in consistente calo, ininterrotto da maggio, il carbone (-64,7%) e le altre fonti termiche (-20,9%). Più debole la riduzione delle vendite rinnovabili (-1,5%), concentrata

sull'eolico (-34,7%), mentre crescono l'idrico (+19,6%) e il solare (+9,6%). Pertanto la quota sul totale delle vendite a gas si porta su uno dei valori più elevati di sempre, 58,8% (+4,6 p.p.), e quella dell'idrico sale al 15,5% (+3,1 p.p.); in riduzione il peso delle altre fonti, in particolare quello del carbone, sceso ormai sui livelli del geotermico (2,6%, -4,6 p.p.), e dell'eolico (6,8%, -3.2 p.p.) (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	11.194	-1,1%	1.094	+4,0%	2.227	-12,5%	3.643	-16,8%	763	+5,2%	831	-18,6%	19.752	-6,1%
Gas	9.928	+8,9%	1.004	+1,3%	1.668	+11,3%	3.209	-16,2%	715	+8,6%	607	+43,9%	17.132	+3,7%
Carbone	305	-63,6%	-	-	297	-63,4%	-	-	-	-	169	-68,1%	771	-64,7%
Altre	961	-29,3%	90	+48,1%	261	+11,4%	434	-20,9%	47	-28,3%	55	-19,9%	1.849	-20,9%
Fonti rinnovabili	4.260	+25,6%	1.208	+9,8%	1.011	-12,9%	1.847	-27,7%	496	-28,0%	356	-15,7%	9.178	-1,5%
Idraulica	3.044	+32,7%	349	+37,2%	487	+4,5%	460	-14,1%	108	-23,2%	84	-13,0%	4.533	+19,6%
Geotermica	-	-	661	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	661	-0,8%
Eolica	9	+84,1%	25	-7,4%	324	-35,5%	1.099	-37,6%	315	-33,6%	215	-21,1%	1.987	-34,7%
Solare e altre	1.208	+10,5%	173	+13,3%	200	+4,1%	287	+11,6%	73	-0,5%	57	+6,5%	1.997	+9,6%
Pompaggio	199	+109,6%	-	-	21	+28,9%	-	-	-	-	-	-	220	+97,7%
Totale	15.653	+5,7%	2.302	+6,9%	3.258	-12,5%	5.490	-20,8%	1.258	-11,0%	1.187	-17,8%	29.150	-4,3%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

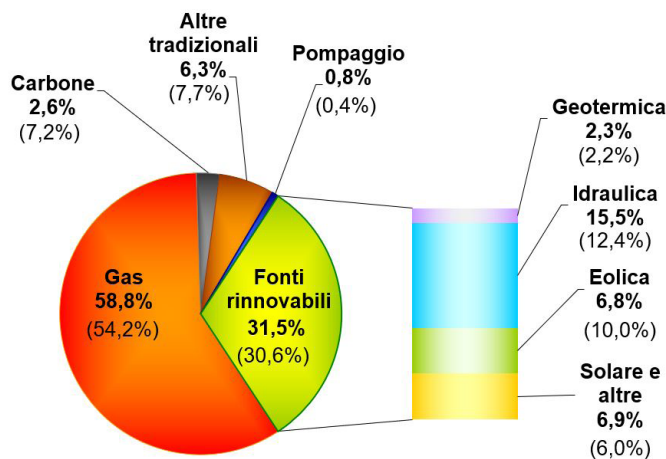
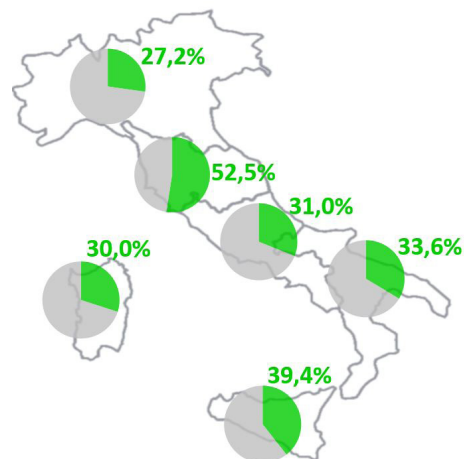


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 3.166 MWh, in deciso aumento rispetto allo stesso mese del 2019 (+588 MWh), sostenuto dalle vendite sulla frontiera francese, favorite anche dall'aumento della NTC (+22%) (Tabella 6). Tale capacità risulta in

consistente crescita anche sulle altre due frontiere, tra le quali in evidenza quella slovena dove lato vendite ne resta inutilizzata oltre il 94% (+27 p.p.); lato acquisto, invece, sullo stesso confine oltre il 62% della capacità totale è utilizzata dal market coupling (+33 p.p.) (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	2.725 (2.225)	2.635 (1.987)	95,0% (92,6%)	82,8% (68,4%)	1.170 (1.164)	633 (645)	3,2% (6,3%)	1,1% (1,7%)
Italia - Austria	281 (244)	274 (242)	86,3% (94,8%)	79,7% (93,5%)	121 (120)	99 (109)	5,8% (2,8%)	4,6% (2,7%)
Italia - Slovenia	624 (516)	257 (349)	14,4% (49,1%)	1,7% (20,7%)	669 (665)	510 (455)	81,0% (48,8%)	34,1% (15,6%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

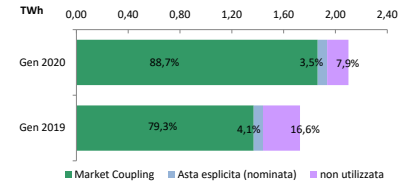
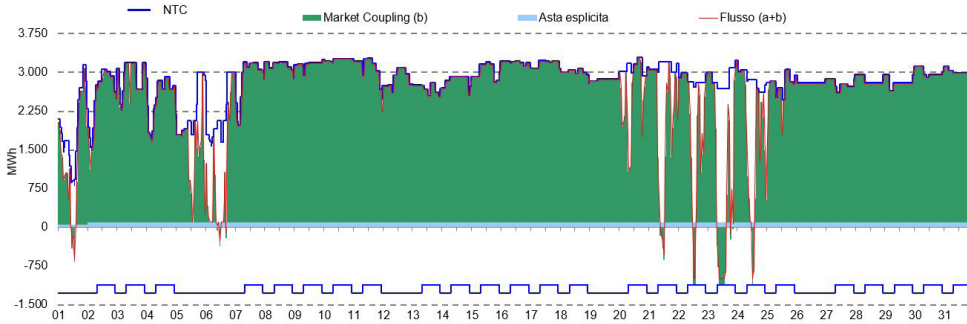


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

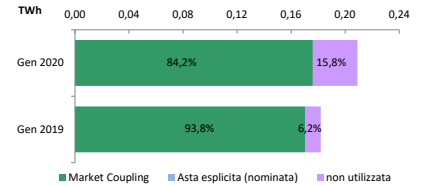
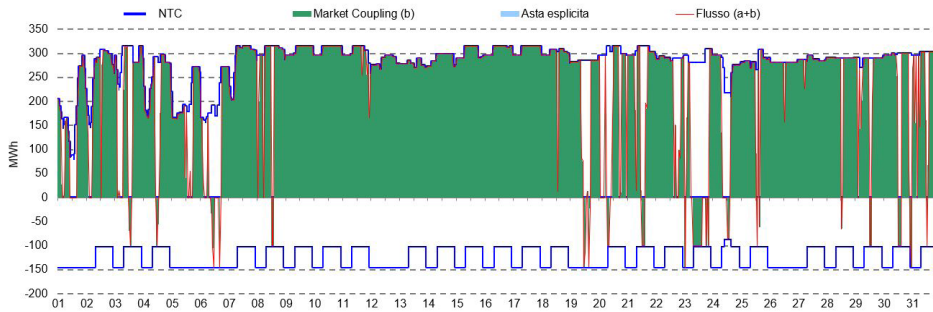
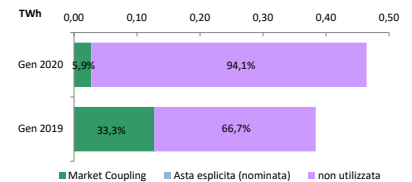
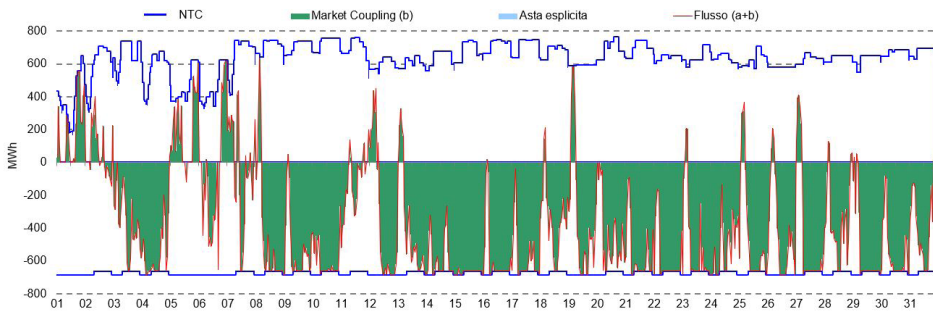


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornerale (MI) si attesta a 47,36 €/MWh (+8,1% su dicembre e -29,1% su gennaio 2019), anch'esso superiore, negli ultimi due anni, solo al valore di dicembre, in linea con il Pun (-0,10 €/MWh) (Grafico 9). A livello di singole sessioni i prezzi, compresi tra i 47 €/MWh di MI2 e MI7 ed i 53 €/MWh di MI6, si confermano ovunque in flessione annuale in doppia cifra. Inferiori al Pun calcolato nelle stesse ore i prezzi di tutte le sessioni, ad eccezione di MI1 (+0,7%)

(Figura 1 e Grafico 10).

Sul livello più basso da luglio 2018 i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornerale, pari a 2,0 TWh, che registrano anche la più intensa flessione annuale da oltre due anni (-20,6%). Ai minimi da maggio 2019 gli scambi su MI1 (-31,6% sul 2019) e in decisa riduzione anche MI3 (-20,6%) e MI5 (-12,1%), in controtendenza invece MI7 (+36,8%) (Figura 1 e Grafico 10). Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera

svizzera attraverso il meccanismo del market coupling ammontano complessivamente in export a 39,2 GWh su MI2 e 16,8 GWh su MI6 e rappresentano il 73% di quanto complessivamente trattato lungo la frontiera svizzera nel mercato MI lato domanda (+10 p.p. su dicembre), questo mese ai massimi da gennaio 2018. Ancora decisamente inferiori e concentrate soprattutto

su MI2 le allocazioni in asta implicita in import, pari al 65% di quelle complessive sulla frontiera nel mercato lato vendita (+13 p.p.).

Si segnala, infine, che nel primo mese completo in cui è presente la zona Montenegro sui mercati infragiornalieri le allocazioni in asta esplicita risultano pari a 23 GWh in acquisto ed a 21 GWh in vendita.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

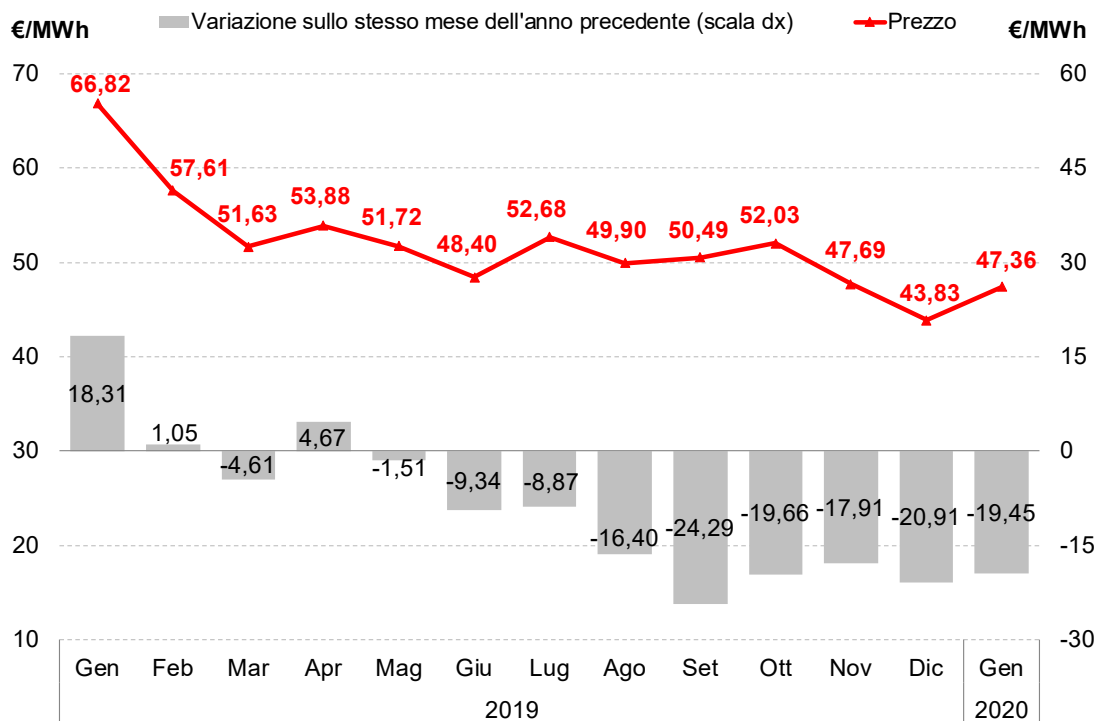
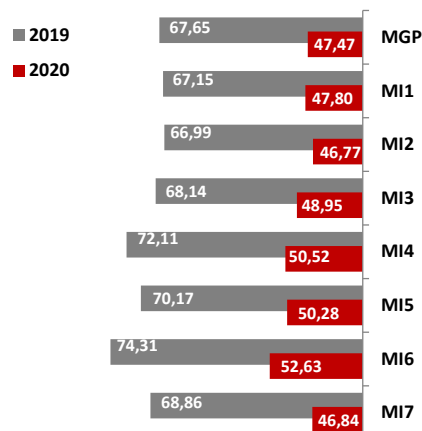


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	47,47	67,65	-29,8%	26.158.592	35.159	-0,6%
MI1 (1-24 h)	47,80 (+0,7%)	67,15	-28,8%	903.369	1.214	-31,6%
MI2 (1-24 h)	46,77 (-1,5%)	66,99	-30,2%	373.806	502	-8,2%
MI3 (5-24 h)	48,95 (-0,6%)	68,14	-28,2%	310.365	501	-20,6%
MI4 (9-24 h)	50,52 (-0,7%)	72,11	-29,9%	94.155	190	+2,1%
MI5 (13-24 h)	50,28 (-1,3%)	70,17	-28,3%	117.675	316	-12,1%
MI6 (17-24 h)	52,63 (-1,7%)	74,31	-29,2%	158.119	638	+4,1%
MI7 (21-24 h)	46,84 (-2,3%)	68,86	-32,0%	57.067	460	+36,8%

