



unione petrolifera

RELAZIONE ANNUALE 2019



RELAZIONE ANNUALE

2019



unione petrolifera



GLI ORGANI SOCIALI

(21 giugno 2019)

Presidente

Claudio SPINACI

Dario SCAFFARDI

Gian Luigi TRIBOLDI

Vice Presidenti

Azzam AL-MUTAWA

Remo PASQUALI

Gianni MURANO

Collegio dei Revisori Contabili

Antonio PALUMBIERI (Presidente)

Giuseppe CEMBROLA

Francesca FRACASSI

Orazio DRISALDI (Supplente)

Emanuele MURIANNI (Supplente)

Consiglio Generale

Claudio COVINI

Nello D'ALESIO

Oleg DUROV

Antonio LAZZARINETTI

Luca LUTEROTTI

Piero NERI

Guido OTTOLENGHI

Rosario PISTORIO

Giorgio PROFUMO

Filippo REDAELLI

Probiviri

Piero BISCARI

Alessandro CARERI

Piero DE SIMONE

Massimo QUADRELLI

Carlo RANESI

Direttore Generale

Marina BARBANTI

LE AZIENDE ASSOCIATE

(31 maggio 2019)

ALMA PETROLI
 ATTILIO CARMAGNANI "AC"
 BP ITALIA
 CARBOIL
 COSTIERI D'ALESIO
 DECAL
 DEPOSITI COSTIERI DEL TIRRENO
 DISMA
 ECOFUEL
 ENIFUEL SPA
 ENI - DIVISIONE REFINING & MARKETING
 ERG S.P.A
 ESSO ITALIANA
 GAZPROM NEFT
 IES - ITALIANA ENERGIA E SERVIZI
 IPLOM
 ISAB
 ITALYUM REGENERATION
 KRI
 KUWAIT PETROLEUM ITALIA

LA PETROLIFERA ITALO RUMENA (P.I.R.)
 LUKOIL ITALIA
 NERI DEPOSITI COSTIERI
 PETRA
 PETRONAS LUBRICANTS ITALY
 PETROVEN
 RAFFINERIA DI GELA
 RAFFINERIA DI MILAZZO
 SARAS
 S.A.R.P.O.M.
 SERAM
 SHELL ITALIA OIL PRODUCTS
 SIGEMI
 SOCIETA' SONATRACH RAFFINERIA ITALIANA
 S.I.O.T.
 SUPERBA
 TAMOIL
 TOSCOPIPETROL
 TOTAL ITALIA

I SOCI AGGREGATI

AMBIENTE
 AMEC FOSTER WHEELER ITALIANA
 B&A CONSULTANCY
 COSTIERO GAS LIVORNO
 ECOTHERM
 ENI CORPORATE UNIVERSITY
 ENIPOWER
 ENIPOWER MANTOVA
 ENI SERVIZI
 ENI TRADING & SHIPPING
 INTERGEO ITALIA

JACOBS ITALIA
 LNG SHIPPING
 MARES
 PETROLTECNICA
 S.E.F. (ENIPOWER FERRARA)
 SERFACTORING
 SERVIZI AEREI
 SYNDIAL
 STANTEC
 TRALICE COSTRUZIONI

INDICE

IL MERCATO INTERNAZIONALE	9
Il quadro economico internazionale	9
La domanda e l'offerta di petrolio	9
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	13
L'evoluzione della raffinazione	16
L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA	19
Il quadro macroeconomico	19
I consumi di energia	22
La fattura energetica e petrolifera	24
I combustibili solidi	25
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	28
Il contributo del gas naturale	38
IL PETROLIO IN ITALIA	45
La produzione nazionale di idrocarburi	45
I consumi di prodotti petroliferi	51
I prezzi dei prodotti petroliferi	53
Le importazioni e le esportazioni	54
IL DOWNSTREAM ITALIANO	55
La capacità di raffinazione nel 2018	55
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	58
La logistica petrolifera	66
Scorte d'obbligo: evoluzione normativa e attuazione	68
La sicurezza fisica (<i>security</i>) delle strutture petrolifere	69
Il progetto "Zero contanti"	72
GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI	85
L'andamento del gettito fiscale	85
Il gettito fiscale degli oli minerali	87
Il contrasto all'illegalità	87
Il "Tax gap" europeo	91
"Effetto Brexit" sulle accise	94

INDICE

IL PETROLIO E L'AMBIENTE 95

Economia circolare ed uso efficiente delle risorse	95
Il Piano Nazionale Integrato Energia-Clima (PNIEC)	96
Mobilità sostenibile	97
Qualità dell'aria e ruolo del diesel	97
Regolamenti comunitari sui limiti di CO ₂ di auto e veicoli commerciali e industriali	109
Il Refining Forum	109
Revisione della Direttiva ETS periodo 2021-2030	110
L'evoluzione della normativa sui biocarburanti	110
I bunker navali al 2020	111
Finanza Sostenibile	111
AIA- Rilascio Autorizzazioni Integrate Ambientali, relazione di riferimento, tariffe e garanzie finanziarie	112
Il recepimento delle Direttive europee sulla qualità dell'aria (EU Air Quality Package)	113
Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)	115

SALUTE E SICUREZZA 117

Protocollo con il Dipartimento di Protezione Civile	117
Sicurezza delle merci pericolose	117
Salute e sicurezza nei luoghi di lavoro	119
Costituito il Gruppo Strategico Lubrificanti	120
Attuazione della Direttiva 2012/18/UE (Seveso TER)	120
Tematica stazioni pompaggio condotte	123
Performance sicurezza 2018	123

FOCUS

L'impegno delle industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici – Il ruolo dell'OGCI	32
Nuova metodologia di rilevazione dei consumi mensili del Questionario del Petrolio del MiSE	50
Valutazioni preliminari sulla Direttiva per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (2014/94/EU)	62
"Creating the Station of the Future" il progetto CRE8	64
Self service Metano: aspetti critici del Decreto del Ministero dell'Interno del 12 marzo 2019	65
Il Rapporto OSSIF 2018	70
Investimenti e attività industriali	73
Evoluzione assetti di mercato	75
Bio-raffinerie ed economia circolare: la transizione è già iniziata	77
La natura nel "cuore" dell'industria petrolifera	80
Energie aperte e attività formative: le industrie & i giovani	81
Premi internazionali e ricorrenze del settore nel 2018	84
Aggiornamento delle misure di contrasto alle frodi fiscali	90
Il pacchetto di Direttive sull'economia circolare	96
Rifiuti la prevenzione secondo la Direttiva 2018/851	97
La strategia energetica e ambientale della proposta del nuovo piano nazionale integrato per l'energia ed il clima (PNIEC)	98
Lotta alle emissioni: diesel da assolvere	104
Studio Confindustria "Il ruolo dell'industria italiana nell'economia circolare"	108
Rifiuti - responsabilità estesa del produttore iniziative concrete protocollo d'intesa tra Confindustria e CONOU	109
La piattaforma sulla sicurezza stradale UP-CCISS	118
"Progetto riqualificazione ambientale"	120

APPENDICE STATISTICA

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI

I consumi energetici dei principali Paesi	127
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	127

MONDO

La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	128
I consumi petroliferi	129
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	130
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	131

MERCATO INTERNAZIONALE

Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	132
Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi	132
Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	133
Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	133

ITALIA

I consumi energetici per fonti primarie	134
I consumi energetici per settori di utilizzo	134
La produzione di idrocarburi	135
Il bilancio petrolifero	135
Le importazioni di petrolio greggio	136
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	137
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	138
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	139
Le lavorazioni delle raffinerie	140
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	141
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	142
I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	143
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio	
a fine anno e dell'erogato medio	144
I tipi di greggio maggiormente importati	145
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	146
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	147
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	148

EUROPA

I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione	149
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile	150

IL MERCATO INTERNAZIONALE

Il quadro economico internazionale

Nel corso del 2018 la crescita dell'economia mondiale ha perso parte dello slancio che aveva caratterizzato il 2017, sia in alcune delle economie avanzate che emergenti. Stando alle ultime stime del Fondo monetario internazionale (FMI)¹, il 2018 ha chiuso con un **Pil mondiale** in aumento del 3,6 per cento (rispetto al 3,8 per cento del 2017) grazie ancora una volta alla sostanziale tenuta della Cina e degli Stati Uniti e alle buone performance dell'India, che ha mostrato una crescita superiore al 7 per cento.

Il rallentamento, come ha evidenziato la Banca centrale europea² (BCE), ha riguardato in particolare il settore manifatturiero, con una brusca decelerazione dell'interscambio a livello mondiale per le incertezze dovute alle dispute commerciali tra Stati Uniti e Cina e alle tensioni finanziarie nelle economie emergenti.

Le attese per il 2019 sono di un ulteriore rallentamento (+3,3 per cento) per poi tornare fino al 3,6 per cento, in un contesto in cui sembrano aumentare i fattori avversi.

Fra questi, la BCE segnala l'ulteriore indebolimento dell'attività manifatturiera e del commercio mondiale, in uno scenario ancora molto incerto, sia dal punto di vista degli assetti politici che delle politiche economiche. Su un orizzonte di medio-lungo termine, le proiezioni della BCE indicano invece una crescita che a livello mondiale dovrebbe stabilizzarsi.

La domanda e l'offerta di petrolio

Nonostante il rallentamento dell'economia mondiale, la **domanda di petrolio** ha mostrato un profilo decisamente positivo attestandosi in media nel 2018 a 99,2 milioni barili/giorno, 1,2 milioni (+1,2 per cento) in più rispetto al 2017, sia per il contributo dei Paesi non-Ocse (+900.000 barili/giorno) che di quelli Ocse (+290.000 barili/giorno).