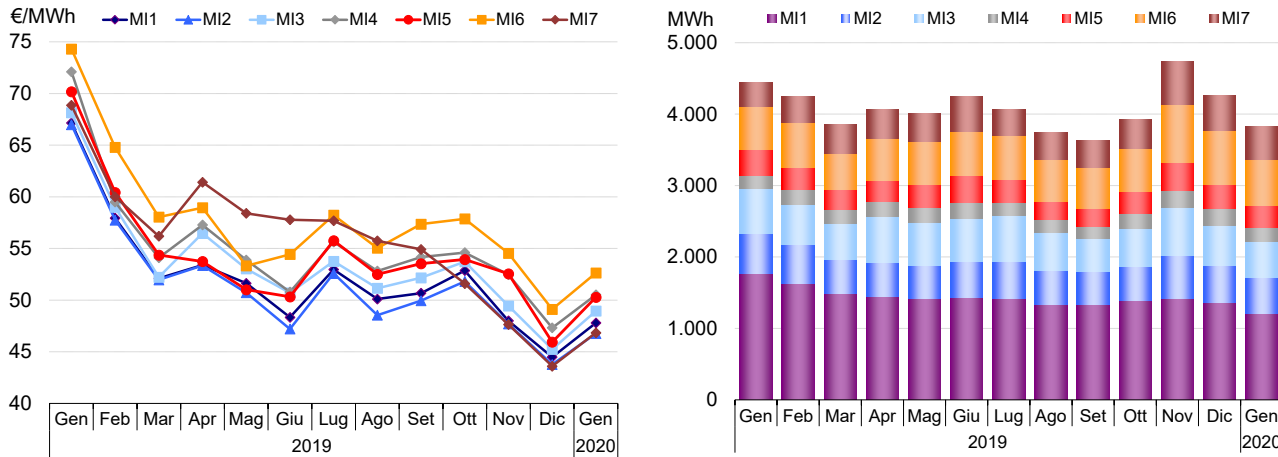
Prezzi. €/MWh



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



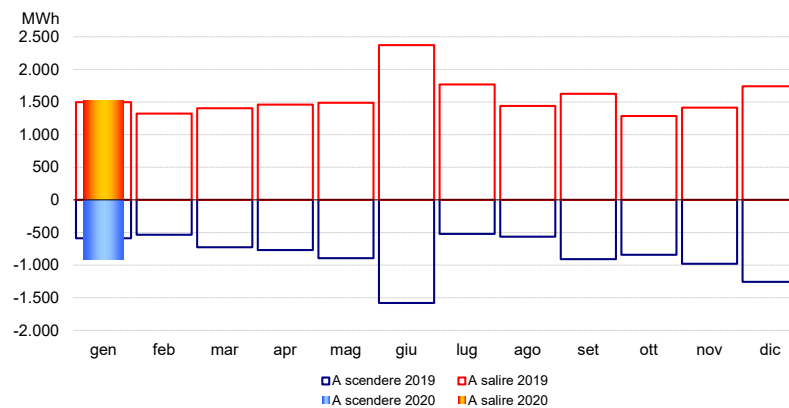
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sempre in crescita negli ultimi mesi l'attività di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire, pari a 1,1 TWh, che tuttavia attenuano l'aumento registrato da maggio (+1,9% su

gennaio 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,7 TWh, che invece segnano ancora tassi in doppia cifra come nell'ultimo trimestre del 2019 (+56,0%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

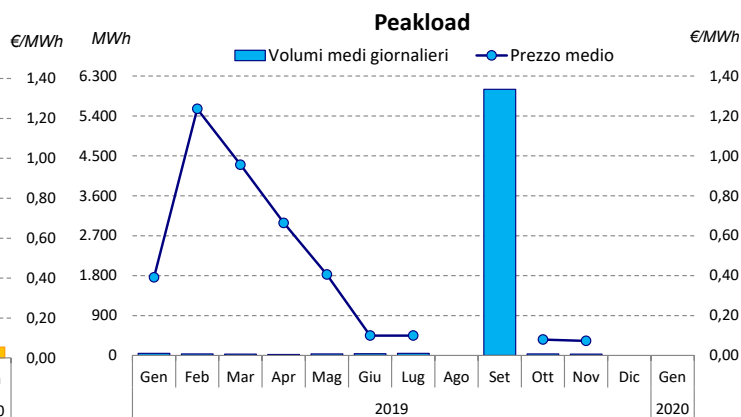
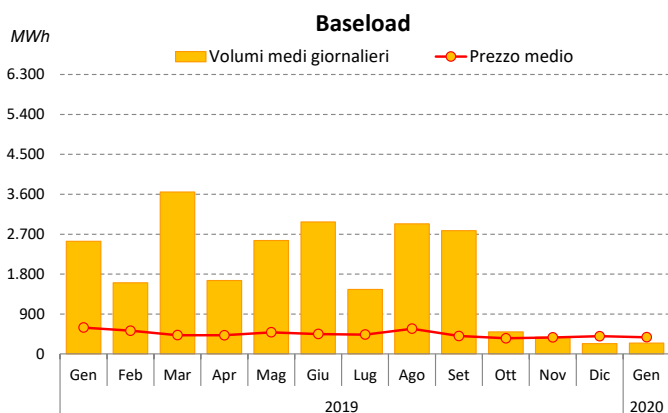
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 37 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' con volumi pari a 7 GWh, entrambi ai minimi da gennaio 2017.

Anche questo mese, le negoziazioni hanno interessato esclusivamente prodotti giornalieri baseload, scambiati ad un prezzo medio di 0,08 €/MWh (-0,05 sul 2019) (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	37	28/31	0,08	0,07	0,20	6.864	245
Peakload	-	0/23	-	-	-	-	-
Totale	37					6.864	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 13 negoziazioni, per complessivi 144 GWh, tutte relative a prodotti baseload ad eccezione di uno scambio sul peakload Febbraio 2020. Prezzi di controllo in generale riduzione, più intensa sui prodotti a più breve scadenza. La posizione aperta complessiva si attesta 1,0TWh, in aumento

del 3,4% su dicembre 2019. Il prodotto Febbraio 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 47,78 €/MWh sul baseload (57,67 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 53,24 €/MWh sul peakload (62,98 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 111 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Gennaio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Febbraio 2020	47,78	-13,5%	2	10	-	10	233,3%	156	108.576
Marzo 2020	44,56	-14,2%	1	1	-	1	-	144	106.992
Aprile 2020	43,42	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2020	43,61	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	43,55	-9,7%	-	-	-	-	-	127	277.368
III Trimestre 2020	50,30	-4,0%	2	5	-	5	66,7%	124	273.792
IV Trimestre 2020	54,75	-10,7%	4	17	-	17	-	111	245.199
I Trimestre 2021	57,00	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	51,70	-5,3%	3	10	-	10	400,0%	12	105.120
Totale			12	43	-	43			1.008.471

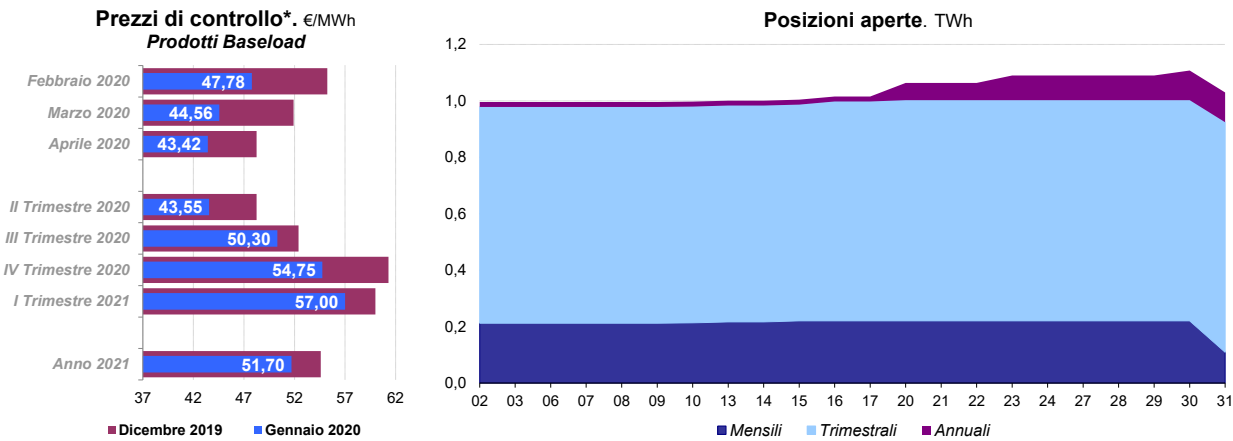
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Febbraio 2020	53,24	-13,3%	1	2	-	2	-	10	2.400
Marzo 2020	49,22	-14,0%	-	-	-	-	-	8	2.112
Aprile 2020	47,86	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2020	46,88	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	48,26	-9,5%	-	-	-	-	-	8	6.240
III Trimestre 2020	56,50	-6,2%	-	-	-	-	-	8	6.336
IV Trimestre 2020	65,87	-8,5%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	64,25	-4,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	58,67	-4,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	2	-	2			21.024
TOTALE			13	45	-	45			1.029.495

* 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 gennaio 2020, sul livello più basso da giugno, pari a 23,6 TWh, registrano una flessione annuale del 2,4%; in calo anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,1 TWh (-4,0%), ai minimi dallo stesso periodo (Tabella 8). In crescita, invece, il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,80 (+0,5 sul 2019) (Grafico 13).

Ai minimi da maggio e in calo annuale, sia i programmi registrati nei conti in immissione (6,1 TWh, -9,4%) che nei conti in prelievo (10,2 TWh, -6,0%); in crescita, invece, i relativi sbilanciamenti a programma, pari rispettivamente a 7,0 TWh (+1,2%) e 3,0 TWh (+3,2%).

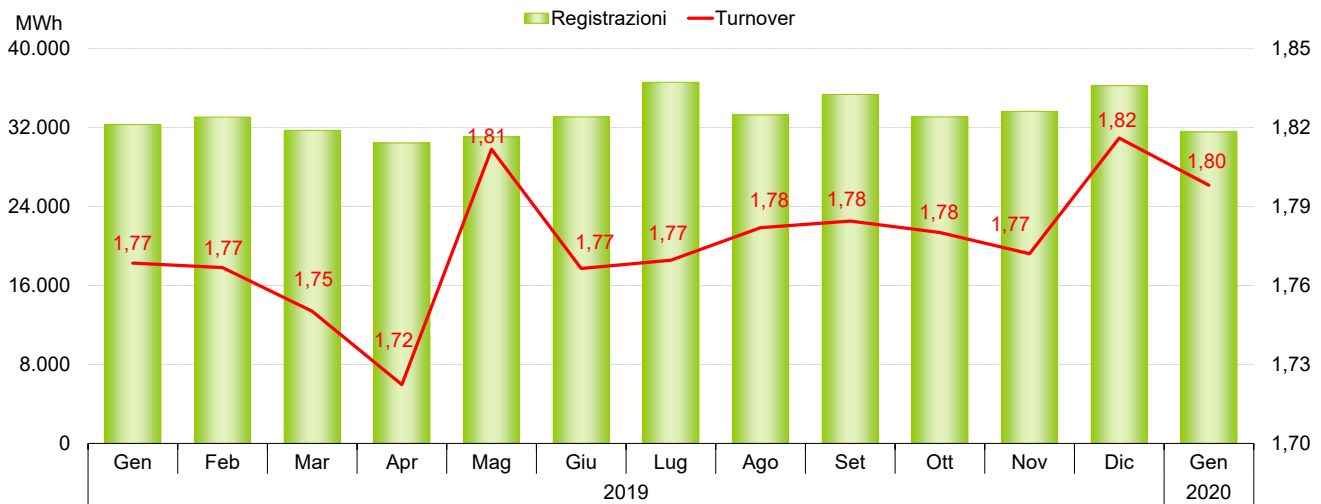
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.613.431	- 5,7%	28,0%	Richiesti	8.845.262	-11,3%	100,0%	10.179.732	-6,0%	100,0%
Off Peak	133.584	+61,4%	0,6%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.392.551	-22,8%	49,7%	10.823	+3779,9%	0,1%
Peak	176.037	+2,9%	0,7%	Rifiutati	2.738.771	-15,1%	31,0%	6.077	-62,7%	0,1%
Week-end	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.736.378	-15,2%	30,9%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.923.051	- 4,7%	29,3%							
Totale Non standard	16.556.228	- 1,2%	70,2%							
PCE bilaterali	23.479.279	- 2,3%	99,5%	Registrati	6.106.492	-9,4%	69,0%	10.173.655	-6,0%	99,9%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.656.173	-32,8%	18,7%	10.823	+3779,8%	0,1%
MTE	113.808	+50,0%	0,5%	Sbilanciamenti a programma	7.018.317	+1,2%		2.951.154	+3,2%	
MPEG	6.864	- 91,4%	0,0%	Saldo programmi	-	-		4.067.163	-0,2%	
TOTALE PCE	23.599.951	- 2,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.124.809	- 4,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio i consumi di gas naturale in Italia confermano il trend ribassista dei due mesi precedenti e scendono dell'8,4% su base annua, su livelli tuttavia in linea con la media degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. In particolare arretrano di oltre il 10% i consumi dei settori civile e termoelettrico, in un contesto caratterizzato da temperature più miti per il periodo, e del 6% quelli del settore industriale. Sul lato dell'offerta, la minore richiesta di gas ha indotto un calo delle importazioni, più intenso per i flussi tramite gasdotto (-16%) e moderato per quelli tramite rigassificatori GNL (-3%), mentre continuano a crescere le erogazioni dai siti di stoccaggio (+4%). In flessione la produzione nazionale (-19%), ai massimi storici invece

le esportazioni (+50%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono al massimo storico (9,5 TWh), in aumento del 42% su base annua e con una quota sulla domanda totale di oltre il 9% (+3 punti percentuali). In crescita gli scambi sui mercati title, nei quali i nuovi comparti AGS hanno rappresentato complessivamente il 23% del totale contrattato; in calo, invece, i volumi scambiati su MGS. Le quotazioni a pronti, tutte in flessione, si portano poco sopra i 13 €/MWh sui mercati title, in linea con il riferimento al PSV, e a 12,60 €/MWh su MGS. Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si attestano a 90 mila MWh, concentrate sui prodotti mensili.

IL CONTESTO

Nel primo mese del 2020 i consumi di gas naturale in Italia segnano un nuovo significativo calo su base annua, attestandosi a 9.664 milioni di mc (-8,4%), livello comunque allineato alla media dell'ultimo decennio per il periodo in analisi. La flessione, diffusa e intensa nei tre comparti di distribuzione, supera il 10% per i consumi del settore civile (5.622 milioni di mc) e per quelli del settore termoelettrico, scesi a 2.375 milioni di mc, entrambi penalizzati dal clima mite che ha caratterizzato gennaio. Meno consistente il calo dei consumi del settore industriale che si portano ai minimi degli ultimi quattro anni per il mese in analisi (1.223 milioni di mc, -6%). In controtendenza, sui livelli più alti di sempre, le esportazioni (444 milioni di mc, +50%).

Lato offerta, la minore domanda è stata assorbita dalla riduzione delle importazioni, pari a 5.657 milioni di mc (-14,4%), la cui quota sul totale approvvigionato scende al 58,5% (-4 p.p. rispetto allo stesso mese dell'anno precedente), a fronte di un aumento del 4% delle erogazioni di gas dagli stoccaggi (3.668 milioni di mc). In calo la produzione nazionale (339 milioni di

mc, -19%) con una quota sul totale immesso al 3,5%.

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un arretramento più consistente per le importazioni tramite gasdotto (-16%), trainate dal minor import dalla Russia a Tarvisio (1.306 milioni di mc, -24,6%) e dal Nord Africa (complessivamente pari a 1.679 milioni di mc, minimo dal 2016 per il mese di gennaio); tale calo risulta in parte compensato dalla ripresa dei flussi dal Nord Europa a Passo Gries (1.132 milioni di mc, +72%), ai massimi storici per il periodo in analisi. Moderata la flessione delle importazioni tramite terminali di rigassificazione (-3%); tra questi in aumento solo le movimentazioni a Livorno (310 milioni di mc, +28%), mentre scendono i flussi a Cavarzere e Panigaglia (rispettivamente 587 e 94 milioni di mc).

Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 6.286 milioni di mc, in aumento del 18% rispetto allo stesso periodo del 2019. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 47%, anch'esso in ripresa su base annua (+6,7 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.657	59,9	-14,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.306	13,8	-24,6%
Tarvisio	1.854	19,6	-33,0%
Passo Gries	1.132	12,0	+71,8%
Gela	373	3,9	-12,4%
Gorizia	0	0,0	+77,0%
Panigaglia (GNL)	94	1,0	-18,4%
Cavarzere (GNL)	587	6,2	-12,1%
Livorno (GNL)	310	3,3	+27,5%
Produzione Nazionale	339	3,6	-18,9%
Erogazioni da stoccaggi	3.668	38,8	+4,1%
TOTALE IMMESSO	9.664	102,3	-8,4%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.223	12,9	-6,0%
Termoelettrico	2.375	25,1	-10,3%
Reti di distribuzione	5.622	59,5	-10,9%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	444	4,7	+50,3%
TOTALE CONSUMATO	9.664	102,3	-8,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	9.664	102,3	-8,4%

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

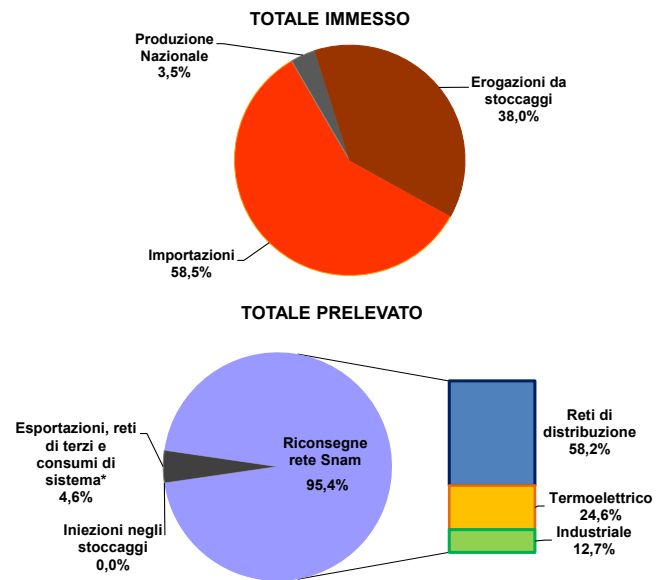
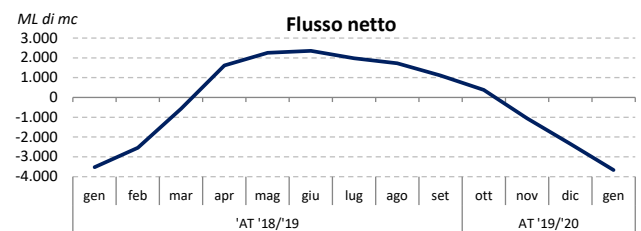
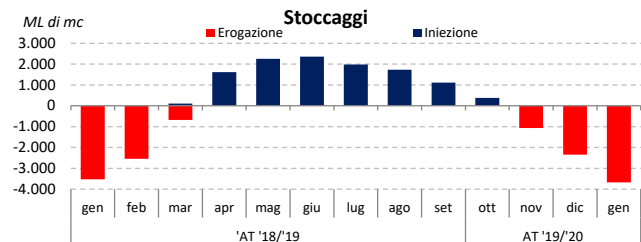
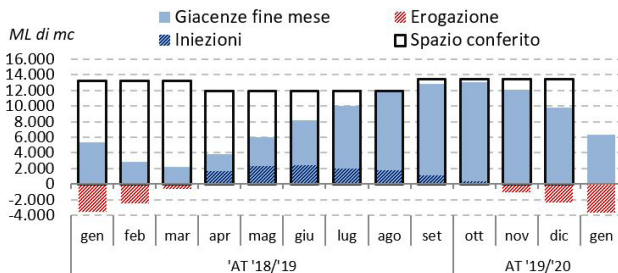


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2020)	6.286	+18,3%
Erogazione (flusso out)	3.668	+4,1%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	3.668	+4,1%
Spazio conferito	13.396	+1,5%
Giacenza/Spazio conferito	46,9%	+6,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) conferma la tendenza ribassista e, al secondo calo consecutivo, si riporta sotto il livello registrato lo scorso ottobre (13,34 €/MWh, -1,70 €/MWh su dicembre 2019, -10,62 €/MWh su base annua). In flessione, su entrambi gli orizzonti

temporali, anche le quotazioni dei principali hub europei, con il prezzo al TTF che scende di oltre 2 €/MWh rispetto al mese precedente, mantenendosi poco sopra gli 11 €/MWh. Si allungano, pertanto, le distanze tra il riferimento olandese e italiano, con lo spread che ritorna come un anno fa sopra i 2 €/MWh (era a 1,60 il mese precedente).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con l'inizio del nuovo anno il Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) ha registrato due importanti sviluppi: i) l'avvio del comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (AGS), le cui sessioni si svolgono secondo la modalità dell'asta marginale nell'ambito del MGP-GAS e del MI-GAS, nelle quali il Responsabile del Bilanciamento si approvvigiona delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas in attuazione della deliberazione 451/2019/R/Gas; ii) l'introduzione del prodotto weekend all'interno del MGP-Gas a negoziazione continua, con consegna prevista nei giorni gas di sabato e domenica. All'interno della nuova struttura di mercato, gli scambi complessivi salgono al massimo storico, pari a 9,5 TWh, in aumento del 42% rispetto a gennaio 2019. A fronte di una domanda di gas naturale in calo, la quota dei volumi negoziati a pronti sul totale consumato sale al 9% (+3,3 p.p.).

La consistente ripresa risulta sostenuta dai due mercati title che rappresentano oltre il 93% del totale scambiato a pronti, incorporando anche gli scambi registrati nel nuovo comparto AGS. I volumi negoziati su MGP-Gas a negoziazione continua, confermando il lungo trend crescente che li ha caratterizzati sin dall'avvio, salgono a 2,6 TWh (+33%), favoriti anche dagli scambi sul nuovo prodotto weekend (0,3

TWh). Lieve, invece, l'incremento delle contrattazioni su MI-Gas (4,0 TWh, +2%), in corrispondenza di un calo del 42% delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh) che si contrappone alla crescita, di stessa entità, degli scambi tra operatori terzi (2,9 TWh); in virtù dei suddetti sviluppi la quota di questi ultimi sale al massimo storico del 73% (+20 p.p.).

Per quel che attiene al nuovo comparto AGS, i volumi complessivamente scambiati a gennaio risultano pari a 2,2 TWh (di cui il 57% nell'ambito del MI-Gas), prevalentemente in acquisto (1,6 TWh, 72% del totale).

Le quantità scambiate su MGS, uniche in calo su base annua (-23%), si portano a 0,6 TWh; la flessione dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit, che risente anche del nuovo assetto del mercato a pronti, è attribuibile ai minori acquisti da parte di SRG ai fini del Bilanciamento e alle ridotte movimentazioni in acquisto e vendita degli operatori diversi da SRG (rispettivamente -33% e -29%).

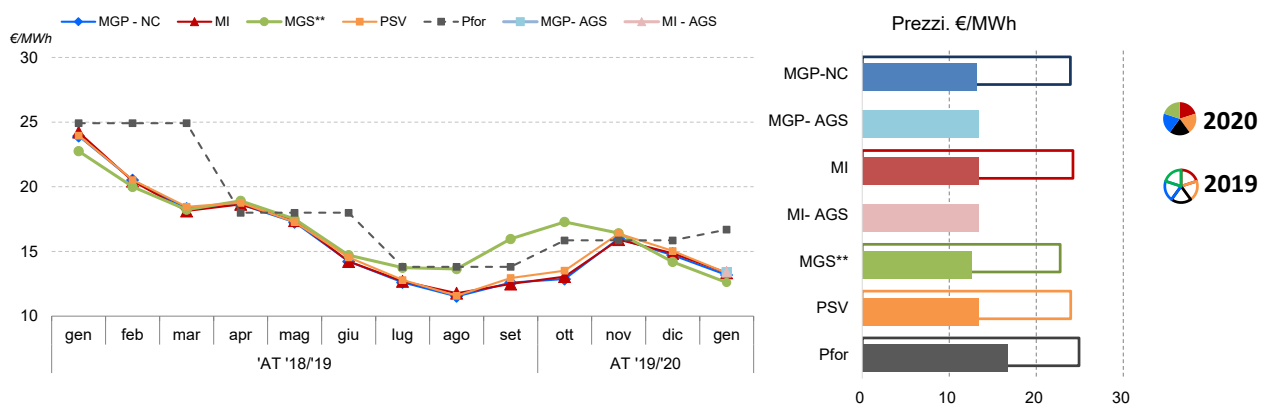
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti si collocano poco sopra i 13 €/MWh sui mercati title, mostrando un sostanziale allineamento anche nei due comparti AGS (13,40 €/MWh), ed a 12,60 €/MWh su MGS, con dinamiche tendenziali e congiunturali strettamente correlate agli sviluppi al PSV.

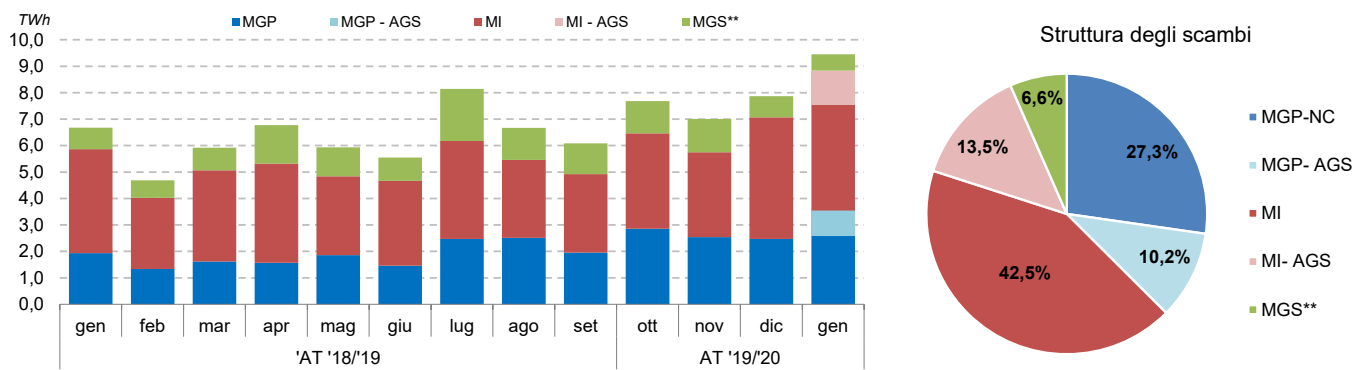
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP					
Negoziazione continua	13,18	(23,92)	10,90	2.578.056	(1.934.448)
Comparto AGS	13,40	(-)	11,65	964.392	(-)
MI					
Negoziazione continua	13,35	(24,22)	10,50	4.017.888	(3.930.240)
Comparto AGS	13,40	(-)	10,73	1.271.856	(-)
MGS**					
Stogit	12,60	(22,75)	10,75	621.426	(810.598)
Edison	-	(-)	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





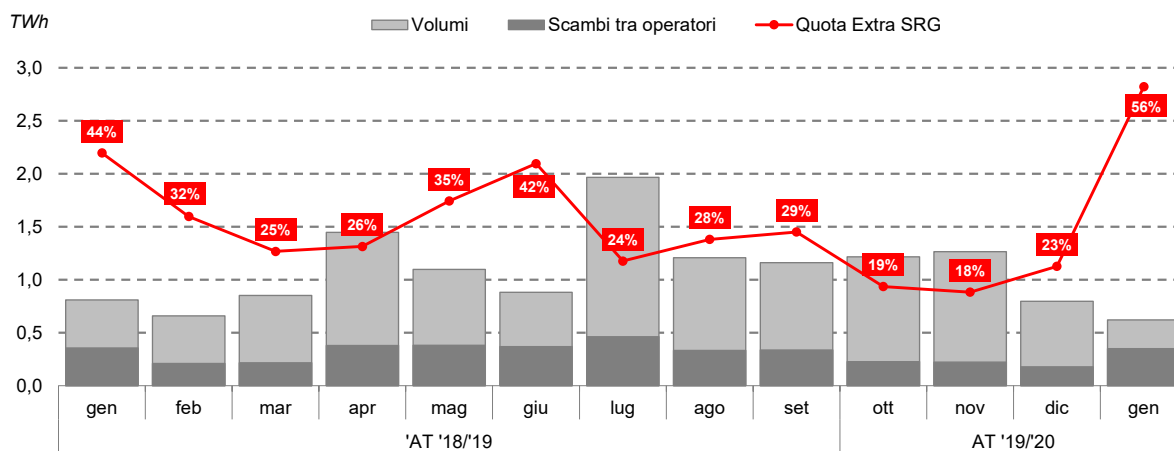
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

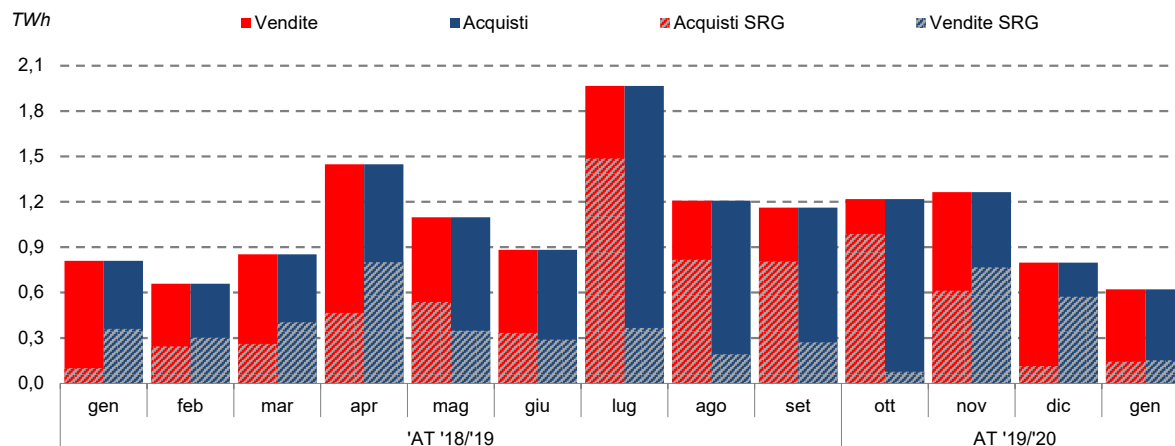
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)
Totale	621.426	(810.598)	621.426	(810.598)	-	(-)	-	(-)
SRG	144.113	(100.740)	152.772	(153.493)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	3.363	(92.740)	104.196	(153.493)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	140.750	(8.000)	48.576	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	477.313	(709.858)	468.655	(657.105)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a gennaio gli scambi si portano a 90 GWh, quasi raddoppiati rispetto al mese precedente (+43 GWh). Le transazioni hanno interessato principalmente i prodotti BoM e i mensili; in particolare il mensile M-2020-02 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 12,45 €/

MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di dicembre (-18%), ed una posizione aperta pari a 31 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 191 GWh (erano 170 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti risultano in generale ribasso (-4/-12%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh		
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g		
BoM-2020-01	11,50	16,50	12,85	-10,0%	7	19.032	-	-	19.032	-	1.440	2.880
BoM-2020-02	10,00	15,50	12,51	-	2	3.888	-	-	3.888	-	1.080	28.080
M-2020-02	12,35	14,00	12,45	-17,5%	7	25.752	-	-	25.752	-	1.080	31.320
M-2020-03	12,70	13,00	12,70	-11,7%	4	10.416	-	-	10.416	-	864	26.784
M-2020-04	12,50	13,95	12,80	-11,1%	9	30.960	-	-	30.960	-	1.032	30.960
M-2020-05	-	-	15,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-02	-	-	13,94	-6,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	1.152	104.832
Q-2020-03	-	-	14,67	-6,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	16,95	-7,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-01	-	-	17,01	-4,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	18,04	-12,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	17,13	-5,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	17,05	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					29	90.048			90.048		4.128	190.656

*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

■ A gennaio le principali commodities risultano in calo rispetto al mese precedente. Il prezzo del greggio scende sotto i 65 \$/bbl (-6%), prima riduzione dopo i rialzi dell'ultimo bimestre 2019. Al terzo calo mensile consecutivo, invece, il carbone (51,48 \$/MT, -5%). In diminuzione su dicembre anche le

quotazioni per i principali riferimenti del gas, con lo spread PSV – TTF che risale sopra i 2 €/MWh. In controtendenza, invece, i prezzi dell'energia elettrica delle principali borse europee, in generale aumento su base mensile, con l'Italia che si attesta sui 47 €/MWh (+10%).

Nel mese di gennaio il greggio si riporta sotto i 65 \$/bbl (64,88 \$/bbl, -6%), tornando in calo mensile dopo i rialzi registrati negli ultimi due mesi del 2019, ma in buona ripresa rispetto a gennaio 2019 (+11%). Dinamiche simili, ma meno intense, per il gasolio, in discesa su base mensile (560,14 \$/MT, -4%/+3%), mentre l'olio combustibile si attesta a 520,49 \$/MT. Su uno dei livelli più bassi degli ultimi tre anni e mezzo, infine, il carbone (51,48 \$/MT), che al terzo ribasso mensile consecutivo (-5%), sembra aver definitivamente esaurito la spinta che, iniziata a giugno 2019 e culminata ad ottobre (a circa 60 \$/MT), aveva permesso alla sua quotazione di

recuperare parte del terreno perso nel corso del 2018 e nella prima metà del 2019; con il calo di gennaio, infatti, il carbone si attesta a 51,48 \$/MT (-5% su dicembre), nuovamente ai minimi da giugno 2016, quasi il 40% in meno del suo valore su base tendenziale. Le quotazioni a termine confermano, anche per i mesi successivi, dinamiche moderatamente ribassiste, con il greggio che si attesta a circa 63 \$/bbl e il carbone sotto i 52 \$/MT. Sul tasso di cambio euro/dollaro, invariato su dicembre 2019 a 1,11 €/€, si osservano variazioni significative solamente su base tendenziale (-3%), con conseguente incremento delle variazioni osservate.

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	64,88	-6%	11%	66,73	62,85	-4%	63,67	-1%	62,86	-1%	57,40	
Olio Combustibile	USD/MT	520,49	n.d.	n.d.	459,55	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	USD/MT	560,14	-4%	3%	614,00	568,33	-5%	568,86	-5%	567,40	-5%	547,66	
Carbone	USD/MT	51,48	-5%	-38%	52,00	51,59	-7%	51,84	-9%	51,97	-14%	62,29	

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	58,38	-6%	14%		56,50	-	57,14	-	56,31	-	50,61	-
Olio Combustibile	EUR/MT	468,55	n.d.	n.d.		-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	EUR/MT	504,25	-4%	6%		510,95	-	510,53	-	508,26	-	482,84	-
Carbone	EUR/MT	46,37	-5%	-36%		46,41	-	46,56	-	46,58	-	54,93	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,11	0%	-3%	1,12	1,11	-	1,11	-	1,12	-	1,13	-

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

Fonte: Refinitiv

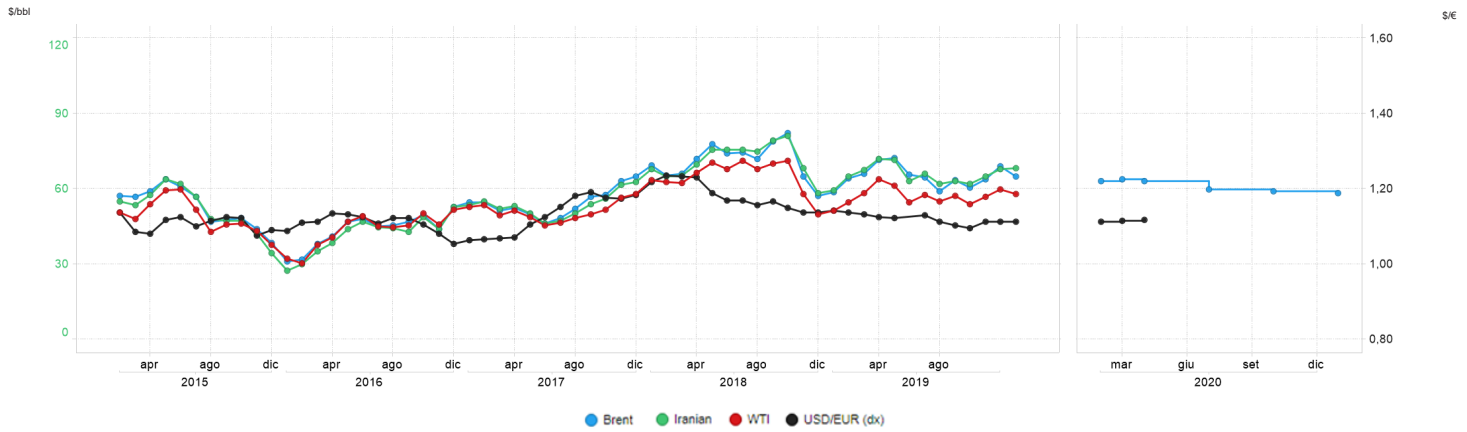


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

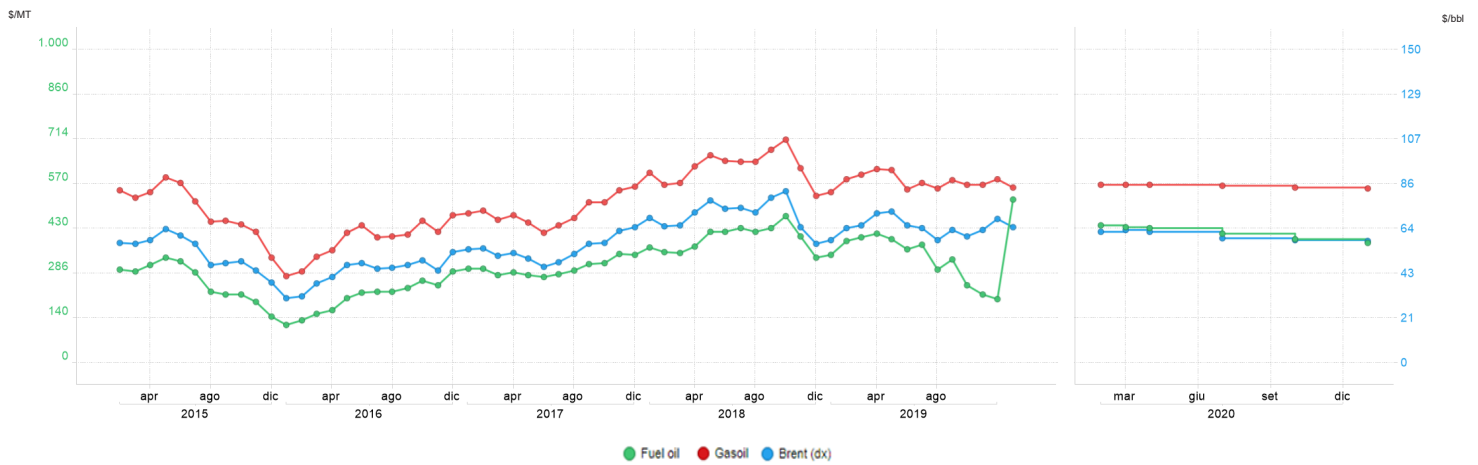
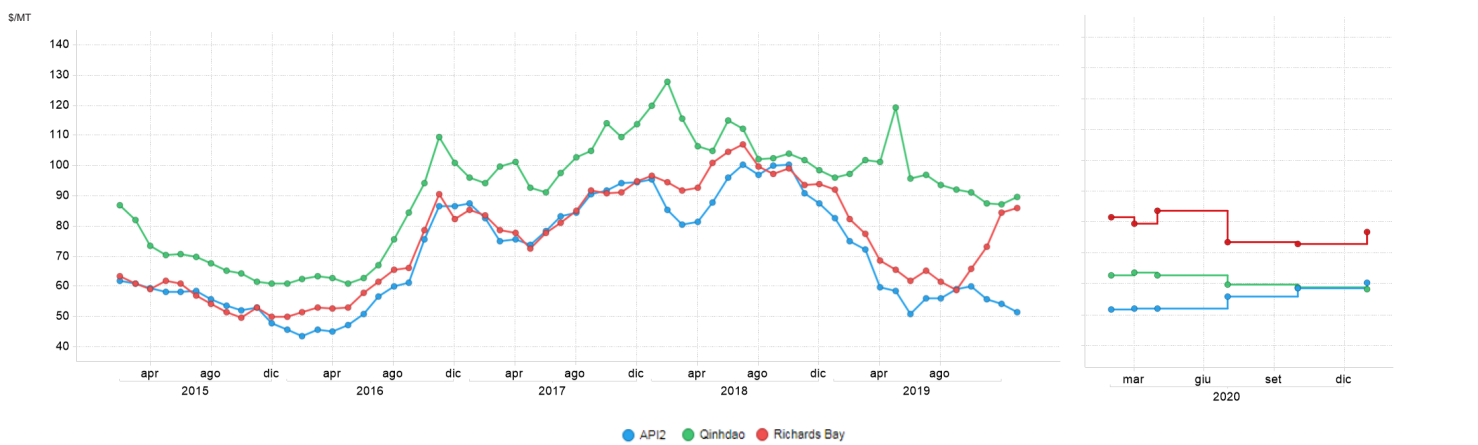


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



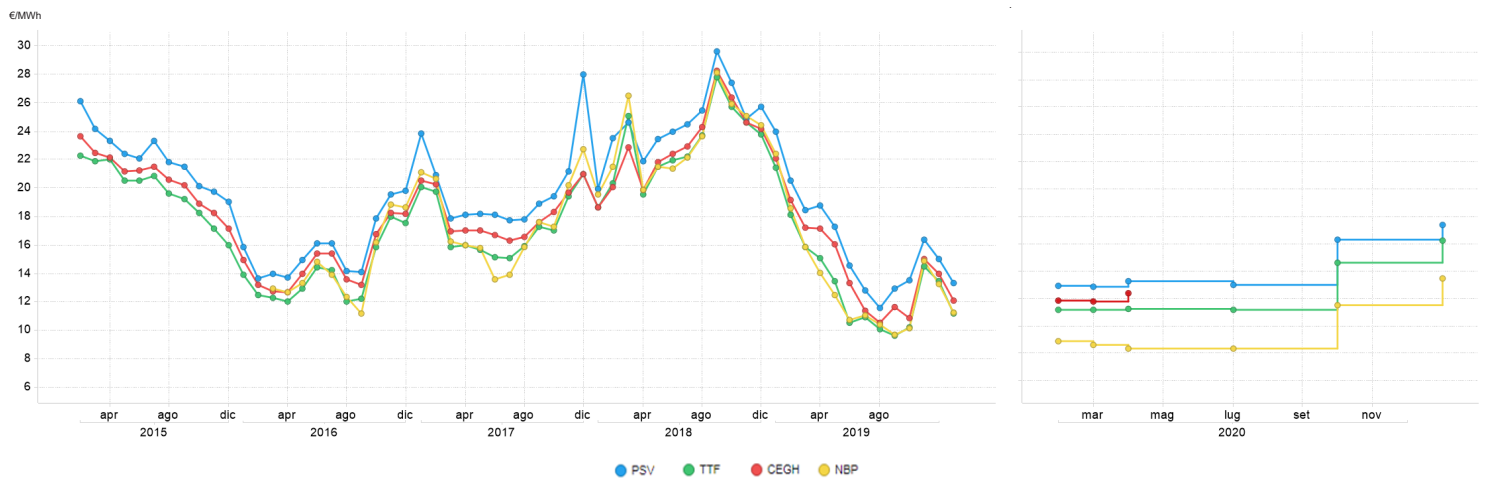
Più decisa la riduzione mensile delle quotazioni dei principali hub europei, la seconda consecutiva. Il PSV si attesta a 13,34 €/MWh (-11%); calo più intenso per il TTF (11,20 €/MWh, -17%), con uno spread che, pertanto, risale a 2,14 €/MWh (+0,54 €/MWh su dicembre). Diminuzioni decisamente più intense su

base tendenziale, con valori quasi dimezzati (-44%/-50%). Le quotazioni future mostrano deprezzamenti più intensi sia per il PSV che per il TTF (-20% circa), rispettivamente ancora attorno a 13 €/MWh e poco sopra 11 €/MWh nei prossimi mesi, e uno spread che dovrebbe attestarsi sotto 2 €/MWh.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e 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	13,34	-11%	-44%	13,78	12,94	-24%	12,90	-21%	13,06		17,45	
TTF	NL	11,20	-17%	-48%	12,00	11,22	-22%	11,18	-21%	11,11		15,75	
CEGH	AT	12,11	-13%	-45%	12,77	11,90	-22%	11,79	-22%	12,02			
NBP	UK	11,26	-15%	-50%	12,54	8,88	-41%	8,66	-41%	8,34			



In controtendenza rispetto alle dinamiche mensili dei combustibili, le quotazioni delle principali borse elettriche risultano in rialzo. Gli apprezzamenti più intensi si registrano in Spagna (40,98 €/MWh, +21%), seguita dalla Germania (35,03 €/MWh, +10%) e dall'Italia (47,47 €/MWh, +10%). Apprezzamenti più contenuti, invece, per Francia ed Austria (38/41 €/MWh, +4%/+7%), mentre risulta sostanzialmente stabile la Svizzera (42,55 €/MWh, +1%). La principale eccezione è data dall'aria scandinava, in netta flessione

(24,10 €/MWh, -34%) e ai minimi da maggio 2016. Prosegue ininterrotta dalla scorsa estate, invece, la decisa riduzione annuale registrata sulle borse elettriche, con cali ovunque attorno al 30%, ad eccezione dell'area scandinava il cui valore risulta più che dimezzato (-55%). In ribasso, infine, le proiezioni per i mesi futuri, con la quotazione italiana che dovrebbe attestarsi a 50 €/MWh a febbraio per poi scendere sotto i 47 €/MWh nei due mesi successivi.

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	47,47	10%	-30%	51,06	50,30	-12%	46,45	-11%	46,93	-3%	53,74	-2%
FRANCIA	38,01	4%	-38%	43,50	40,07	-24%	38,39	-16%	35,24		45,11	
GERMANIA	35,03	10%	-29%	36,50	36,51	-19%	35,52	-13%	34,73		43,35	
AREA SCANDINAVA	24,10	-34%	-55%	34,45	26,96	-36%	26,12	-34%	24,84		30,65	
SPAGNA	40,98	21%	-34%	44,40	41,53	-14%	38,55	-13%	37,03		47,11	
AUSTRIA	40,70	7%	-27%									
SVIZZERA	42,55	1%	-32%									

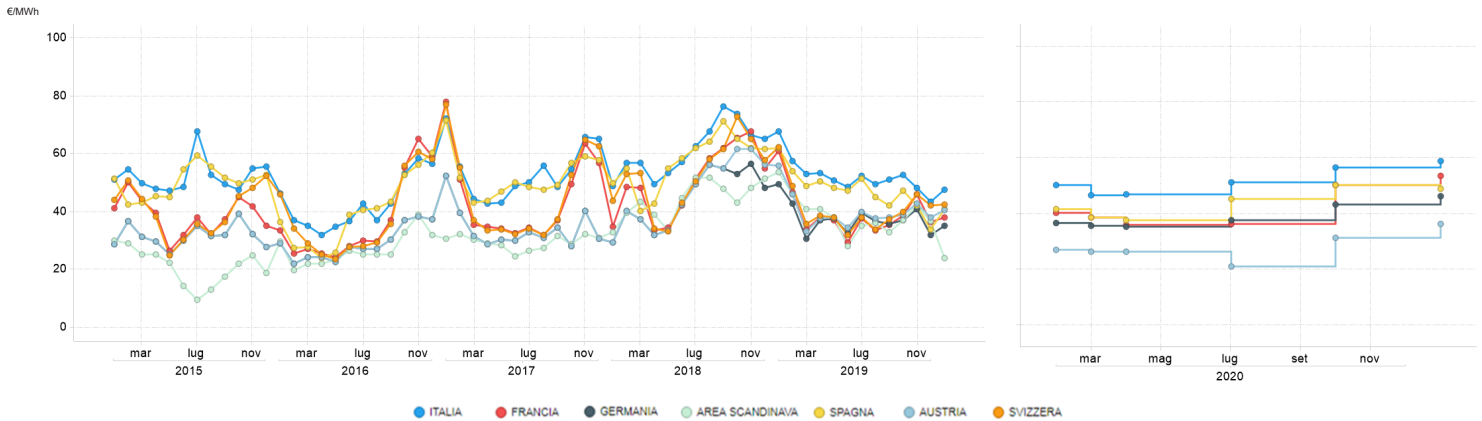
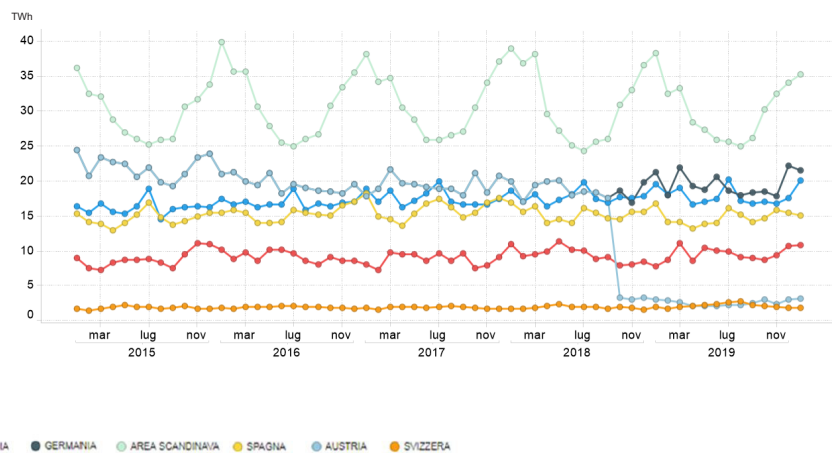