¹ World Energy Outlook, aprile 2019.

² BCE Bollettino economico, n. 2/2019, marzo 2019.

PAESI INDUSTRIALIZZATI I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo Variazione percentuale rispetto all'anno precedente		Indice prezzi al consumo ⁽¹⁾ Variazione percentuale rispetto all'anno precedente		Disoccupazione Percentuale delle forze di lavoro		Indebitamento pubblico ⁽²⁾ Percentuale del Pil	
	2017	2018 ⁽³⁾	2017	2018 ⁽³⁾	2017	2018 ⁽³⁾	2017	2018 ⁽³⁾
Francia	+2,3	+1,6	+0,5	+1,6	9,4	9,1	-2,8	-2,5
Regno Unito	+1,8	+1,4	+2,3	+2,0	4,4	4,1	-1,8	-1,6
Germania	+2,5	+1,5	+1,3	+1,6	3,8	3,4	+1,0	+1,7
ITALIA	+1,8	+0,9	+1,3	+1,2	11,3	10,6	-2,4	-2,1
Area Euro (19 Paesi)	+2,4	+1,9	+1,5	+1,8	9,1	8,2	-1,0	-0,5
Usa	+2,2	+2,9	—	+1,9	4,4	3,9	-4,3	-6,6
Giappone	+1,9	+0,8	—	+0,3	2,8	2,4	-3,0	-2,5
Paesi Ocse	+2,6	+2,3	—	+2,6	5,8	5,3	-2,2	-2,8

⁽¹⁾ Indice armonizzato. Deflatore dei consumi privati per l'aggregato dei Paesi Ocse.⁽²⁾ Indebitamento netto contratto nel corso dell'anno.⁽³⁾ Dati provvisori.

Fonte: CSC su dati Eurostat, Istat e Ocse

MONDO La produzione di greggio

	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018 ^(*)
(Milioni di tonnellate)								
Paesi Opec	1.511	1.680	1.668	1.730	1.803	1.878	1.860	1.852
Paesi Ocse	1.014	913	857	1.042	1.086	1.060	1.090	1.201
Altri Paesi	1.093	1.323	1.453	1.454	1.471	1.439	1.437	1.457
Totale	3.618	3.916	3.978	4.226	4.360	4.377	4.387	4.510
(Quote percentuali)								
Paesi Opec	41,8	42,9	41,9	40,9	41,4	42,9	42,4	41,1
Paesi Ocse	28,0	23,3	21,6	24,7	24,9	24,2	24,9	26,6
Altri Paesi	30,2	33,8	36,5	34,4	33,7	32,9	32,7	32,3
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,00	100,00	100,00

^(*) Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review; per il 2018 stima UP su dati IEA

MONDO I consumi energetici

(Milioni di tep)

	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018 ^(*)
Combustibili solidi	2.316	2.994	3.652	3.935	3.851	3.720	3.750	3.778
Gas naturale	2.072	2.360	2.736	2.915	2.944	3.022	3.107	3.253
Petrolio	3.663	4.001	4.140	4.289	4.347	4.364	4.435	4.488
Nucleare	675	721	719	661	670	679	688	710
Idroelettrico	225	252	296	336	336	348	353	364
Geotermica, Eolica e Solare	60	70	110	183	204	224	254	289
Biomasse e rifiuti	1.023	1.096	1.222	1.299	1.317	1.349	1.384	1.418
Totale	10.034	11.494	12.875	13.618	13.669	13.706	13.971	14.300

^(*) Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

Una crescita meno contenuta rispetto a quanto si era registrato nel 2017 (+1,5 milioni barili/giorno) e alle previsioni di inizio 2018 (+1,4 milioni barili/giorno).

Vale rilevare che, a partire dal terzo trimestre, la domanda si è mantenuta sempre molto vicina ai 100 milioni barili/giorno, soglia che dovrebbe essere ampiamente superata nel secondo trimestre del 2019, almeno stando alle ultime stime dell'Agenzia internazionale per l'energia (AIE), che prevede un volume superiore ai 101 milioni nel secondo semestre.

Tra i Paesi non-Ocse, il contributo determinante all'aumento della domanda è arrivato dalla Cina e dagli altri Paesi asiatici che insieme, con circa 27 milioni barili/giorno, hanno rappresentato oltre il 52 per cento del totale non-Ocse.

Va inoltre rilevato il forte progresso di Stati Uniti e Canada che, viste le buone performance delle rispettive economie, con 25,5 milioni barili/giorno (+470.000 barili/giorno rispetto al 2017) hanno determinato per intero l'incremento registrato nei Paesi Ocse, assorbendo anche il calo degli altri. In leggera flessione l'Europa che, sui 14,3 milioni barili/giorno come lo scorso anno (intorno il 30 per cento del totale Ocse), ha interrotto la fase di crescita iniziata nel 2014.

Dal 2010 la domanda mondiale di petrolio è aumentata complessivamente di 11 milioni barili/giorno (+12 per cento), spinta principalmente dai Paesi non-Ocse (+10,1 milioni barili/giorno) e in modo residuale da quelli Ocse (+840.000 barili/giorno).

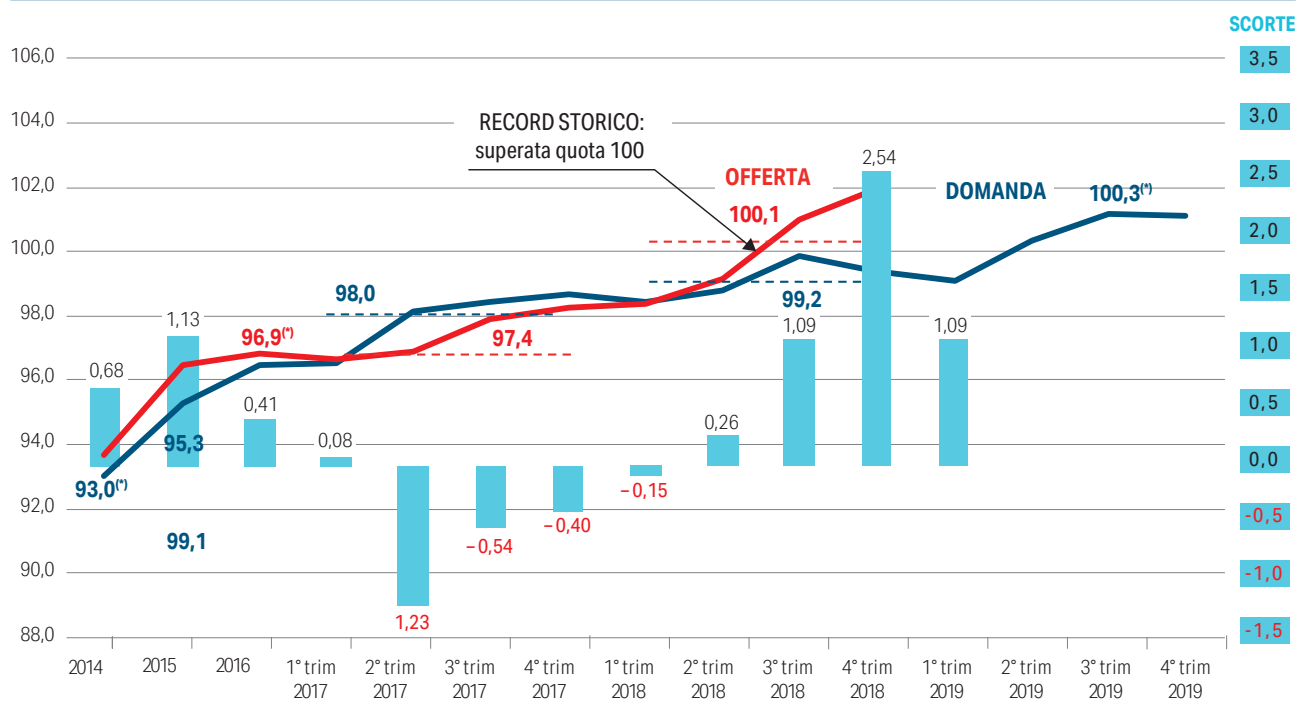
Quanto alla **produzione mondiale di petrolio** nel corso del 2018 ha mostrato un profilo decisamente positivo, tale da riportare il mercato in una situazione di surplus. Complessivamente sono stati prodotti poco più di 100 milioni barili/giorno, 2,7 milioni barili/giorno in più (+2,8 per cento) rispetto al 2017.

Con un volume totale di 15,5 milioni barili/giorno, quasi l'equivalente della produzione di Arabia Saudita, Iraq ed Ecuador messe assieme, gli Stati Uniti hanno registrato un vero e proprio record storico (+2,2 milioni barili/giorno, +17 per cento rispetto al 2017) coprendo quasi per intero l'incremento della produzione mondiale e consolidando così la loro *leadership*. Rispetto al 2010, in soli otto anni, con lo sviluppo dello *shale oil* gli Usa hanno praticamente raddoppiato i loro volumi (+97 per cento), a fronte del +11,5 per cento della Russia e del +11,3 per cento dei Paesi Opec.

Tra gli altri Paesi non-Opec, si rileva il progresso di 170.000 barili/giorno della Russia (salita a 11,5 milioni barili/giorno +1,5 per cento), che ha coperto la restante parte dell'incremento produttivo totale.

MONDO Il mercato petrolifero e la variazione delle scorte

(Milioni di barili/giorno. Dati annuali 2014-2016; trimestrali dal 2017)



(*) Media annua.

Fonte: IEA, Oil Market report

La produzione Opec è invece rimasta sostanzialmente invariata (in calo di soli 100.000 barili/giorno rispetto al 2017). I **Paesi Opec**, nel loro complesso, **nel 2018 hanno infatti confermato gli impegni del 2017 di riduzione dell'offerta, compensando dal 1° luglio il crollo della produzione venezuelana con maggiori estrazioni da parte degli altri Paesi membri, per circa 1 milione di barili/giorno.**

Ciò, insieme al boom produttivo degli Stati Uniti e al contestuale rallentamento della domanda rispetto alle previsioni di inizio anno, ha posto le condizioni per un'inattesa crescita delle scorte. Dall'analisi dei dati trimestrali emerge infatti come già dai primi mesi del 2018 le scorte abbiano cominciato ad aumentare progressivamente, toccando nel terzo trimestre oltre 1,1 milioni di barili/giorno e riportando il mercato mondiale di petrolio in una **situazione di evidente surplus, che a fine anno ha sfiorato i 2,6 milioni**, per il rallentamento della domanda nell'ultimo trimestre.

Tale contesto ha spinto i Paesi produttori ad ipotizzare un nuovo taglio alla produzione, che si è poi concretizzato nel corso dell'ultimo vertice Opec Plus¹, tenutosi a fine 2018 a Vienna. Un vertice molto difficile che alla fine, dopo lunghe trattative, è arrivato ad un accordo

¹ Insieme di 24 Paesi produttori di petrolio, di cui 10 non-Opec, che dalla fine del 2016 si accordano sulla propria produzione per frenare i surplus produttivi mondiali e il conseguente calo delle quotazioni.

che ha portato, per i primi sei mesi del 2019, alla riduzione della produzione per un totale di 1,2 milioni barili/giorno rispetto ai livelli di ottobre 2018. Di questi, 800.000 barili/giorno sono a carico dei Paesi Opec – con l'esclusione di Libia, Venezuela e Iran – i restanti 400.000 di quelli non-Opec, a partire dalla Russia. Un accordo che avrebbe dovuto essere rivisto nel vertice convocato per l'8 aprile scorso, rinviato però a giugno dalla Commissione di monitoraggio dell'Opec Plus, riunitasi a metà marzo a Baku. Nell'occasione il Ministro del petrolio saudita, Khalid Al Falih, ha infatti affermato che *“c'è consenso sul fatto che ad aprile sarebbe prematuro decidere sulla produzione nella seconda metà dell'anno”*

Dal 2010 l'offerta mondiale di petrolio è cresciuta complessivamente di 13,0 milioni barili/giorno (+15 per cento), coperta per il 62 per cento dai Paesi non-Opec (+10 milioni barili/giorno) e per la restante parte da quelli Opec (+2 milioni barili/giorno), nonché dai processing gains e biocarburanti (+1 milione barili/giorno).

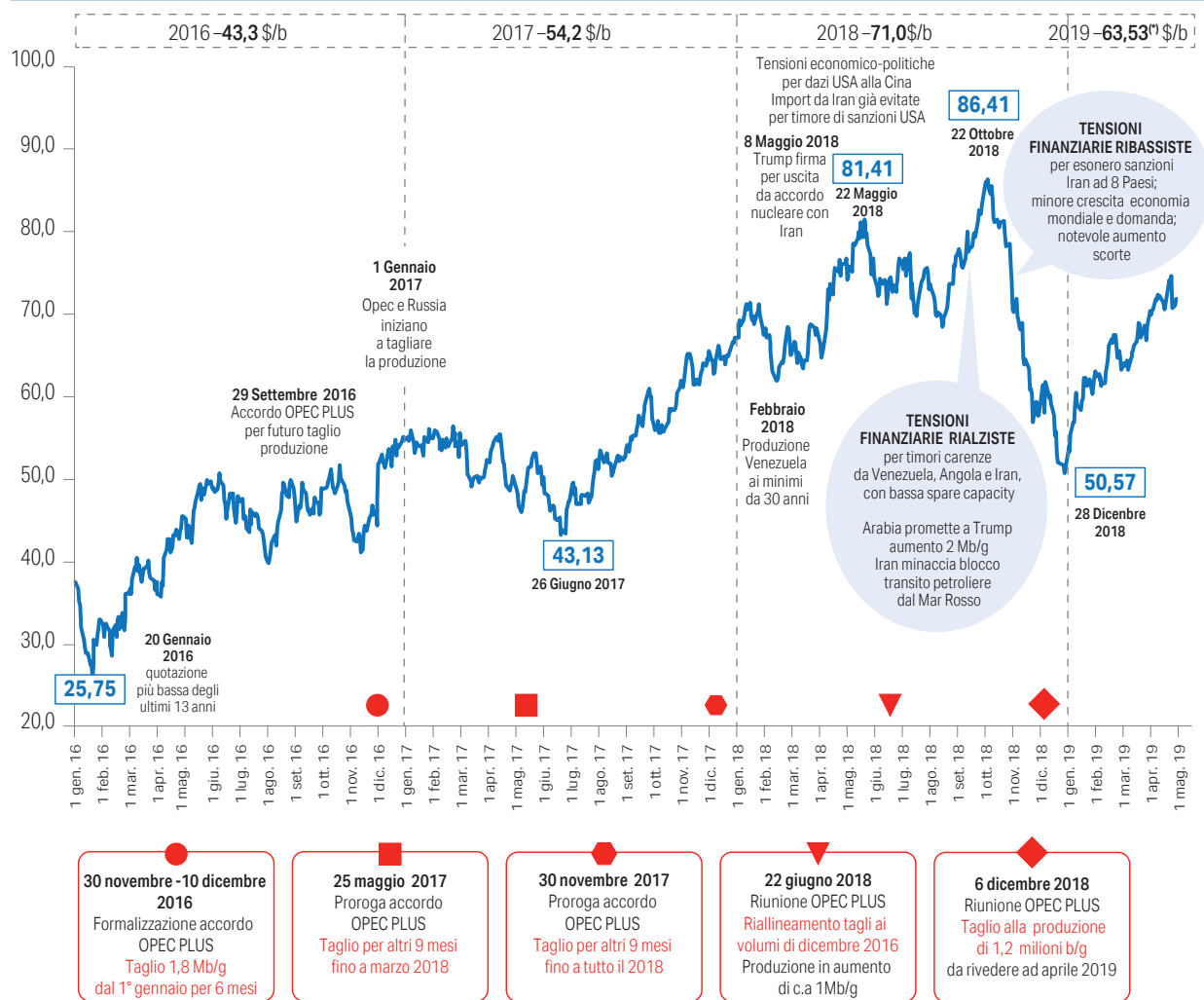
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

Nel corso del 2018 il **prezzo del greggio** (Brent dated) ha mostrato valori decisamente superiori a quelli del 2017 (54,3 dollari/barile), attestandosi in media annua a **71 dollari/barile**, 17 dollari in più rispetto all'anno precedente, pari al +31 per cento.

Prezzi che nel primo trimestre dell'anno si sono mossi prevalentemente nella forchetta 65-70 dollari/barile, dato il sostanziale equilibrio tra domanda ed offerta, mentre nel successivo (aprile-giugno) hanno cominciato ad oscillare tra 70-75 dollari/barile, con punte di 80 a maggio. Il trend al rialzo è stato trainato, in presenza della **crisi venezuelana** dalle attese, poi smentite, per una **domanda in ulteriore crescita** e dall'annunciato **ritiro degli Usa dall'accordo sul nucleare iraniano** e quindi dalla minaccia di un **possibile deficit di offerta** in un contesto di limitati investimenti in nuova capacità.

Anche la nuova fiammata nel terzo/inizio quarto trimestre, quando si sono toccati gli 86 dollari/barile, è stata alimentata dall'**annuncio** dell'Amministrazione americana di voler imporre **nuove sanzioni all'Iran**, entrate poi in vigore il 5 novembre (con esenzioni fino al 3 maggio 2019 per otto Paesi, tra i quali l'Italia, che complessivamente rappresentano l'80 per cento delle esportazioni iraniane, e che ne hanno notevolmente ridimensionato l'impatto) e dalle tensioni Usa-Arabia Saudita per il *“caso Khashoggi”*.

Il repentino crollo dei prezzi nell'ultima parte dell'anno, con quotazioni che hanno rapidamente perso terreno scendendo sino al minimo di 50,6 il 28 dicembre (-41,5 per cento rispetto alla punta di 86,4

PETROLIO Quotazioni internazionali giornaliere Brent dated
(Dollari/barile)

(*) Media primi quattro mesi 2019.

Fonte: UP su dati Platts

del 4 ottobre), è stato sicuramente determinato dalla presa d'atto di essere in presenza di **fondamentali reali di mercato caratterizzati soprattutto da un'offerta più ampia delle aspettative, che hanno posto un freno alla speculazione.**

Tali dinamiche hanno avuto effetti limitati sulle politiche di investimento delle compagnie che negli ultimi anni, a causa delle forti incertezze, si sono concentrate sui progetti con ritorni a più breve termine, mettendo in *stand-by* quelli a più lunga scadenza.

La spesa in E&P a livello mondiale nel 2018 secondo le stime più recenti dell'Agenzia Internazionale per l'Energia¹ si è infatti attestata sui 477 miliardi di dollari, in progresso del 6 per cento rispetto al 2017, ma ancora inferiore di 300 miliardi rispetto al picco del 2014.