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,1	14%	2%
FRANCIA	10,9	2%	38%
GERMANIA	21,6	-3%	1%
AREA SCANDINAVA	35,3	4%	-8%
SPAGNA	15,1	-2%	-10%
AUSTRIA	3,2	5%	4%
SVIZZERA	2,0	1%	-5%



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

Andamento contrastato dei volumi scambiati su base tendenziale: decisi aumenti in Francia (10,9 TWh, +38%), moderati in Austria (3,2 TWh, +4%) ed Italia (20,1 TWh, +2%), mentre la Germania

risulta sostanzialmente stabile (21,6 TWh, +1%). Risultano in ribasso, invece, gli scambi in Spagna (15,1 TWh, -10%), nell'area scandinava (35,3 TWh, -8%) ed in Svizzera (2,0 TWh, -5%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio si attesta a 261 €/tep, pressoché in linea con i mesi precedenti, mostrando un incremento del differenziale con il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, invece, scende a 215 €/tep. Crescono gli scambi sul mercato, sia rispetto al mese precedente (+68%) che su base annua (+16%), con la liquidità che sale al 76%, a fronte di una consistenza riduzione delle contrattazioni bilaterali (-37%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio

consolida il trend ribassista in atto dallo scorso maggio, collocandosi su livelli prossimi ai minimi storici (0,08 €/MWh). Continuano a crescere, invece, le quotazioni bilaterali (0,82 €/MWh), allargando lo spread con il riferimento di mercato. Dinamiche rialziste in termini di volumi sia sul mercato (+210% su dicembre) che bilateralmente (quasi raddoppiate rispetto al mese precedente). Nella sessione d'asta del GSE sono stati assegnati 0,8 TWh ad un prezzo medio di 0,76 €/MWh, in calo di 0,14 €/MWh rispetto alla precedente seduta di dicembre.

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

A gennaio, il prezzo medio sul mercato organizzato si porta a 260,87 €/tep, superiore di oltre 45 €/tep alla quotazione bilaterale (215,41 €/tep), quest'ultima in calo del 14% sul mese precedente. La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a 13 €/tep (in netto aumento rispetto ai 3 €/tep di dicembre) se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali si riduce a 87% (-11 p.p.).

La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo (2,20 €/tep) definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (260,00-262,20 €/tep) scende al 32%, cedendo circa 20 p.p. rispetto al mese precedente. A gennaio tornano a

crescere i volumi negoziati su MTEE, attestatisi a 240 mila tep, in aumento sia su dicembre (+68%) che rispetto ad un anno fa (+16%), su livelli superiori alla media del nuovo anno d'obbligo.

La liquidità, in crescita di circa 22 p.p. al 76%, si porta ai massimi da luglio 2017, in corrispondenza di dinamiche ribassiste, sia sull'orizzonte mensile (-37%) che annuale (-74%), delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, pari a 77 mila tep, valore più basso da luglio 2018. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine dicembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 60.804.343 tep, in aumento di 377.984 tep rispetto a fine dicembre; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 2.949.355 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	260,87	+0,1%	260,00	262,20	240.373	+68,1%	62,71	+68,2%	3.651	-85,0%	1,5%	-15,5 p.p.	7	+1
Bilaterali	215,42	-14,5%	0,00	261,50	77.079	-37,2%	16,60	-46,3%						
con prezzo >1	248,13	-3,6%	100,00	261,50	66.916	-44,3%	16,60	-46,3%						
Totale	249,83	-2,6%	0,00	262,20	317.452	+19,5%	79,31	+16,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

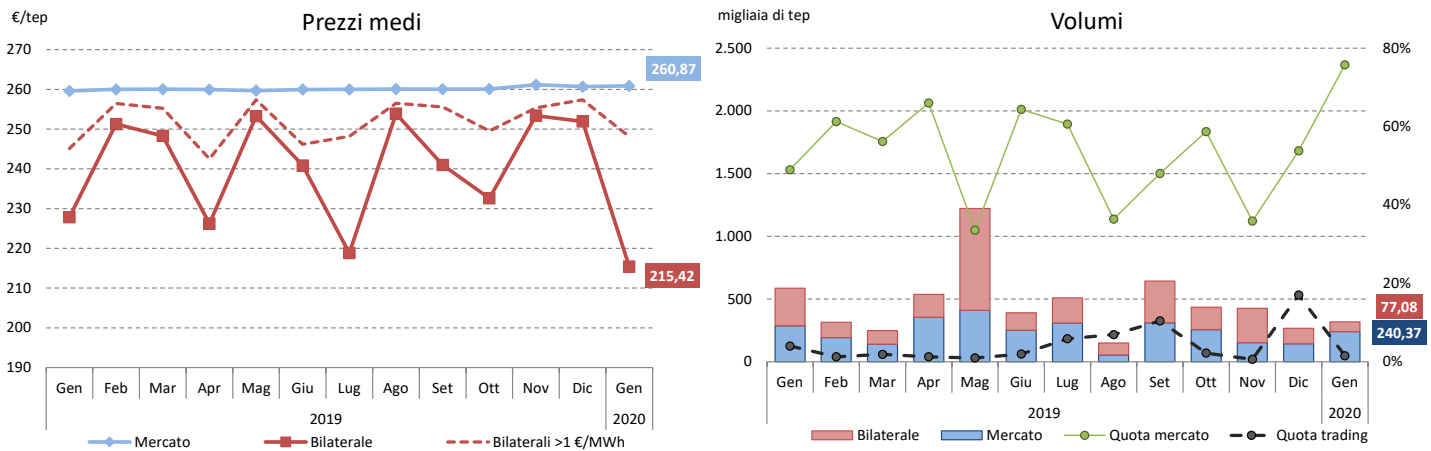


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni N°	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <250 €/tep	tep					
31	260,29	1.713.015	175.379	tep	232,95	60.996	250,00	2.949.355	60.804.343

*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.

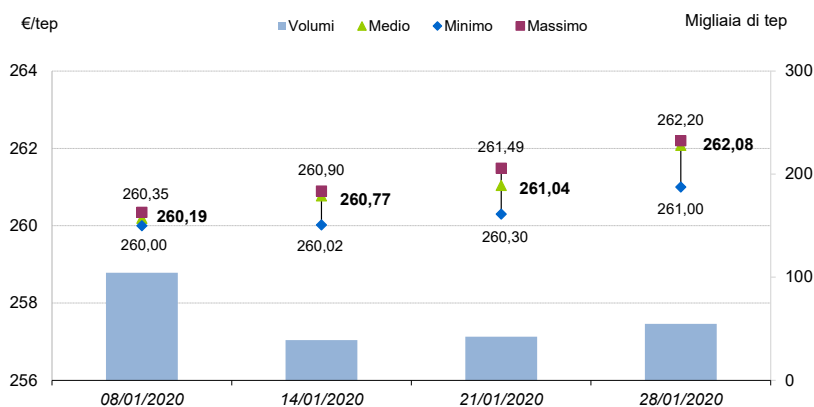
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra un lieve trend rialzista delle quotazioni in corso mese, con prezzi medi compresi tra i 260,19 €/tep ed i 262,08 €/tep ed una variabilità infra-giornaliera massima di 1,20 €/tep,

raggiunta nella sessione del 28 gennaio. Gli scambi risultano concentrati nella sessione dell'8 gennaio, oltre i 104 mila tep, a fronte di un numero di transazioni pari a 367.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A gennaio il prezzo medio su MGO, indipendentemente dalla tipologia, scende a 0,08 €/MWh (-59% sul mese precedente), livelli tra i minimi storici, risultando significativamente inferiore (-0,74 €/MWh, mai così alto) al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale, in crescita a 0,82 €/MWh. Intense dinamiche ribassiste si rilevano su tutte le tipologie scambiate sul mercato; su PBGO, invece, a fronte del netto apprezzamento della tipologia Altro (0,35 €/MWh, +0,23 €/MWh), si rileva una sostanziale stabilità della quotazione dell'Idroelettrico (0,83 €/MWh) ed un lieve calo dell'Eolico (0,76 €/MWh, -0,05 €/MWh). In flessione anche il prezzo medio di assegnazione registrato nell'asta del GSE che sale a 0,76 €/MWh rispetto all'ultima

seduta di dicembre (-0,14 €/MWh), con la quotazione della categoria Solare che si conferma sopra 1 €/MWh. In termini di volumi, tornano ad aumentare rispetto al mese precedente gli scambi su MGO (388 mila MWh, +210%) che fanno segnare il valore più alto da agosto 2019, pur segnando un arretramento su base annua (-33%). La liquidità del mercato si attesta al 5%, a fronte di volumi registrati sulla piattaforma bilaterale quasi raddoppiati rispetto a dicembre e sui livelli più alti per il corrente periodo di contrattazione (8,2 TWh). Scendono a 0,8 TWh, infine, le assegnazioni tramite asta del GSE (-74% su dicembre, -73% su gennaio 2019).

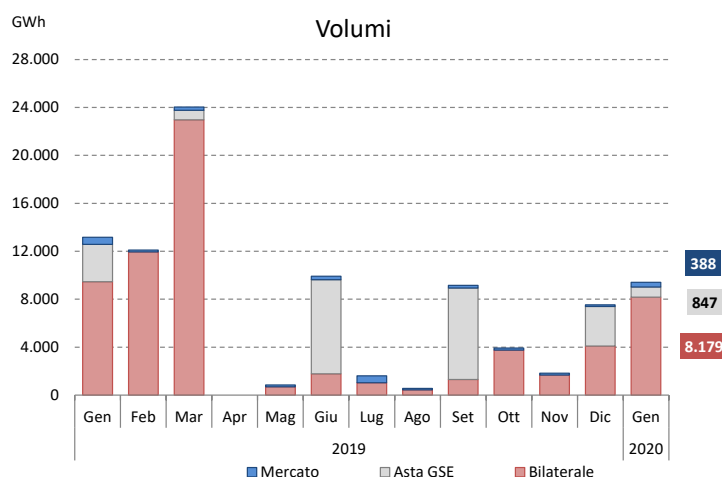
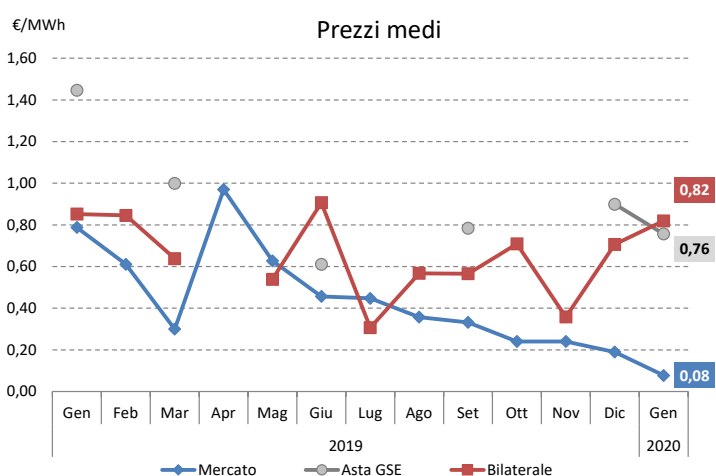
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,08	-59,4%	0,01	0,10	388.194	+210,2%	29.936	+26,1%
Bilaterali con prezzo > 0	0,82	+16,1%	0,00	2,12	8.178.955	+99,4%	6.703.579	+131,5%
	0,88	+10,8%	0,01	2,12	7.612.479	+109,0%	6.703.579	+131,5%
Totale	0,79	+13,8%	0,00	2,12	8.567.149	+102,7%	6.733.515	+130,6%
Asta GSE	0,76	-15,9%	0,19	1,04	847.334	-74,3%	640.877	-78,4%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

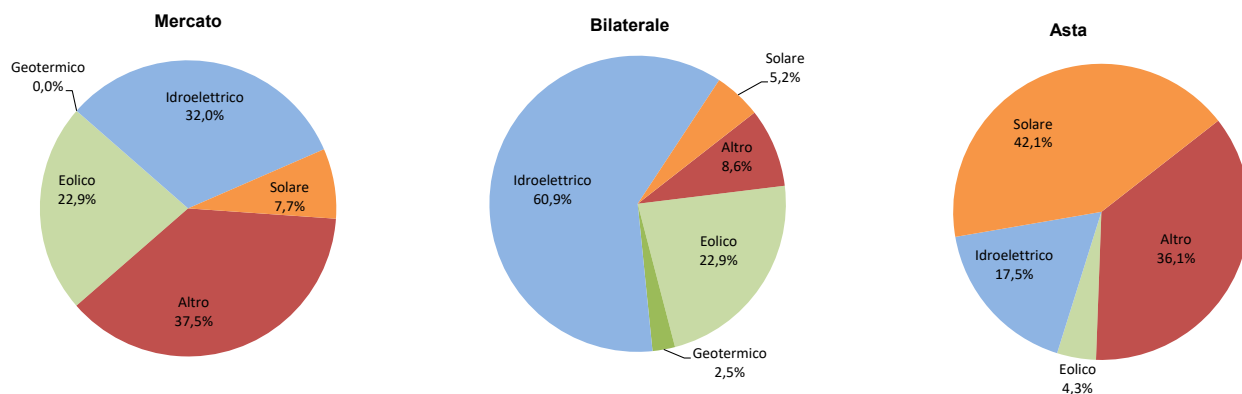


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. È pressoché confermato rispetto a dicembre il livello di concentrazione per le tipologie scambiate sul

mercato, dove le tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico e Altro) presentano una quota compresa tra il 23 e il 37% mentre quella Solare scende sotto l'8%. Sulla piattaforma bilaterale, invece, la categoria Eolico arretra al 23% a favore della tipologia Idroelettrico che sale al 61%.