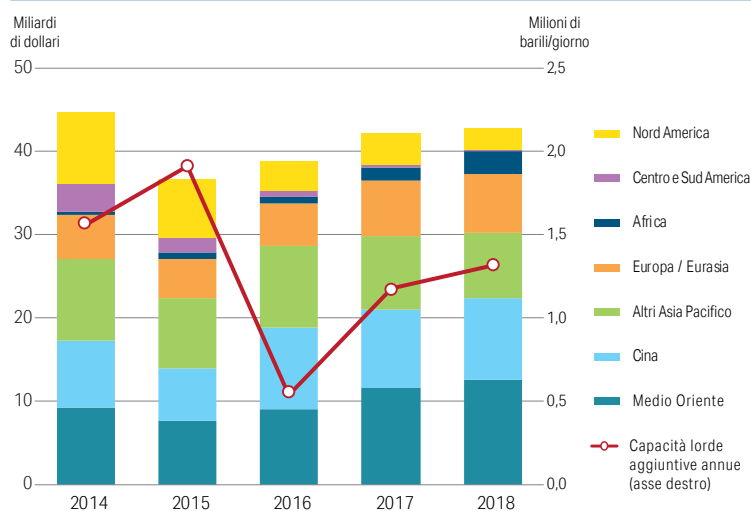
Rinnovate tensioni si sono avute nella prima parte del 2019, con prezzi che hanno superato i 70 dollari/barile, sia per l'entrata in vigore dell'accordo Opec plus che per l'acuirsi della guerra civile in Libia, nonché per la **decisione Usa di non rinnovare dal 3 maggio scorso le esenzioni sulle importazioni iraniane.**

Stando alle stime di maggiore *consensus*, le quotazioni in media nel 2019 non dovrebbero allontanarsi troppo dalla media 2018 mantenendosi comunque all'interno della forchetta 60-70 dollari/barile, tenendo conto di:

- una crescita della domanda petrolifera mondiale di 1,3 milioni barili/giorno, a fronte di una crescita economica intorno al 3,3 per cento, in peggioramento rispetto alle stime di fine 2018 anche per l'impatto del protezionismo statunitense e dei dazi sui beni importati dalla Cina;
- estensione a tutto il 2019 dell'accordo Opec e non-Opec (decisione che dovrebbe essere presa nel prossimo vertice in programma a giugno);
- permanere di alcune tensioni geopolitiche in aree produttive chiave;
- maggiore incertezza sulla crescita della produzione di *shale oil* americano, che nel 2018 ha praticamente coperto quasi per intero la crescita della domanda petrolifera mondiale. Gli operatori dello *shale* attualmente sembrano dare priorità alla massimizzazione del valore rispetto alla ulteriore crescita spinta della produzione e si stanno rilevando sensibili tagli nelle spese E&P nell'anno in corso.

In riferimento ai prezzi dei principali prodotti raffinati sui mercati in-

¹ IEA, World Energy Investment 2019, maggio 2019.

MONDO Investimenti in raffinazione per nuovi impianti e potenziamenti⁽¹⁾

⁽¹⁾ I dati riflettono stime relative agli investimenti correnti e non includono quelli in manutenzione.

Fonte: AIE, World Energy Investment 2019

ternazionali, nel 2018 la quotazione media annua della benzina si è attestata a 42,9 centesimi euro/litro (in aumento del 15,3 per cento rispetto al 2017), mentre quella del gasolio a 46,5 centesimi euro/litro in aumento del 24 per cento).

Nei primi cinque mesi del 2019 tali medie sono scese a 40,6 centesimi per la benzina e a 45,9 centesimi per il gasolio.

L'evoluzione della raffinazione.

Nel 2018, a livello mondiale, sono stati **investiti circa 43 miliardi di dollari in nuova capacità di raffinazione e 24 miliardi in manutenzione degli impianti**. La maggior parte degli investimenti in nuova capacità, sia per l'ampliamento di impianti esistenti che per la

creazione di nuovi siti produttivi, è stata effettuata in Medio Oriente e nell'Asia sud-orientale.

L'aumento degli investimenti e dell'importanza dell'Asia, nel campo della raffinazione, è dovuto sia al costante aumento della domanda di prodotti raffinati **dell'area**, soprattutto in Cina e India, sia per la volontà da parte dei **Paesi produttori del Golfo di integrare verticalmente le compagnie petrolifere nazionali, investendo fortemente in capacità di raffinazione** - sia domestica che all'estero -, e in **impianti petrolchimici**.

Tale dinamica è favorita anche dal fatto che gli impianti asiatici godono di un regime regolatorio meno severo rispetto alle raffinerie europee, nonché, almeno in Medio Oriente, di un costo dell'energia inferiore.

La pressione competitiva sul comparto della raffinazione europea non sarà determinata solo dalla riduzione della domanda di prodotti raffinati, quanto piuttosto dall'**ondata di nuova capacità di raffinazione attesa al 2040, pari a 13 milioni di barili al giorno¹, che avverrà principalmente nelle aree dell'Asia Pacifico e del Medio Oriente**.

Oltre alle trasformazioni già in atto in ambito geografico, gli investimenti in raffinazione sono notevolmente influenzati dalla decisione IMO di introdurre, a partire dal 1° gennaio 2020, un limite massimo

¹ L'incremento al lordo delle chiusure al 2040 è stimato pari a 17 milioni di barili/giorno.

dello 0,5 per cento al tenore di zolfo di tutto il bunker marino a livello mondiale¹. La nuova regolamentazione va a interessare uno dei settori che, insieme all'aviazione, presenta una domanda di prodotti petroliferi in crescita, derivante dell'aumento del commercio e dei viaggi internazionali.

A tale proposito, per gestire quella che rappresenta “una sfida senza precedenti per questa industria”, FuelsEurope e altre 8 Associazioni internazionali del settore a fine maggio 2018 ha lanciato la “**Marine Fuels 2020 Platform**”², con l'obiettivo di promuovere un “approccio unico a livello globale per il passaggio ai carburanti marini a basso zolfo” e permettere all'industria di pianificare e realizzare le necessa-

¹ Vedi capitolo su “I bunker navali al 2020” a pag. 111

² I membri della piattaforma sono Afpm, Api, Ara, Canadian Fuels Association, FuelsEurope, Ilee e Sapia, con il supporto di Concawe, Ipieca e Jpec.

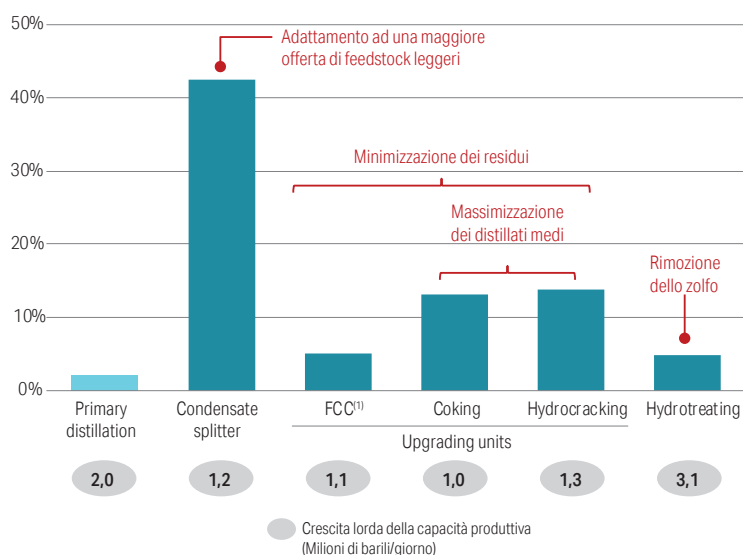
MONDO Domanda di petrolio al 2024 per area e per prodotto secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia

(Milioni di barili/giorno)

DOMANDA DI PRODOTTI PETROLIFERI PER AREA					
	2018	2020	2024	2018-2024 tasso di crescita annuale	2018-2024 delta valore assoluto
Nord America	25,2	25,7	25,7	0,3%	0,5
Centro e Sud America	6,8	6,8	7,3	1,1%	0,5
Africa	4,3	4,5	4,9	2,3%	0,6
Asia Pacifico	34,5	36,0	38,9	2,0%	4,4
Europa	15,8	15,9	15,7	-0,1%	-0,1
Eurasia	4,2	4,5	4,6	1,5%	0,4
Medio Oriente	8,4	8,6	9,3	1,7%	0,9
TOTALE	99,2	102,0	106,4	1,2%	7,2

DOMANDA DI PRODOTTI PETROLIFERI PER PRODOTTO					
	2018	2020	2024	2018-2024 tasso di crescita annuale	2018-2024 delta valore assoluto
GPL e Etano	12,4	13,2	14,5	2,6%	2,1
Nafta	6,3	6,7	7,4	2,6%	1,1
Benzina	26,0	26,6	27,2	0,7%	1,2
Jet fuel e kerosene	7,8	8,2	8,7	1,9%	0,9
Gasolio	28,5	29,9	30,2	0,9%	1,7
Olio combustibile	7,0	6,2	6,9	-0,1%	-0,1
Altri prodotti	11,2	11,2	11,5	0,4%	0,3
TOTALE	99,2	102,0	106,4	1,2%	7,2

Fonte: AIE, Oil 2019, Analysis and forecasts to 2024, marzo 2018

MONDO Crescita netta della capacità di raffinazione per tipo di impianto (2014 – 2018)

⁽¹⁾ FCC= Fluid Catalytic Cracker.

Fonte: AIE, World Energy Investment 2019

rie decisioni di investimento.

Il crollo della domanda di bunker ad alto contenuto di zolfo (HSFO¹) di circa 2 milioni di barili al giorno, previsto già a partire dal 2020, contribuirà a deprimere ulteriormente la domanda di prodotti pesanti, ormai in calo da anni, rischiando di creare delle difficoltà per le raffinerie più semplici e tecnologicamente meno avanzate.

L'altra sfida rilevante, che attende la raffinazione e sulla quale le industrie si stanno o dovranno adeguarsi, riguarda il **gap fra la configurazione attuale degli impianti e la composizione futura della domanda di prodotti raffinati**. L'aumento previsto è soprattutto per quelli c.d. "leggeri" dal 19 per cento attuale al 23 per cento nel 2040, che potrebbe arrivare al 31 per cento secondo alcuni scenari considerati². Ciò in particolare per soddisfare i bisogni dell'industria petrolchimica, che nel 2040, secondo l'AIE, rappresenterà circa il 15 per cento della domanda mondiale di prodotti petroliferi, contro il 12 per cento attuale.

Pertanto se in passato la sfida era quella di "ridurre il fondo del barile", in futuro la sfida sarà quella di aumentare le rese del "top del barile".

Inoltre il calo della domanda dei distillati medi che, tipicamente, sono i prodotti con i migliori margini di raffinazione, inciderà sul modello stesso di *business* dell'industria.

Intanto, nell'immediato la sfida della raffinazione è volta a far fronte all'**aumento, atteso per il 2024, di oltre 7 milioni di barili al giorno della domanda mondiale** rispetto al 2018, quando supererà i 106 milioni di barili al giorno.

Per il 60 per cento l'incremento sarà determinato dai mercati asiatici e mentre l'Europa è l'unico mercato in cui la domanda è prevista ridursi marginalmente (-0,1 per cento), nel resto del mondo la crescita della domanda di prodotti raffinati proseguirà.

¹ HSFO – High Sulphur Fuel Oil.

² I distillati leggeri comprendono etano, Gpl e nafta. Nel New Policy Scenario (NPS) al 2040 costituiranno il 23 per cento delle rese; nel Sustainable Development Scenario (SDS) sono stimati al 31 per cento.

L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA

Il quadro macroeconomico

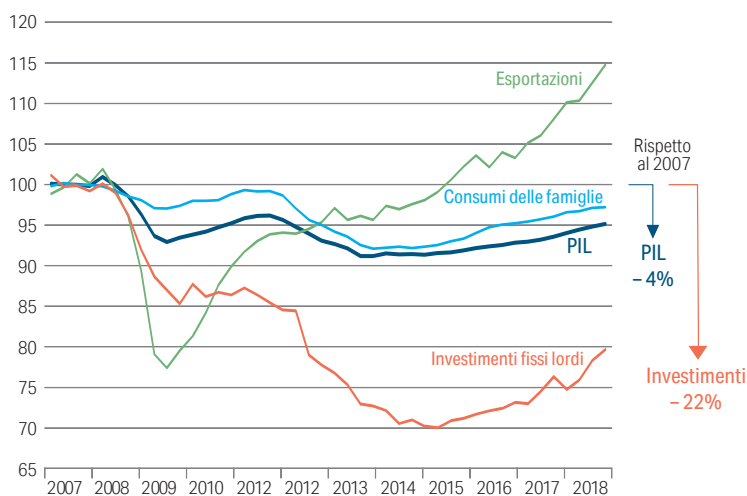
Sebbene in crescita per il quinto anno consecutivo, nel 2018 il **Pil è aumentato solo dello 0,9 per cento**, poco più della metà rispetto al 2017 (+1,7 per cento). L'aumento registrato in media annua nel 2018 è il risultato del proseguimento, nel primo semestre, del positivo andamento del 2017, seguito da risultati negativi negli ultimi due trimestri, nei quali hanno rallentato tutti gli indicatori.

L'indebolimento della dinamica economica è stato conseguente ad un netto **ridimensionamento del contributo della domanda interna e dei consumi privati**.

Inoltre il generale rallentamento dell'economia mondiale ed europea, con la brusca frenata del commercio internazionale, influenzato dalle tensioni sui dazi per la nuova strategia protezionistica statunitense, ha impattato anche sulle nostre esportazioni, con la decelerazione in particolare dell'economia tedesca, a cui l'Italia è strettamente interconnessa, e di altri Paesi, centrali per le nostre esportazioni.

ITALIA PIL e principali componenti della domanda^(*)

(Dati trimestrali; indici: 2007=100)



^(*) Valori a prezzi concatenati; dati destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi.
 Fonte: Elaborazioni Banca d'Italia su dati Istat

ITALIA I dati macroeconomici

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 ^(*)
Variazione percentuale vs anno precedente													
Prodotto interno lordo ^(a)	+2,0	+1,5	-1,1	-5,5	+1,7	+0,6	-2,8	-1,7	+0,1	+1,0	+0,9	+1,7	+0,9
Produzione industriale ^(b)	+3,1	+2,5	-3,2	-18,7	+6,9	+0,4	-6,0	-3,0	-1,1	+1,7	+1,4	+3,1	+1,3
Inflazione	+2,2	+2,0	+3,5	+0,8	+1,6	+2,9	+3,3	+1,2	+0,2	+0,1	-0,1	+1,2	+1,2
Investimenti fissi lordi ^(a)	+3,2	+1,6	-3,1	-9,9	-0,5	-1,9	-9,3	-6,6	-2,3	+2,1	+3,2	+4,3	+3,4
Percentuale delle forze di lavoro													
Disoccupazione	6,8	6,1	6,7	7,7	8,3	8,4	10,7	12,1	12,6	11,9	11,7	11,2	10,6
Miliardi di euro													
Saldo import-export	-20,5	-8,6	-13,0	-5,9	-30,0	-25,5	+9,9	+29,2	+41,9	+41,8	+49,6	+47,6	+38,9
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	55	24	43	83	68	60	47	47	48	43	43	41	38
Debito delle Amministrazioni pubbliche ^(d)	1.588	1.606	1.671	1.770	1.852	1.908	1.990	2.070	2.137	2.173	2.220	2.269	2.322
Pil a euro correnti	1.550	1.609	1.632	1.572	1.603	1.638	1.613	1.604	1.622	1.652	1.690	1.727	1.757

(*) Dati provvisori.

(a) Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2010.

(b) Variazioni indice grezzo 2010=100.

(d) A fine anno.

Fonte: Istat, Banca d'Italia

ITALIA I consumi di energia

(Milioni di tep)

	2000	2005	2010	2012	2014	2015	2016	2017	2018 ^(*)	Variazione 2018 vs. 2017	Peso sul totale 2018
Combustibili solidi	12,8	17,0	14,9	16,6	13,7	13,0	11,7	10,4	9,2	-11,1%	5,4%
Gas naturale ^(*)	58,4	71,2	68,1	61,4	50,7	55,3	58,1	61,6	59,5	-3,3%	34,5%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	9,7	9,5	9,6	10,2	8,1	8,3	9,7	+16,3%	5,6%
Petrolio	92,0	85,2	72,2	62,2	57,3	58,7	57,6	57,7	58,6	+1,5%	34,0%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	22,9	26,6	34,7	32,6	32,1	31,7	32,7	+11,5%	20,5%
TOTALE	185,9	197,8	187,8	176,3	166,0	169,8	167,6	170,2	169,7	+1,6%	100,0%

(*) Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.

(*) Serie storica ricostruita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, AIE).

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I segnali di indebolimento dell'economia mondiale si sono estesi anche all'anno in corso, con il peggioramento del commercio internazionale, della fiducia delle imprese e con la revisione al ribasso dei piani di investimento. Secondo le indicazioni più recenti dell'Istat, nel nostro Paese l'attività economica avrebbe lievemente recuperato, almeno nel primo trimestre¹, ma persiste uno scenario di moderazione dei livelli di attività economica.

Nel 2018 l'andamento delle **esportazioni delle imprese italiane** ha segnato, infatti, una decelerazione e il contributo **della domanda estera netta al Pil** è divenuto lievemente negativo (-0,1 per cento).

Ha proseguito nell'anno il buon andamento degli **investimenti fissi lordi**, risultati la componente più dinamica della domanda, anche se in rallentamento **rispetto all'anno precedente** (+3,4 per cento, a fronte del +4,3 del 2017). La spesa per consumi delle famiglie, anch'essa in ridimensionamento rispetto al 2017, è aumentata dello 0,6 per cento, invece dell'1,6 dell'anno precedente.

La nostra economia fatica a riprendersi dalla doppia recessione e rispetto ai livelli ante crisi del 2007 il Pil e gli investimenti sono ancora inferiori rispettivamente del 4 e 22 per cento.

Per quanto riguarda il lato dell'offerta, nel 2018 il valore aggiunto in volume ha registrato aumenti in tutti i comparti: nel settore delle

¹ Istat, Nota mensile sull'andamento dell'economia italiana n. 5, maggio 2019.