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

Fonte: dati GME



IL PNIEC DISEGNA IL FUTURO DEL SISTEMA ENERGETICO

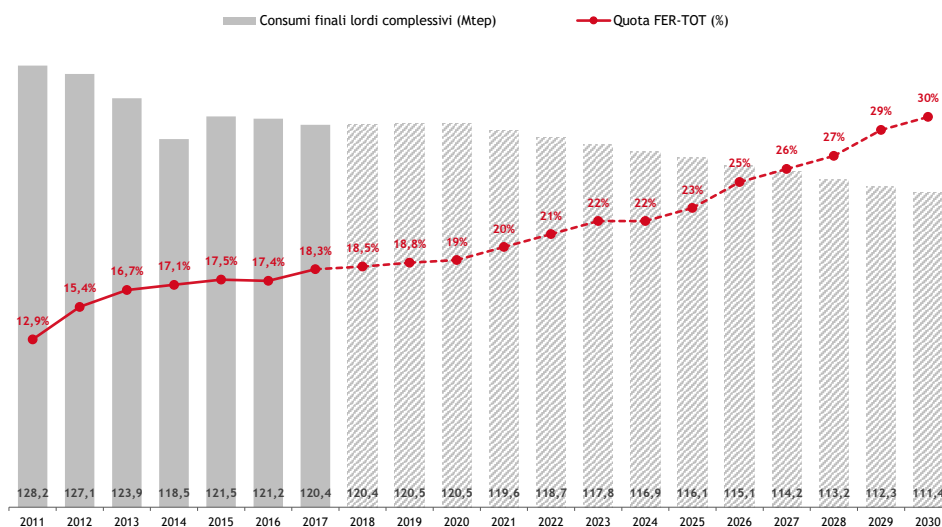
Claudia Checchi, Elena Ferri, REF-E

(continua dalla prima)

Uno degli aggiornamenti più rilevanti rispetto alla versione preliminare del PNIEC riguarda in effetti l'elettrificazione dei trasporti: al 2030 il Governo prevede una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica, di cui circa 4 milioni di veicoli elettrici puri (BEV), contro i circa 1.6

milioni ipotizzati in precedenza nel draft. La Figura 5 propone l'evoluzione al 2030 del CIL. Il Consumo Interno Lordo (CIL)² stimato al 2030 è stato leggermente corretto al rialzo: nella versione definitiva del PNIEC il CIL al 2030 è pari a 339.5 TWh, mentre nel draft la stima era pari a 337.3 TWh

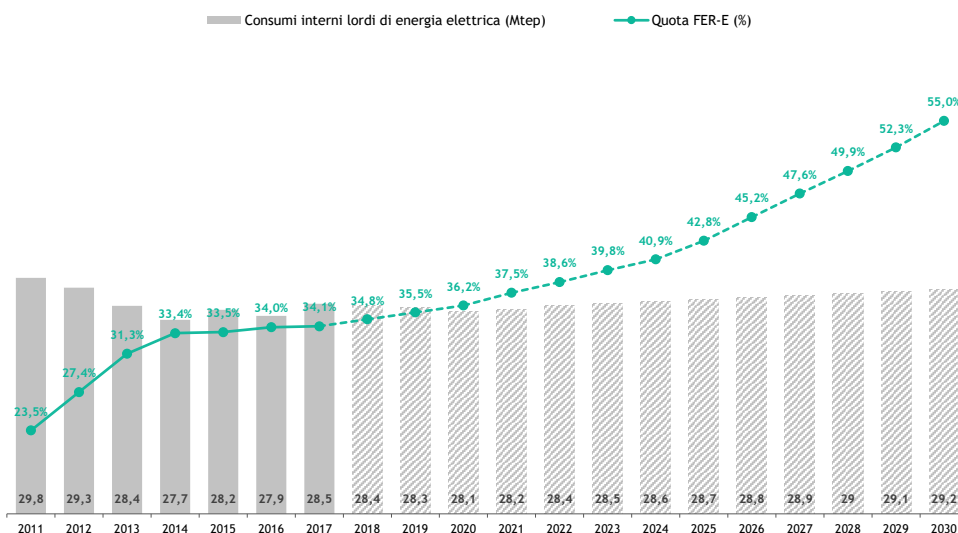
Figura 1 – Traiettoria della quota FER complessiva sui consumi finali lordi complessivi*



*Dati previsivi a partire dal 2018.

Fonte: elaborazioni REF-E su dati PNIEC

Figura 2 – Traiettoria della quota di FER elettriche (FER-E) sui consumi interni lordi di energia elettrica*

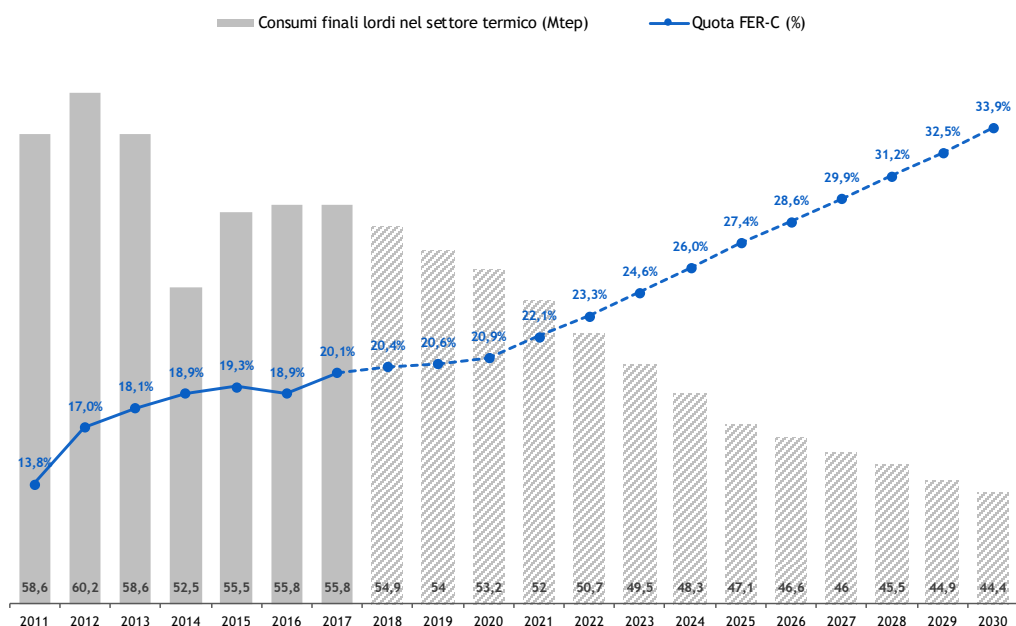


*Dati previsivi a partire dal 2018.

Fonte: elaborazioni REF-E su dati PNIEC

(continua)

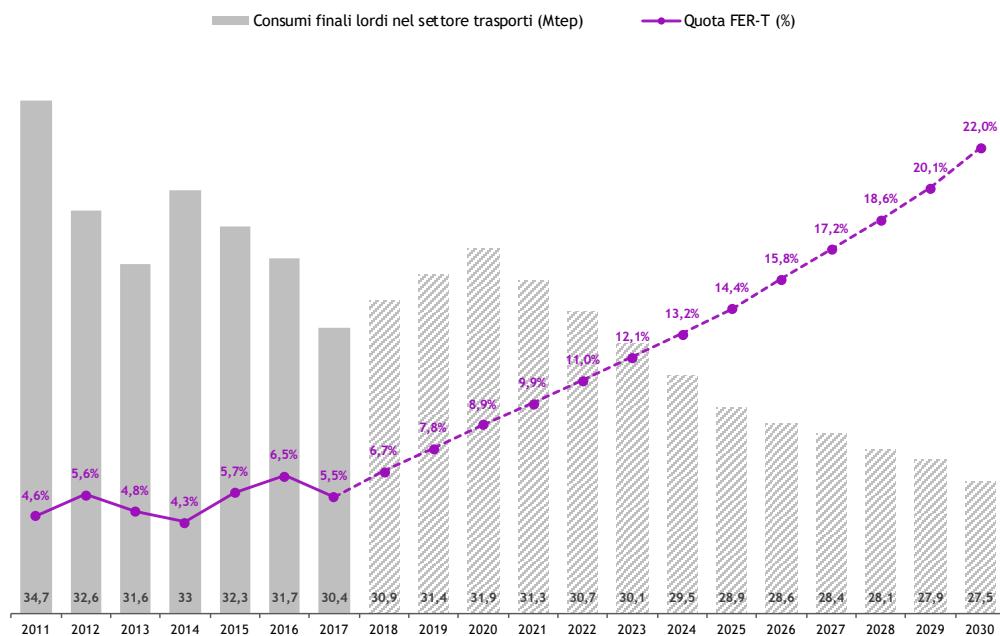
Figura 3 – Traiettoria della quota di FER termiche (FER-C) sui consumi finali lordi nel settore termico*



*Dati previsivi a partire dal 2018.

Fonte: elaborazioni REF-E su dati PNIEC

Figura 4 – Traiettoria della quota di FER nel settore trasporti (FER-T) sui consumi finali lordi nel settore trasporti*

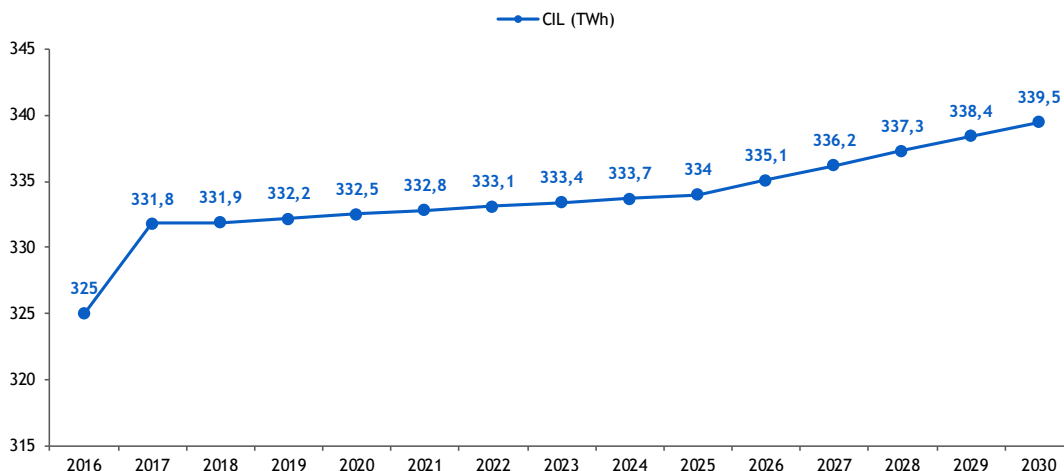


*Dati previsivi a partire dal 2018.

Fonte: elaborazioni REF-E su dati PNIEC

(continua)

Figura 5 – Traiettoria di evoluzione dei Consumi Interni Lordi di energia (CIL) al 2030 (TWh)

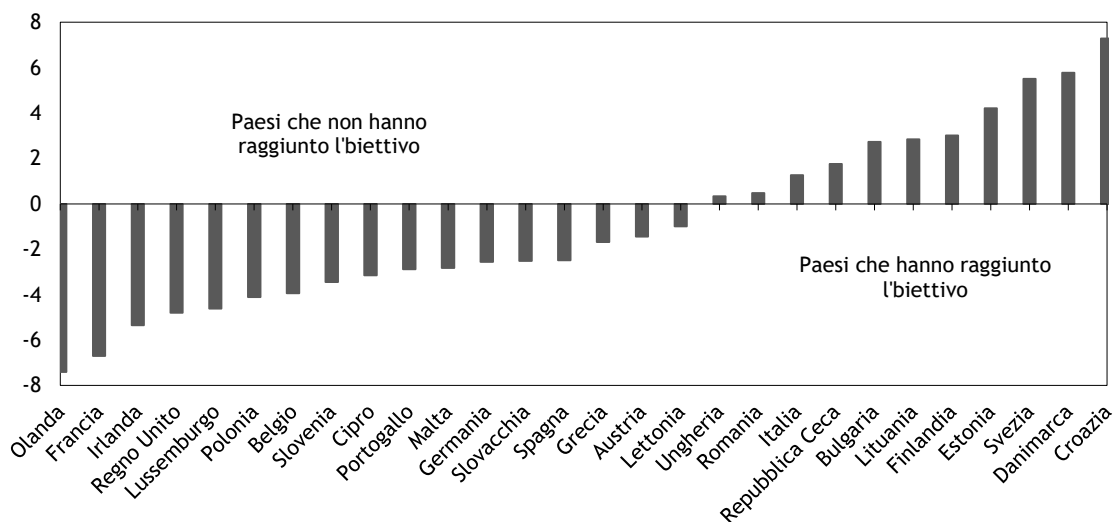


Fonte: Elaborazioni REF-E su dati PNIEC Terna

Le politiche messe in campo negli ultimi anni hanno consentito all'Italia di superare in anticipo l'obiettivo di FER-E previsto per il 2020. Ciò non è vero per tutti i paesi, la maggioranza dei Paesi EU era al 2017 ancora indietro

rispetto all'obiettivo. Nella Figura 6 viene offerta una panoramica al 2017 della distanza, in termini percentuali, dagli obiettivi di penetrazione dell'energia rinnovabile per ogni Stato membro.

Figura 6 – Distanza (%) dagli obiettivi di penetrazione dell'energia rinnovabile a livello europeo nel 2017



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Eurostat

(continua)

Nel testo definitivo sono state integrate le indicazioni pervenute dalla CE al termine del periodo di consultazione, tra le quali;³: elevare il livello di ambizione per le fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento (aumentato dello 0.9%), accertarsi che gli strumenti da adottare sul fronte dell'efficienza energetica permettano risparmi adeguati anche nel periodo 2021-2030 (con particolare riguardo all'edilizia ed ai trasporti) – al tema è dedicato un allegato specifico che quantifica in dettaglio gli impatti delle misure per l'efficienza -, valutare gli impatti del meccanismo di remunerazione della capacità a mercato da poco avviato dall'Italia – di cui si sottolinea l'importanza al fine di mantenere il livello di adeguatezza. All'interno del Piano, si evidenziano anche i recenti interventi legislativi volti a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia, tra cui la Legge di Bilancio 2020⁴, grazie alla quale vengono istituiti, tra le altre cose, fondi (per complessivi 4.24 mld di € per gli anni 2020-2023 di cui circa 150 mln di € annui per la riduzione di emissioni di gas a effetto serra) ed agevolazioni agli investimenti per Stato ed Enti territoriali a sostegno di nuovi progetti per la transizione energetica, ed il cosiddetto "DL Clima"⁵ che introduce misure monetarie per progetti volti a migliorare la qualità dell'aria ed incentiva comportamenti ecosostenibili.

Le politiche

Gli obiettivi target che guidano a livello comunitario la roadmap della transizione energetica rappresentano il denominatore comune della pluralità di settori a cui sono rivolti. Decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza, sviluppo delle infrastrutture ed innovazione, infatti, riguardano in modo orizzontale i comparti elettrico, termico, residenziale e dei trasporti, sempre più sinergicamente interconnessi in un contesto in cui il sector coupling è già una realtà.

Emissioni di CO₂

L'obiettivo di diminuzione delle emissioni di CO₂ al 2030

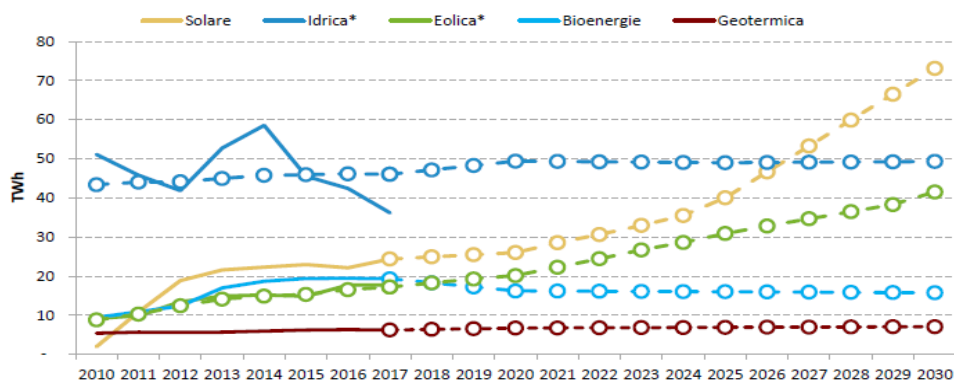
(rispetto ai valori del 2005) consiste, a livello europeo, nella riduzione del 43% per i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e, a livello nazionale, nella riduzione del 33% per i settori non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ETS, agricoltura e rifiuti). Il contributo più importante per i settori non ETS è atteso dai trasporti e dal civile (residenziale e terziario), per i quali sono previste riduzioni pari rispettivamente a 46 MtCO₂eq e 35 MtCO₂eq (rispetto ai livelli del 2005). Il contributo è reso possibile grazie al crescente efficientamento degli edifici, ad un'ampia gamma di interventi di riqualificazione profonda ed alla graduale sostituzione del parco veicoli a vantaggio anche della mobilità condivisa.