ITALIA PIL, domanda nazionale e commercio con l'estero

(Quantità a valori concatenati; variazioni percentuali sul periodo precedente; dati trimestrali destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi)

		Prodotto interno lordo	Investimenti fissi lordi	Spesa per consumi delle famiglie residenti e ISP ⁽¹⁾	Spesa per consumi delle Amministrazioni Pubbliche	Domanda nazionale ⁽²⁾	Esportazioni di beni e servizi	Importazioni di beni e servizi
2012		-2,8	-9,3	-3,9	-1,4	-5,7	2,3	-8,1
2013		-1,7	-6,6	-2,5	-0,3	-2,6	0,7	-2,4
2014		0,1	-2,3	0,3	-0,7	0,2	2,7	3,2
2015		0,9	2,1	1,9	-0,6	1,5	4,4	6,8
2016		1,1	3,5	1,3	0,1	1,5	2,4	3,6
2017		1,7	4,3	1,6	0,3	1,4	5,9	5,5
2018		0,9	3,4	0,6	0,2	0,9	1,9	2,3
2018	I	0,2	-1,3	0,3	—	0,3	-2,0	-2,0
	II	0,1	2,5	—	0,1	0,4	0,7	1,8
	III	-0,1	-1,3	—	-0,1	-0,3	1,0	0,4
	IV	-0,1	0,3	0,1	-0,1	-0,3	1,3	0,7

⁽¹⁾ Istituzioni senza scopo di lucro al servizio delle famiglie.

⁽²⁾ Include la variazione delle scorte e oggetti di valore.

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

costruzioni è cresciuto dell'1,7 per cento, in decisa ripresa rispetto al +0,7 per cento nel 2017, così come nell'**industria in senso stretto** (+1,8 per cento), sebbene con una dinamica in decelerazione (+3,5 per cento nel 2017). Scende l'intensità della crescita anche per le attività dei servizi, che si fermano al +0,6 per cento).

In riferimento al **mercato del lavoro** nel 2018 l'occupazione è cresciuta, anche se a ritmi contenuti, per il quinto anno consecutivo (+0,8 per cento, pari a 192 mila unità) con il tasso di occupazione salito al 58,5 per cento, solo di 0,1 punti inferiore al picco del 2008, ma di 9 punti inferiore alla media dell'area euro. Si riduce il numero dei disoccupati (-151 mila, -5,2 per cento) e di 0,6 punti il tasso di disoccupazione (10,6 per cento contro 11,2 per cento nel 2017).

L'**indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)** è aumentato con una variazione media annua analoga al 2017 e pari al +1,2 per cento. Sale in particolare il prezzo dei prodotti energetici regolamentati (+5,1 per cento rispetto al +2,9 del 2017), per effetto degli aumenti dei prezzi dell'elettricità (+4,5 per cento) e del gas naturale (+5,9 per cento). Decelerano invece quelli dei beni energetici non regolamentati (fra i quali ci sono carburanti per autotrazione), dal +6,2 per cento del 2017 al +6 per cento nel 2018, in conseguenza degli andamenti delle quotazioni internazionali.

Nel 2018 l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** è sceso di 3,8 miliardi di euro, passando dal 2,4 al 2,1 per cento del Pil. Il **debito pubblico** è invece giunto a 2.322 miliardi di euro e la sua incidenza sul Pil è aumentata di 0,8 punti percentuali: ora è al **132,2 per cento**, rispetto al **131,4** dell'anno precedente.

I consumi di energia

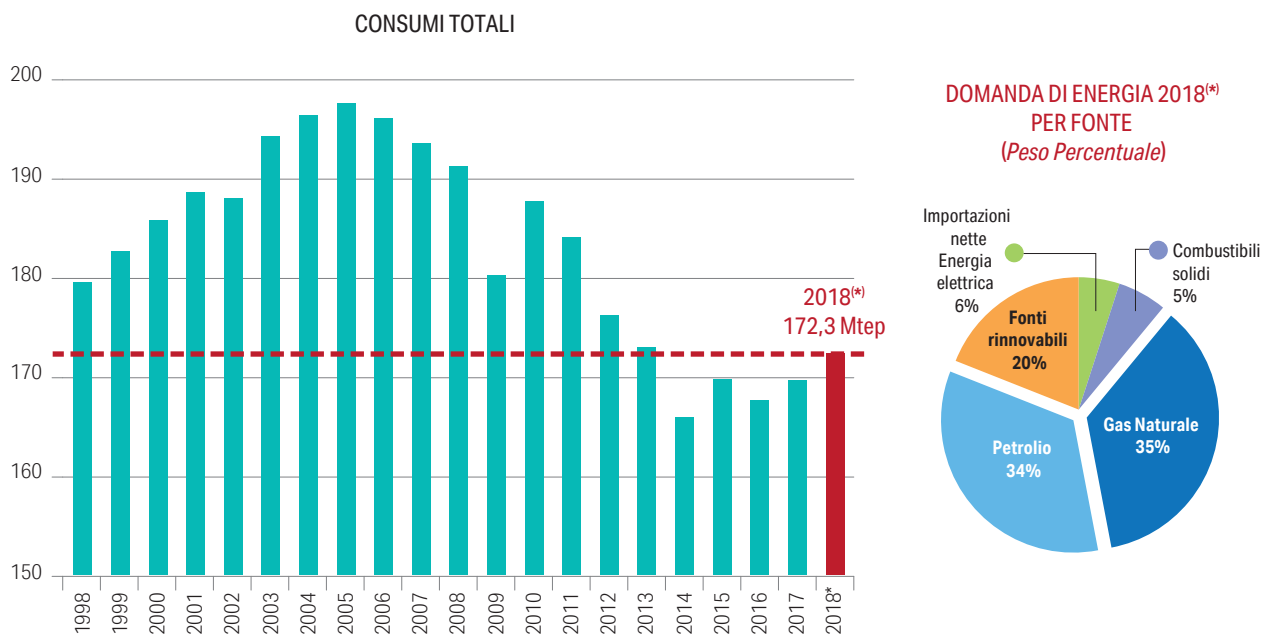
Nuovamente in aumento, la domanda di energia nel nostro Paese nel 2018, secondo le stime provvisorie, si è attestata a 172,3 Mtep con una crescita di 2,6 Mtep (+1,6 per cento), recuperando 6,3 Mtep rispetto al minimo del 2014 (166,0 Mtep +3,8 per cento).

Siamo tuttavia del 13 per cento più bassi rispetto al picco dei consumi rilevato nel 2005 (197,8 Mtep), persistendo non solo le conseguenze della crisi economica ma anche i miglioramenti di efficienza energetica comunque raggiunti.

Nel 2018 hanno contribuito a sostenere i consumi di energia non solo l'andamento dell'economia (Pil +0,9 per cento), ma anche le condizioni climatiche, particolarmente fredde nei primi mesi dell'anno, con fenomeni meteorologici estremi quali la neve e il ghiaccio, che hanno praticamente investito tutto il nostro Paese.

In relazione alle diverse fonti si segnalano i seguenti andamenti:

ITALIA Domanda di energia totale e per fonte (Milioni di tep)

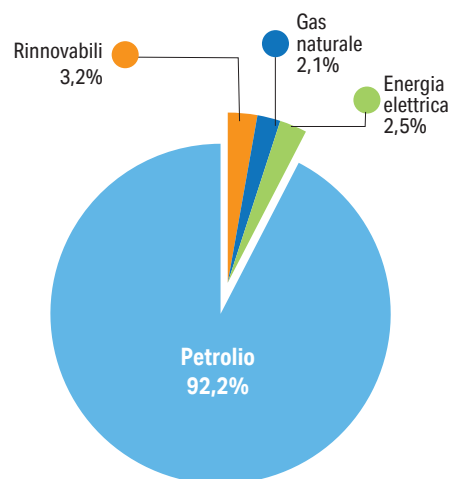


(*) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

- con 59,5 Mtep il gas segna un calo del 3,3 per cento, in conseguenza della riduzione dei consumi nella generazione termoelettrica. Con un peso del 35 per cento si conferma comunque come la prima fonte energetica italiana;
- continua la frenata dei combustibili solidi (-11,1 per cento), stimati a 9,2 Mtep;
- superati i limiti produttivi dei Paesi fornitori (vedi Francia con centrali nucleari fermate nel 2017 per manutenzione), le importazioni nette di energia elettrica hanno registrato un sensibile incremento (+16,3 per cento), sfiorando i 9,7 Mtep;
- in consistente aumento anche le **fonti rinnovabili** passate da 31,7 a 35,3 Mtep (+11,5 per cento), grazie al sostanziale recupero della fonte idroelettrica, che ha bilanciato i cali più o meno ampi delle altre¹;
- sale dell'1,5 per cento anche il **petrolio**, che ha contribuito a soddisfare il 34 per cento del totale della domanda ed è fondamentale per il **settore dei trasporti**, in cui rappresenta una quota del 92,2 per cento. La riduzione del suo peso rispetto al 92,5 per cento del 2017 è stata assorbita dalle rinnovabili (biocarburanti), passate dal 2,5 al 3,2 per cento.

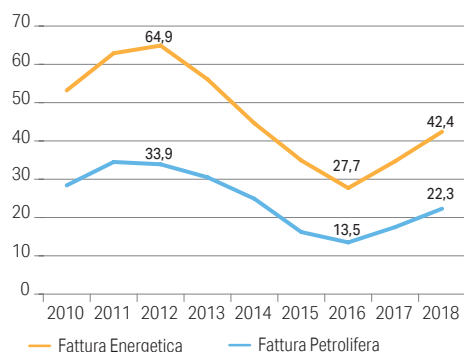
ITALIA Peso % delle fonti energetiche nei trasporti nel 2018(*)



(*) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

¹ Vedi capitolo "Le fonti rinnovabili e il mercato elettrico" a pag. 28

ITALIA Fattura energetica e petrolifera
(Miliardi di euro)

Fonte: UP su dati ISTAT

La fattura energetica e petrolifera

Il consistente rialzo delle quotazioni petrolifere in dollari avvenuto nel 2018 (+33,5 per cento) è stato solo parzialmente contenuto dal rafforzamento del cambio euro/dollaro (+4,3 per cento), con un conseguente ulteriore aumento della fattura energetica.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e le entrate derivanti dalle esportazioni) è **risultata in aumento di circa 7,7 miliardi di euro, attestandosi a 42,390 miliardi di euro, contro i 34,726 del 2017 (+22,1 per cento)**. Siamo comunque lontani dalla cifra record del 2012 di 64,9 miliardi di euro: rispetto ad allora il risparmio è pari a 22,5 miliardi.

Il peso **della fattura energetica sul Pil** nel 2018 è salito al 2,4 per cento rispetto al 2,0 del 2017 e al 4 per cento del 2012, anno con l'incidenza più elevata dell'ultimo decennio¹. Tutte le fonti hanno rilevato aumenti rispetto all'anno precedente, in modo particolare il petrolio, la cui spesa per gli approvvigionamenti netti dell'estero è salita del 28 per cento circa.

¹ Negli anni '90 la media era dell'1,4 per cento, mentre l'incidenza più alta è stata rilevata nel periodo 1980-85 pari al 5,2 per cento.

ITALIA La stima della "fattura energetica"
(Milioni di euro)

	2000	2008	2010	2012	2014	2015	2016	2017	2018 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	1.009	2.927	2.270	2.775	1.404	1.316	1.194	1.643	1.566
Gas naturale	7.835	22.253	18.998	24.189	15.524	14.526	10.837	12.772	15.288
Petrolio	18.653	32.474	28.432	33.908	24.912	16.190	13.537	17.542	22.265
Biocarburanti e biomasse	67	480	1.148	1.636	1.037	860	808	1.016	887
Altre ⁽²⁾	1.523	1.948	2.409	2.389	1.780	2.053	1.373	1.753	2.384
Totale	29.087	60.082	53.257	64.897	44.657	34.945	27.749	34.726	42.390

⁽¹⁾ Valori provvisori.⁽²⁾ Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

ITALIA Il costo del greggio importato

	1990	2000	2008	2010	2012	2014	2015	2016	2017	2018	Variazione % 2018 vs 2017
Fob dollari/barile	22,5	26,9	95,3	78,0	111,1	98,2	50,8	41,3	52,1	69,6	33,5%
Cif dollari/tonnellata	172,2	205,0	711,8	581,0	825,2	730,4	383,3	311,1	391,1	521,7	33,4%
Cambio Dollaro/Euro ⁽¹⁾	1,2887	0,9174	1,4900	1,3246	1,2840	1,3326	1,1089	1,1059	1,1311	1,1797	4,3%
Cif Euro/tonnellata	133,6	223,5	477,7	438,6	642,6	548,1	345,6	281,3	345,7	442,2	27,9%

⁽¹⁾ Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrisponde esattamente alla media Uic.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Unione Petrolifera

Le quotazioni del greggio in rialzo hanno infatti inciso notevolmente sulla **fattura petrolifera, passata da 17,542 miliardi di euro del 2017, a 22,265 miliardi del 2018.**

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio in euro è stato pari a 442,2 contro i 345,7 del 2017 **(+27,9 per cento)**, quale risultante di un maggiore costo all'origine, e parzialmente attenuato dal rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro, attestatosi a 1,18, verso l'1,13 euro/dollaro del 2017.

Il peso sul Pil della fattura petrolifera è di conseguenza aumentato fino all'1,2 per cento, rispetto all'1,0 per cento del 2017 e al 2,1 per cento del 2012. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato invece mediamente del 4,6 per cento.

La produzione nazionale di **greggio e gas naturale** nel 2018 ha consentito di avere un esborso energetico complessivo, e in particolare quello petrolifero, più bassi rispettivamente di 3,1 e 1,9 miliardi di euro.

I combustibili solidi

Prosegue nel 2018 il **calo** della domanda di combustibili solidi, che secondo i dati provvisori è di oltre l'11 per cento rispetto all'anno precedente.

Dai **16,6 Mtep del 2012** (anno del picco) i consumi sono scesi a **9,2 Mtep** (-44 per cento). Il peso dei combustibili solidi sulla domanda energetica del nostro Paese è ora il 5,4 per cento rispetto al 9,4 per cento del 2012.

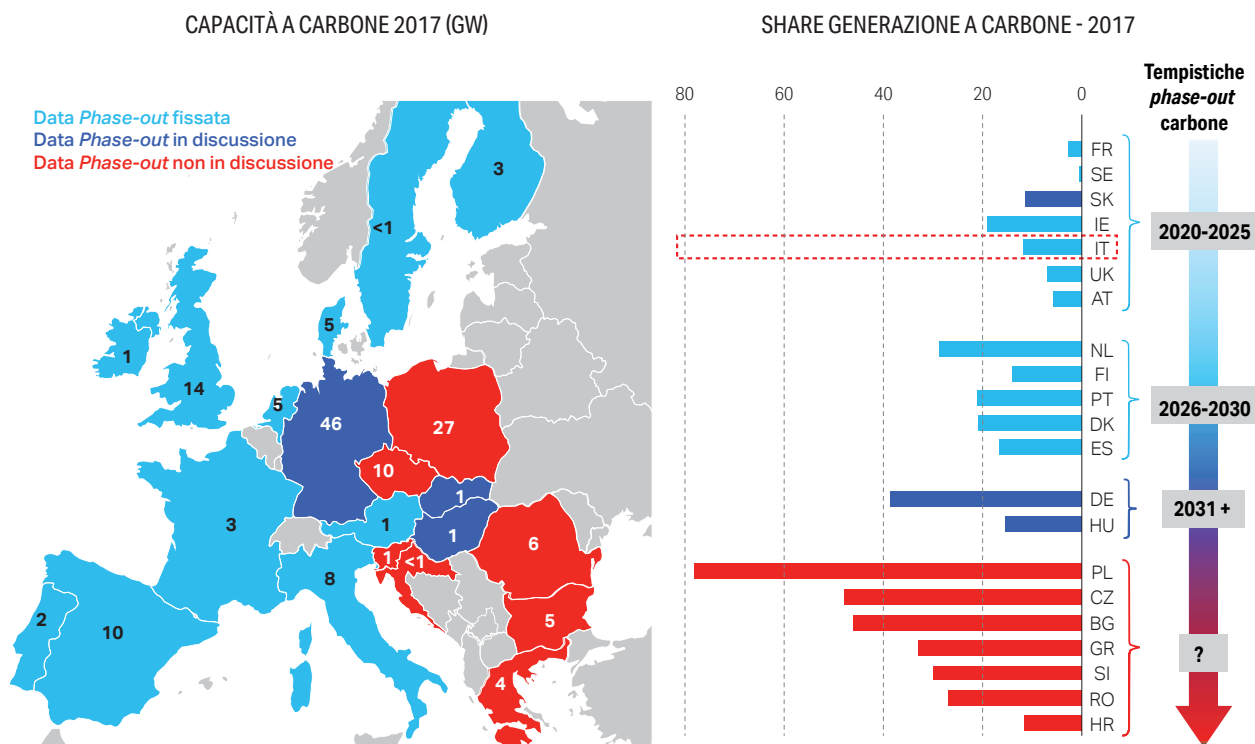
Tale andamento è conseguente alla riduzione dell'uso dei combustibili solidi nella produzione termoelettrica, attualmente pari a meno di 7 Mtep rispetto ai quasi 11 Mtep di 6 anni fa.

Il processo di decarbonizzazione del mix elettrico con il progressivo *phase-out* delle 8 centrali a carbone ancora attive e la loro chiusura totale entro il 2025, è stato confermato dal **PNIEC**¹, seguendo quanto già previsto dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017.

Il PNIEC prevede infatti che la produzione termoelettrica da combustibili solidi venga sostituita nel breve e medio termine con quella a gas naturale e successivamente da una quota sempre più ampia di fonti rinnovabili. Se tale orientamento risolve una parte dei problemi ambientali, dall'altro si scontra con una serie di ostacoli economici ed infrastrutturali che nel lasso di tempo considerato, rischiano di renderlo di difficile attuazione.

¹ PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Vedi Focus a pag. 98

EUROPA Piani di dismissione delle centrali e peso della generazione termoelettrica a carbone



Fonte: Enel Italia Audizione, Commissione X Attività Produttive Camera dei Deputati, Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030, Roma, 15 maggio 2019

Per 4 delle 8 centrali operative in Italia è già prevista la chiusura, tuttavia a marzo di quest'anno, conformandosi alle indicazioni di Terna, il MiSE ha respinto la richiesta di dismissione dell'Enel per la centrale a carbone di Bastardo¹ (Perugia), slittandone la chiusura definitiva al 10 gennaio 2020.

Alcuni operatori hanno proposto una "clausola di salvaguardia", che ne sposti il *phase out* al 2038² per le altre quattro centrali. Si tratta di due in Sardegna, dove non ci sono valide alternative; una, Torre Valdaliga Nord a Civitavecchia, entrata in esercizio nel 2009 e dotata di tecnologia avanzata; e infine Brindisi Sud, dove è stato investito circa 1 miliardo di euro in 15 anni per opere di ambientalizzazione (carbonile coperto e nastro trasportatore).