Sviluppo rinnovabili

In vista dell'uscita del carbone dal mix produttivo italiano le misure da adottare tra il 2020 ed il 2025 saranno: forte sviluppo delle fonti rinnovabili; installazione di nuova capacità a gas per 3 GW e sistemi di accumulo per altrettanti 3 GW nelle aree centro-sud, sud e Sicilia; il rinforzo della rete di trasmissione nel polo di Brindisi (attualmente in corso di realizzazione); 1 GW aggiuntivo di capacità di trasporto derivante dalla Dorsale Adriatica; l'installazione di compensatori sincroni nelle zone meridionali e la valutazione di una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente.

Il phase-out dalla produzione a carbone entro il 2025 e la crescente penetrazione delle FER fanno dell'elettrico il settore che può garantire il maggiore contributo in termini di riduzione delle emissioni: 19.3 GW di potenza installata prevista per l'eolico e 52 GW per il fotovoltaico permetteranno, al 2030, di raggiungere rispettivamente una produzione di 41.5 TWh e di 73.1 TWh che, sommate alla restante generazione elettrica da FER, raggiungeranno un totale di 187 TWh. Le traiettorie di crescita della produzione rinnovabile al 2030 (relativamente al settore elettrico) vengono riportate nella Figura 7.

Figura 7 – Traiettorie di crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030



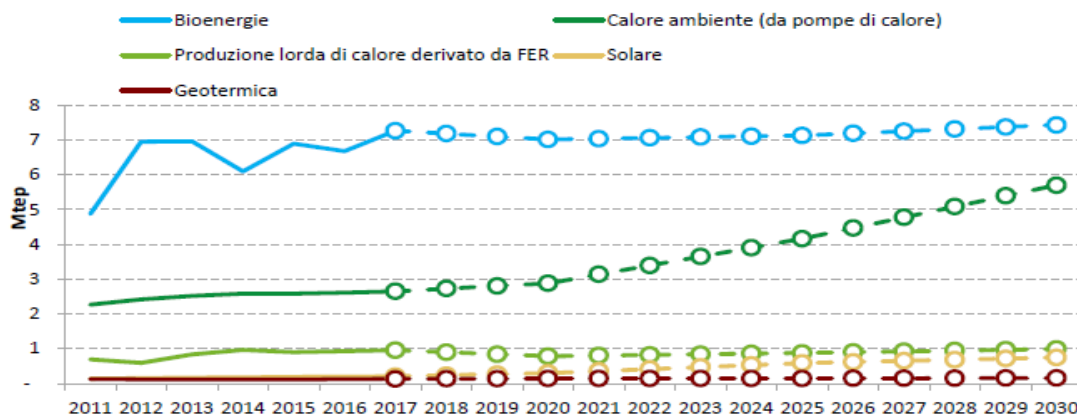
Fonte: PNIEC

(continua)

Per il settore termico (riscaldamento e raffrescamento) si prevede invece una produzione lorda di calore derivato da FER di 993 ktep al 2030, condizionata principalmente dalla larga presenza negli edifici di impianti di riscaldamento obsoleti che necessitano di un cambiamento tecnologico.

In termini assoluti, i consumi da rinnovabili dovrebbero superare i 15 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento, principalmente grazie all'incremento dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore (5.7 ktep al 2030).

Figura 8 – Traiettorie di crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico

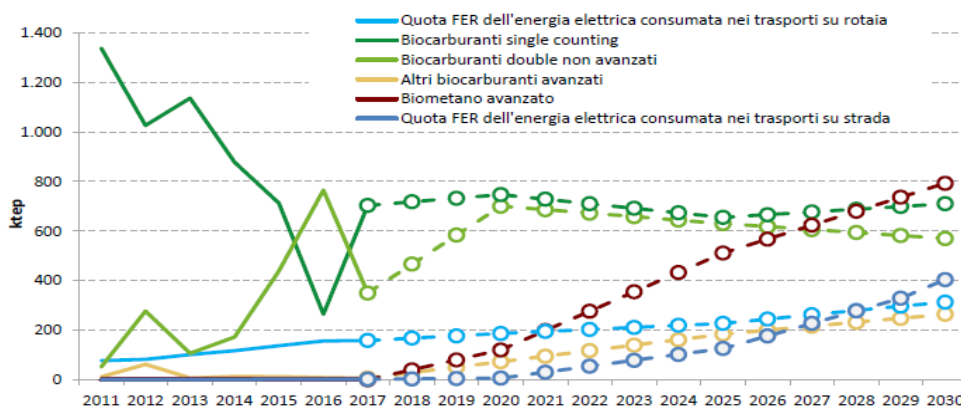


Fonte: PNIEC

Elevate le aspettative anche per il settore dei trasporti: al 2030, la quota rinnovabile di energia elettrica su strada contribuirà per 404 ktep rispetto ai 313 ktep di quella su rotaia, facendo leva sulla forte elettrificazione della mobilità urbana sia privata che pubblica (per quest'ultima si intendono introdurre

quote obbligatorie di veicoli elettrici) e sul crescente utilizzo di biocarburanti e in particolare del biometano (si prevede di superare l'obiettivo specifico previsto di biocarburanti avanzati del 3.5% al 2030, per raggiungere invece un risultato attorno all'8%).

Figura 9 – Traiettorie di crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti



Fonte: PNIEC

(continua)

A questo proposito, per il settore elettrico, le principali manovre riguarderanno il potenziamento degli impianti esistenti e la realizzazione di nuovi impianti supportati da meccanismi di natura regolatoria ed economica. Tra questi assumono particolare rilevanza i contratti per differenza e la diffusione dei Power Purchase Agreement per impianti di taglia superiore ad 1 MW. Importante anche la valorizzazione delle diverse forme di autoconsumo, che potrebbero determinare un aumento dei consumi di energia rinnovabile di almeno 1 TWh all'anno e l'uso di accumuli distribuiti volti a migliorare flessibilità e sicurezza del sistema elettrico, ma anche a ridurre il rischio di overgeneration. In particolare, si stima che al 2030 saranno necessari circa 6 GW tra pompaggi ed elettrochimico (localizzati prevalentemente in Sicilia e Sardegna) a cui si aggiungeranno circa 4 GW di accumuli distribuiti.

Per il settore termico si fa affidamento a misure già operative a livello nazionale che necessitano di essere rafforzate: incentivi di natura fiscale per la riqualificazione energetica degli edifici, Conto Termico⁶ e Certificati Bianchi, per citarne alcuni. Per i fornitori di carburanti, invece, si citano fondamentalmente

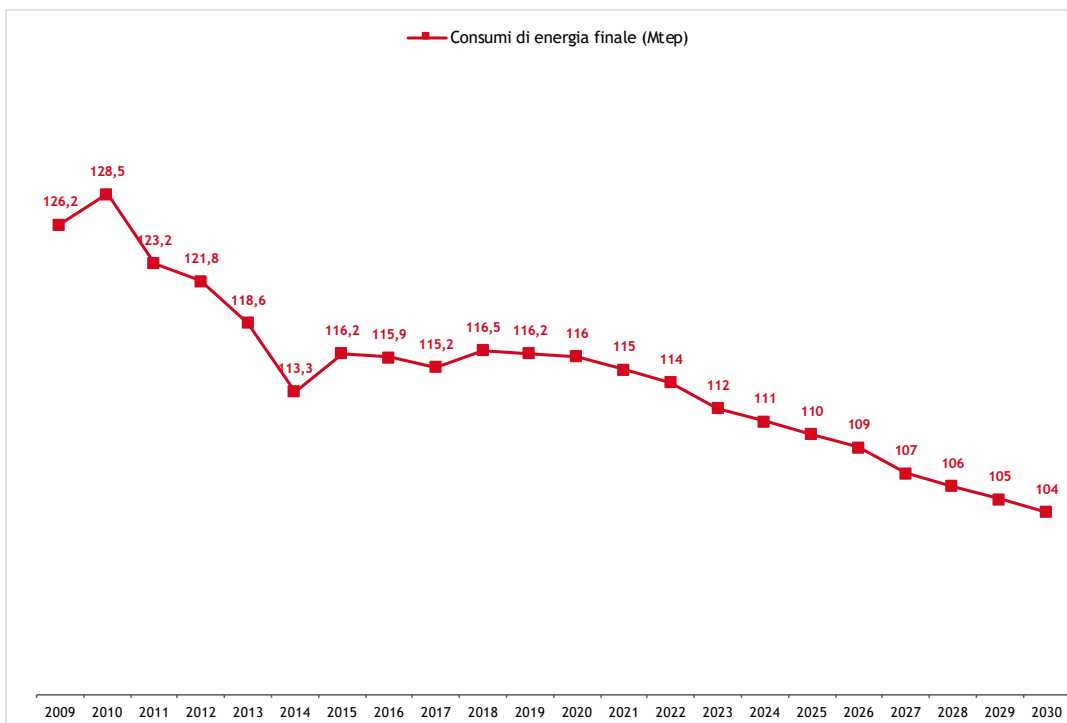
gli strumenti già esistenti: l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti (normali e avanzati) fino al 2022 e l'obbligo di riduzione del 6% delle emissioni di CO₂ per i carburanti tradizionali al 2020.

Efficienza energetica

L'obiettivo di efficienza energetica, pari ad una riduzione di almeno il 32.5% al 2030 rispetto agli scenari tendenziali tracciati nel 2007, si somma al target obbligatorio di risparmio di consumi di energia finale pari a un minimo dello 0.8% annuo per il periodo 2021-2030, valido parimenti per ogni Stato membro⁷.

L'Italia sarà in grado di superare il livello di riferimento UE, già ampiamente ottenuto grazie anche alla crisi macroeconomica del 2009, che ha reso possibile perseguire un obiettivo di riduzione dei consumi pari al 43% per l'energia primaria ed al 39.7% per l'energia finale (sempre rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007), confermando la possibilità di raggiungere un risparmio cumulato al 2030 pari a 51.4 Mtep. La previsione della traiettoria al 2030 dei consumi di energia finale viene proposta all'interno della Figura 9.

Figura 10 – Traiettoria dei consumi di energia finale al 2030



Fonte: elaborazioni REF-E su dati PNIEC

I settori che presentano un maggior potenziale di efficientamento sono quello residenziale e quello dei trasporti, seguiti nell'ordine dal terziario e dall'industria.

Nel settore civile, un particolare riguardo viene posto al vigente schema d'obbligo dei Certificati Bianchi (anche noti come Titoli di Efficienza Energetica), titoli negoziabili che permettono di ricevere un contributo economico a fronte di un risparmio energetico certificato. Per essi si sta valutando la possibilità di attuare una profonda riforma del meccanismo sottostante, ampliando la platea dei soggetti obbligati includendo anche i settori terziario e dei trasporti. Adottando questa linea, si stima che il risparmio cumulato di energia finale ottenibile da nuovi interventi realizzati a partire dal 2021 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi possa raggiungere i 2.23 Mtep al 2030.

Per il comparto dei trasporti, invece, una quota di efficientamento può essere data dal rinnovo del parco veicoli adibiti al trasporto pubblico locale (TPL) ed interventi di shift modale nel trasporto merci per promuovere una mobilità maggiormente sostenibile, alternativa a quella su strada. La sostituzione dei mezzi di pubblica utilità deve essere effettuata rispettando l'obbligo di acquisto di una quota crescente di veicoli elettrici e ibridi (o a metano nel caso degli autobus) così definita: almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030⁸. Si intende inoltre proseguire nella promozione attiva della mobilità collettiva e della smart mobility, già ampiamente diffuse sul territorio nazionale attraverso, ad esempio, varie forme di sharing.

Infrastrutture: sicurezza e sviluppo

A livello nazionale, il gas occupa un ruolo centrale nel breve-medio termine: in corrispondenza del phase-out del carbone dal mix produttivo programmato per il 2025, infatti, si prevede un picco nei consumi di gas naturale nello stesso anno ed un fabbisogno di circa 60 GS_{m3} al 2030. Per quanto riguarda la rete elettrica, le attenzioni del PNIEC sono rivolte allo sviluppo ed al potenziamento dell'adeguatezza e della flessibilità del sistema, congiuntamente a misure di natura "regolatoria", volte al superamento del problema delle lungaggini amministrative. In questo senso, la strategia da adottare è quella della diversificazione. L'approvvigionamento del gas naturale dovrà continuare ad avvenire (come già oggi avviene) da più rotte, cercando di ridurre la concentrazione della fornitura da parte di paesi ad alto rischio geopolitico; in lista d'attesa anche ulteriori risultati con la messa in funzione entro il 2020 del gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) per l'apertura del corridoio di importazioni dall'Azerbaijan (per circa 8.8 miliardi di metri cubi di gas annui). Il progetto EastMed, il gasdotto sottomarino che dovrebbe trasportare il metano dal Mediterraneo orientale all'Adriatico (Israele-Cipro-Grecia-Italia), non sembra rappresentare una priorità, contrariamente a indicazioni anche recenti in favore di una sua promozione. Per il comparto elettrico risultano fondamentali l'implementazione di nuovi strumenti di mercato quali i meccanismi di remunerazione della capacità già in essere (capacity market), lo sviluppo dello stoccaggio e la riduzione della dipendenza energetica

da paesi terzi (l'obiettivo di riduzione è fissato al 68% per il 2030 contro al 77.7% registrato nel 2016).

L'attenzione è rivolta, in particolare, verso la frontiera nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) e verso la frontiera con il sud est Europa. Per quanto riguarda la rete interna, invece, la precedenza è data alla risoluzione delle congestioni zonali grazie ad ulteriori rinforzi di rete (specialmente tra le zone nord-centro e centro-sud) congiuntamente alla cosiddetta Dorsale Adriatica (Villanova – Fano) in HVDC. Nonostante i buoni propositi, tuttavia, il Governo afferma che l'obiettivo al 2030 fissato a livello europeo di almeno il 15% di interconnessione elettrica sarà "particolarmente arduo da raggiungere".

L'aumento della produzione da fonti green la cui incidenza è maggiore nelle regioni meridionali e lo speculare incremento dei flussi da sud verso nord richiede interventi di rinforzo specifici accompagnati da sviluppi di rete nelle sezioni intermedie (Sud - Centro sud e Centro nord - Nord). Massima priorità infatti viene posta al caso della metanizzazione della Sardegna ed alla relativa gestione della sicurezza della rete sarda (da avviare nella finestra 2020-2025 con un primo significativo step al 2023) come conseguenza della prevista eliminazione delle centrali alimentate a carbone: è infatti in corso di valutazione una nuova interconnessione elettrica in HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (proposto nel PdS 2018), congiuntamente a nuova capacità a gas o storage localizzata nell'isola per un totale di 400 MW. Altre iniziative si trovano al vaglio del MiSE, tra cui: progetti per la costruzione di depositi costieri di piccolo volume (SSLNG), installazione di mini-rigassificatori e proposte regolatorie per contenere gli oneri di sistema ed il gap di prezzo tra la materia prima ed il PSV. L'orientamento per la metanizzazione della Sardegna prevede quindi di rifornire di gas le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine già esistenti, la sostituzione dei carburanti per il trasporto pesante, la sostituzione dei carburanti marini tradizionali con GNL e l'alimentazione a gas naturale delle centrali termoelettriche.

Anche l'idrogeno è citato come vettore potenzialmente utile alla decarbonizzazione. Le iniziative nel settore sono finora prevalentemente sperimentali, e molti gli utilizzi allo studio: vi sono opzioni per il sector coupling con la possibilità che in futuro vi siano due infrastrutture separate (una al 100% di idrogeno e un'altra con la miscela); allo studio anche approfondimenti sul possibile contributo nel settore dei trasporti sia stradali che navali. Ma i tempi di sviluppo e l'entità degli investimenti sono elevati, e il contributo ragionevolmente prevedibile non supera l'1% della quota delle FER-T.

Verso il green new deal europeo

Le valutazioni finali dei PNIEC degli Stati membri saranno pubblicate entro il prossimo giugno 2020, come da Regolamento; l'attuazione nella pratica delle misure previste dai Piani avrà inizio quindi a partire dal 1° gennaio 2021. Tuttavia i PNIEC sembrano già prematuramente invecchiati. Uno dei punti qualificanti del programma politico della Commissione Europea, insediata di recente, è stata la definizione di una strategia per il raggiungimento di zero

emissioni nette di CO₂ al 2050, strategia raccolta in un progetto che ha preso il nome di Green New Deal⁹.

La strategia definita nel Green New Deal affronta a livello embrionale possibili soluzioni per la riduzione di gas serra in tutti i settori maggiormente inquinanti. Il Green New Deal europeo, in analogia con l'omonimo New Deal americano degli anni Venti, è dunque un piano di riforma organico che coinvolge tutti i settori con l'obiettivo di dare una svolta definitiva alla transizione energetica, che come primo passo dovrebbe prevedere l'aumento del target di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 al 50/55% rispetto al 1990, con conseguente adeguamento delle direttive settoriali. A questo proposito, i

PNIEC degli Stati membri dovranno prevedibilmente essere rivisti al fine di adattare le rispettive strategie ai nuovi target, più ambiziosi rispetto a quelli fissati ad oggi.

Nonostante il PNIEC italiano citi espressamente la possibilità che, adottando tutte le misure previste, le emissioni di CO₂ possano essere ridotte del 55% entro il 2030, l'Italia, come tanti altri Paesi, non ha per ora provveduto a redigere la Strategia di Lungo Periodo al 2050, richiesta insieme al PNIEC e rappresentativa di un primo passo verso una programmazione a più lunga visione. Ma la vera sfida, al di là degli obiettivi, sarà quella di dare concretezza agli obiettivi e alle politiche previste.

¹ Direttiva (UE) 2018/844, Direttiva (UE) 2018/2001, Direttiva (UE) 2018/2002, Regolamento (UE) 2018/1999, Regolamento (UE) 2019/943, Direttiva (UE) 2019/944, Regolamento (UE) 2019/941, Regolamento (UE) 2019/942.

² Il PNIEC stima il CIL come somma della produzione lorda di energia elettrica e del saldo degli scambi con l'estero.

³ Raccomandazione della Commissione del 18 giugno 2019 sulla proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021-2030, Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea del 3 settembre 2019.

⁴ Legge 27 dicembre 2019, n. 160.

⁵ Legge 12 dicembre 2019, n. 141, converte il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n. 111.

⁶ D. M. 28 dicembre 2012.

⁷ Direttiva EED 2012/27/UE.

⁸ D. Lgs: 257/2016 in recepimento della Direttiva 2014/94/UE (Direttiva DAFI sui combustibili alternativi).

⁹ COM 2019 640 final

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 21 gennaio 2020 6/2020/A | “Partecipazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente alla terza fase del progetto di trasferimento di conoscenze alle Autorità di regolazione albanese, montenegrina, nord macedone e serba, finanziato dall’iniziativa centro europea nell’ambito del programma KEP” | pubblicata il 29 gennaio 2020 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/20/006-20.pdf>

Con la deliberazione 6/2020/A, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha confermato, anche per l’anno 2020, la partecipazione italiana al Progetto “Support for strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans” - finanziato dalla Central European Initiative¹ (nel seguito: CEI) nell’ambito del programma Know-How Exchange Programme² (nel seguito: KEP) - finalizzato al trasferimento di conoscenze alle Autorità di regolazione Albanese, Montenegrina, Serba, Bulgara e della Nord-Macedonia.

Nello specifico, la partecipazione dell’Autorità al suddetto Progetto è finalizzata a favorire la condivisione ed il trasferimento - anche mediante il contributo ed il supporto del GME e di TERNA - delle conoscenze acquisite dall’Autorità medesima a seguito delle esperienze di market coupling avviate dall’Italia, sull’orizzonte temporale Day-Ahead, con Austria, Francia e Slovenia.

Il programma KEP si prefigge altresì l’obiettivo di sviluppare il know-how necessario allo sviluppo del progetto operativo Day Ahead Market Integration (c.d. DAMI project), finalizzato, quest’ultimo, alla definizione e implementazione di un modello di market coupling per l’integrazione dei mercati del giorno prima dei citati Paesi balcanici con i confinanti mercati dell’Unione Europea, nelle more della futura implementazione nella regione dei Balcani del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM).

Deliberazione 28 gennaio 2020 20/2020/R/EEL | “Approvazione della richiesta di deroga per il rispetto del livello minimo di capacità (70% rule) presentata da Terna S.p.A con riferimento alla Regione GRIT” | pubblicata il 29 gennaio 2020 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/20/020-20.pdf>

Con la deliberazione 20/2020/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la richiesta di Terna di deroga, per l’anno 2020, dell’obbligo per i TSO³, previsto ai sensi del Regolamento europeo n. 2019/943, di rendere disponibile - entro il primo gennaio 2020 - almeno il 70% della capacità di interconnessione per gli scambi tra zone

di mercato (c.d. “70% rule”) con riferimento ai confini tra le zone interne del mercato elettrico nazionale ricomprese nella CCR⁴ Greece-Italy.

La suddetta richiesta di deroga è stata presentata per ragioni di sicurezza operativa della rete nelle more dell’introduzione, dal 1 gennaio 2021, della nuova configurazione zonale del mercato elettrico - ai sensi della delibera 103/2019/R/EEL⁵ - nonché dell’aggiornamento previsto all’inizio del 2021 della metodologia per il calcolo della capacità fra le zone di mercato per la medesima Regione, in adeguamento alle disposizioni per il calcolo della capacità introdotte dal Regolamento europeo 2019/943.

Con la delibera in oggetto, l’Autorità ha altresì richiesto a Terna di includere nella reportistica inerente il monitoraggio sull’efficienza della configurazione zonale - prevista ai sensi della delibera 111/06 - le informazioni afferenti la richiesta di deroga e il livello di capacità fra zone di mercato per tutti i periodi rilevanti del 2020, raccomandando a Terna di sviluppare, unitamente al gestore di rete greco ADMIE, una apposita metodologia di calcolo dei valori di capacità tra zone di mercato che superi i problemi di sottostima evidenziati da ACER nella Recommendation No 01/2019 del 8 agosto 2019⁶.

Deliberazione 28 gennaio 2020 21/2020/R/EEL | “Approvazione delle regole per l’allocazione esplicita della capacità di trasporto per gli orizzonti temporali di lungo termine, giornaliero e infragiornaliero per gli ambiti in cui non trovano applicazione le regole armonizzate a livello europeo” | pubblicata il 29 gennaio 2020 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/20/021-20.pdf>

Con la deliberazione 20/2020/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 le Daily Allocation Rules, le Intraday Allocation Rules e le Swiss Forward Allocation Rules - che disciplinano l’allocazione dei diritti di trasmissione, rispettivamente, di lungo termine, su base giornaliera e infragiornaliera sul confine tra Italia e Svizzera e gestite dalla società JAO⁷ - opportunamente modificate in adeguamento alla nuova versione delle regole armonizzate a livello europeo (Harmonized Allocation Rules, HAR) per l’allocazione tramite aste esplicite dei diritti di trasmissione di lungo termine sui confini interni all’Unione Europea, predisposte dai gestori di rete ai sensi del Regolamento europeo FCA e approvate da ACER con la decisione 14-2019.

GAS

Comunicato del GME | “Pubblicazione versione aggiornata DTF n. 18 MGAS” | del 1° febbraio 2020 Download <http://www.mercatienergetici.org/it/homepage/popup.aspx?id=426>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha informato gli operatori che, in data 1° febbraio 2020, è entrata in vigore la versione aggiornata della DTF n. 18 MGAS, contenente le nuove modalità di assolvimento del servizio di market making.

In particolare, come anticipato dal GME con apposito comunicato del 3 gennaio u.s., a partire dalla predetta data, lo svolgimento dell'attività di market making è previsto sul MGP-GAS con riferimento alla negoziazione dei seguenti prodotti:

- “prodotto giornaliero” relativo al giorno-gas G+1 e, nei casi previsti dalla predetta DTF, ai giorni-gas G+2 e G+3;
- “prodotto weekend” relativo ai giorni-gas del sabato e della domenica.

Inoltre, a partire dal 1° febbraio 2020, a coloro i quali svolgeranno il servizio nel rispetto dei termini, modalità e condizioni disciplinate nella predetta DTF, relativamente ad un mese di calendario, vengono riconosciuti i seguenti corrispettivi:

- un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione svolta dal lunedì al giovedì in cui è quotato il “prodotto giornaliero” G+1 (fatto salvo il caso in cui il giovedì sia antecedente ad un venerdì festivo. In tal caso, le sessioni valide saranno due e si applica pertanto l'articolazione dei corrispettivi fissi prevista per il venerdì);
- un corrispettivo fisso per le sessioni svolte il venerdì, nonché per quelle svolte nei giorni feriali che antecedono un giorno festivo compreso tra il lunedì e il giovedì, pari a:
 - 160 € qualora il venerdì il Liquidity Provider (LP) abbia assolto ai propri obblighi con riferimento ad una sola sessione valida, indipendentemente dal tipo di prodotto scambiato (“prodotto weekend” o “prodotto giornaliero” G+3);
 - 240 € qualora il LP assolva gli obblighi con riferimento ad entrambe le sessioni valide.
- un corrispettivo pari ad euro 0,01 €/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per i prodotti per i quali è previsto lo svolgimento dell'attività di market making in qualunque sessione del mese di calendario a partire dalla data di decorrenza del servizio, ivi incluse quelle dei giorni non lavorativi, nonché al di fuori della fascia oraria 14:00 - 18:00.

AMBIENTALI

Documento di Consultazione del GME | “DCO 01/2020 Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (PPA Platform)” | pubblicato il 23 gennaio 2020 | Download https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documents/20200117_DCO_01_2020_PPA_IT.pdf

Con il documento per la consultazione n.01/2020, il Gestore dei Mercati Energetici, in attuazione di quanto disposto dall'Art. 18 del Decreto ministeriale 4 luglio 2019⁹ ha illustrato ai soggetti interessati la proposta del modello per il funzionamento della piattaforma per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (PPA Platform).

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione dati capacità anno 2019” | 30 gennaio 2020 | Download <http://www.mercatienergetici.org/it/homepage/popup.aspx?id=425>

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito a quanto previsto dal Ministero dello Sviluppo Economico nella Circolare n. 0002226 del 30 gennaio 2020, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 2 marzo e il 31 marzo 2020, mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL), i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 (c.d. “soggetti obbligati”), dovranno comunicare i dati relativi alla situazione della capacità logistica nella propria disponibilità riferita al 31 dicembre 2019.

Con il succitato comunicato, il GME ha altresì informato i soggetti interessati che, nel periodo indicato, la PDC-OIL sarà operativa dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30, e che i soggetti già iscritti potranno utilizzare le credenziali in loro possesso e comunicare i predetti dati seguendo la procedura descritta nella “Guida per l'operatore della PDC-OIL”.

¹ <https://www.cei.int>

² Il programma KEP – avviato dall'ARERA con la deliberazione 547/2017/A e finanziato dal fondo stabilito dal governo italiano presso la Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo - è finalizzato a supportare il trasferimento delle competenze dalle organizzazioni dell'Unione Europea alle omologhe organizzazioni dei Paesi non appartenenti all'Unione Europea inclusi nell'ambito CEI

³ Transmission System Operator

⁴ Capacity Calculation Region

⁵ Cfr. newsletter n.125 aprile 2019

⁶ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf

⁷ Joint Allocation Office.

⁸ <http://www.mercatienergetici.org/it/homepage/popup.aspx?id=425>

⁹ Pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n.186 del 9-8-2019.

Gli appuntamenti

14 febbraio

Gas in the “European Green Deal”

Firenze, Italia

Organizzatore: RSCAS Conferences - FSR

<https://fsr.eui.eu>

14 - 16 febbraio

International Conference on Robotics and Intelligent System

Roma, Italia

Organizzatore: ICRIS

<http://www.icris.net>

18 febbraio

La transizione energetica e la visione delle imprese

Milano, Italia

Organizzatore: AIET

www.milano.federmanager.it

18-20 febbraio

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Tokyo, Giappone

Organizzatore: CPEEE

<http://www.cpeee.net/>

19 - 20 febbraio

Top Energy: Convention Nazionale dell'Efficienza Energetica e la Climatizzazione

Peschiera del Garda, Italia

Organizzatore: Top Energy

<http://www.meetinginternational.it/topenergy>

20 febbraio

Energie rinnovabili e ambiente - La comunicazione dei temi ambientali

Verona, Italia

Organizzatore: Verona Fiere

<https://www.ecohousexpo.com>

26 febbraio

La politica italiana e l'Agenda 2030, a che punto siamo

Roma, Italia

Organizzatore: Asvis

<https://mailchi.mp/asvis/online-il-sito-del-festival-dello-sviluppo-sostenibile-761273?e=a7466857c4>

27 febbraio

Costruire in Verde, un cambio di passo per lo sviluppo sostenibile

Milano, Italia

Organizzatore: Assoverde

<http://www.assoverde.it/27-02-2020-costruire-in-verde>

27 - 28 febbraio

CONNEXT 2020

Milano, Italia

Organizzatore: Confindustria

www.elettricitafutura.it

3 marzo

Accordo sul clima di Parigi: sistemi di carica ed efficientamento energetico come asset strategici

Genova, Italia

Organizzatore: CEI

<https://www.ceinorme.it>

3 - 4 marzo

Africa Energy Indaba

Cape Town, Sud Africa

Organizzatore: Siyenza Management

<https://www.africaenergyindaba.com>

5 - 6 marzo

Wind O&M Europe

Monaco, Germania

Organizzatore: New Energy Update - Reuters Event

<http://go.evnt.com/535676-0?pid=80>

5 - 6 marzo

Biogas Italy 2020

Milano, Italia

Organizzatore: CIB

www.biogasitaly.com

5 - 7 marzo

International Conference on Oil and Gas

Quebec, Canada

Organizzatore: IcoGas

<http://icogas.ga>

9-12 marzo

Developments in Power System Protection

Liverpool, Regno Unito

Organizzatore: The IET

<https://events.theiet.org/dpsp/index.cfm?origin=conference-alerts>

10-12 marzo

International Renewable Energy Storage Conference

Düsseldorf, Germania

Organizzatore: Eurosolar

<http://www.energystorageconference.org>

12 marzo

Annual Scientific Seminar on Innovation, Platforms and the Digital Economy

Fiesole (FI), Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation

<https://fsr.eui.eu/event/annual-scientific-seminar-on-innovation-platforms-digital-economy>

13 - 16 marzo

International Conference on Informatics, Environment, Energy and Applications

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzatore: IEEEA

<http://www.ieea.org>

17 - 20 marzo

MCE 2020

Milano, Italia

Organizzatore: MCE lab

<https://www.mceexpocomfort.it/MCE/MCE-2020/>

18 - 20 marzo

International Conference on Smart Grid and Sustainable Energy

Hong Kong

Organizzatore: SGSE

<http://www.sgse.net>

19 marzo

Green Logistics Expo

Padova, Italia

Organizzatore: Fiera di Padova

<https://greenlogisticsexpo.it>

20 marzo

International Conference on Ecology, Ecosystems and Climate Change

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Dakam

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

25 - 26 marzo

Power Plant Decommissioning Operational Excellence Conference

Chicago, Usa

Organizzatore: Marcus Evans Group

<http://bit.ly/2sSnOy7>

26 - 28 marzo

Intelligent Energy Management, Electric and Thermal Power, Robotics and Automation

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMART

<http://iemera.org>

29 - 31 marzo

International Conference on Clean and Green Energy Engineering

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Cgee

<http://www.cgee.org>



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
governance@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.