¹ La fermata definitiva della centrale da 150 MW era stata già rinviata nel 2017 e 2018.

² Assocarboni, Audizione alla Commissione Attività Produttive della Camera "Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030", 29 gennaio 2019.

Il processo però è stato avviato e il primo step è stato l'invio entro fine gennaio 2019 al Ministero dell'Ambiente da parte dei proprietari delle centrali della richiesta di riesame dell'AIA¹, corredata da un cronoprogramma per la loro chiusura entro il 2025.

Mettendo in evidenza gli **impatti sul sistema energetico ed economico in assenza di misure alternative adeguate**, la Regione Sardegna ha impugnato davanti al TAR del Lazio il Decreto² del Ministero dell'Ambiente per le centrali del Sulcis (Enel) e di Fiumesanto (EP Produzione).

Secondo la Regione infatti la decisione di *phase out* del carbone va accompagnata da interventi che, per livelli di investimento e tempi di realizzazione, assicurino una transazione in sicurezza del sistema energetico.

Criticità per il soddisfacimento della domanda elettrica dell'Isola sono state evidenziate anche da Terna nel suo Piano di Sviluppo. Il progetto di cavo Triterminale³ Sardegna – Sicilia - Continente, che dovrebbe rendere gestibile la chiusura delle centrali a carbone in Sardegna, comporta **tempistiche non compatibili con le procedure autorizzative degli Enti locali e territoriali**, nonché costi stimati sui 2,6 miliardi.

Alle incertezze e alle mancanze di riferimenti, sia per gli operatori che per il sistema nazionale, si aggiungono le necessità di analisi sui costi che tale scelta comporterebbe (investimenti compensativi per i proprietari delle centrali, spese per l'eventuale riconversione degli impianti, realizzazione delle infrastrutture a gas e GNL⁴), nonché sull'impatto degli oneri per i consumatori.

Per quanto riguarda infine la **produzione nazionale di carbone**, la società Carbosulcis dal 1° gennaio di quest'anno **ha interrotto definitivamente l'estrazione del minerale, per concentrarsi sulle attività di ricerca e innovazione**.

Sostenuto dalla decisione della Commissione Europea, che nel 2015 aveva stabilito un programma di aiuti per la chiusura dell'attività mineraria, il Piano industriale 2018-2022 approvato dalla Giunta regio-

¹ AIA – Autorizzazione Integrata Ambientale.

² Decreto Ministero dell'Ambiente n. 430 del 22 novembre 2018 – “Avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per le installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione, o la fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici”.

³ Il cavo triterminale è fra i principali interventi del Piano di sviluppo 2019 di Terna ed è ritenuto indispensabile per supportare il phase out del carbone, oltre ad essere in grado di azzerare il differenziale di prezzo fra la Sardegna e il continente. Tuttavia le tempistiche potrebbero non essere compatibili con il 2025, in quanto oltre ai 3 anni per la realizzazione delle infrastrutture, gli iter autorizzativi impiegano diversi anni.

⁴ GNL – Gas Naturale Liquefatto.

nale sarda, ha previsto la riconversione industriale di Carbosulcis, con la trasformazione entro il 2027 in una società economicamente sufficiente, in grado di fornire servizi alle società che si insedieranno nei siti di Nuraxi Figus e Seruci.

Per quanto riguarda le attività di R&S, proseguono, da parte di enti di ricerca pubblici e università, studi e ricerche sulla Cattura e Sequestro della CO₂ (CCS¹) soprattutto da attività industriali, con un focus sempre più marcato anche sull'utilizzo della CO₂ stessa (CCSU²), con partecipazioni significative al Programma di Ricerca comunitario Horizon 2020, in collaborazione con altri organismi di ricerca europei.

Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Nel 2018 la **domanda di energia elettrica** è stata sostanzialmente stazionaria, attestandosi a 321,9 TWh con un modesto incremento dello 0,4 per cento. In presenza tuttavia di un rimbalzo delle importazioni nette dall'estero, in aumento del 16,3 per cento, e dato il recupero delle fonti rinnovabili, con la produzione termoelettrica risultata in calo di oltre 15 TWh (-7,6 per cento)³.

Le importazioni sono tornate a 43,9 TWh per effetto dell'esaurirsi degli effetti delle fermate per manutenzione dei reattori francesi nella prima parte del 2017, che avevano ridotto drasticamente i flussi dalla Francia.

Il sistema elettrico ha rilevato nel 2018 un rallentamento nella crescita degli impianti delle FER e, contemporaneamente, una riduzione della capacità di generazione elettrica disponibile, che ha portato al deterioramento delle condizioni di adeguatezza.

Il margine di riserva, che esprime il livello di sicurezza del sistema elettrico, è passato dai 25 GW del 2014 a 7 GW⁴, circa il 10 per cento della domanda, mentre a giudizio di alcuni operatori dovrebbe essere almeno il 20 per cento⁵.

La chiusura di 17 GW di impianti termoelettrici, di cui 8 a carbone prevista dal PNIEC, rende necessario intervenire sulle infrastruttu-

¹ CCS – Carbon Capture and Storage.

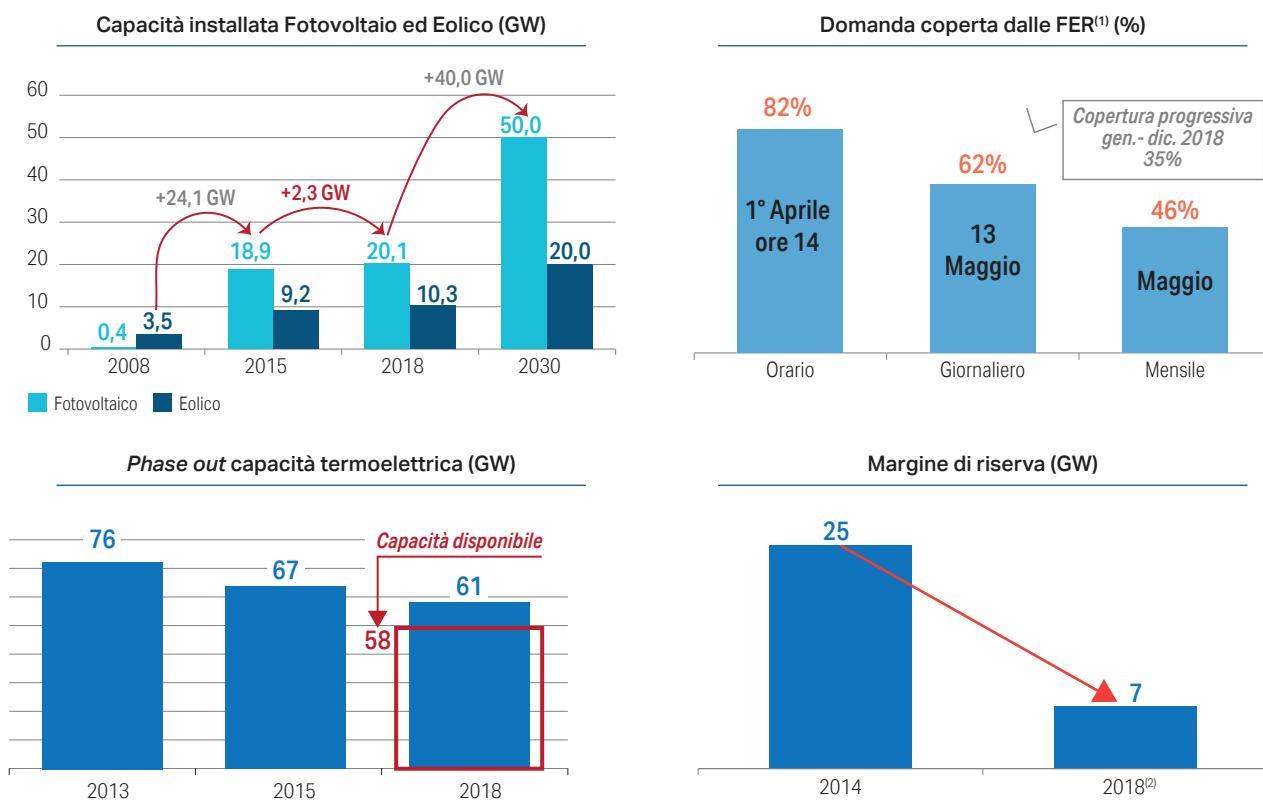
² CCSU – Carbon Capture Storage and Utilization.

³ Terna, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico, dicembre 2018

⁴ Terna, Audizione su Piano Nazionale Energia e Clima 2030 Commissione Attività Produttive Camera dei Deputati, Roma, 12 marzo 2019.

⁵ Enel, C. Tamburi, Audizione Enel Italia, Commissione X Attività Produttive Camera dei Deputati, Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030, Roma, 15 maggio 2019.

ITALIA Evoluzione recente e al 2030 del sistema elettrico



⁽¹⁾ Include idroelettrico. Dati provvisori aggiornati a Dicembre 2018.

⁽²⁾ Valore riferito all'estate del 2018.

Fonte: TERNA, Audizione su Piano Nazionale Energia e Clima 2030 Commissione Attività Produttive Camera dei Deputati, Roma, 12 Marzo 2019

re elettriche (ad esempio con accumuli e centrali a gas). Inoltre le criticità sulla rete, quali le congestioni per la distribuzione non omogenea sul territorio nazionale degli impianti FER o i crescenti periodi di *over-generation* da FER non programmabili, hanno orientato Terna ad investire 6,2 miliardi di euro al 2023 nella rete elettrica italiana.

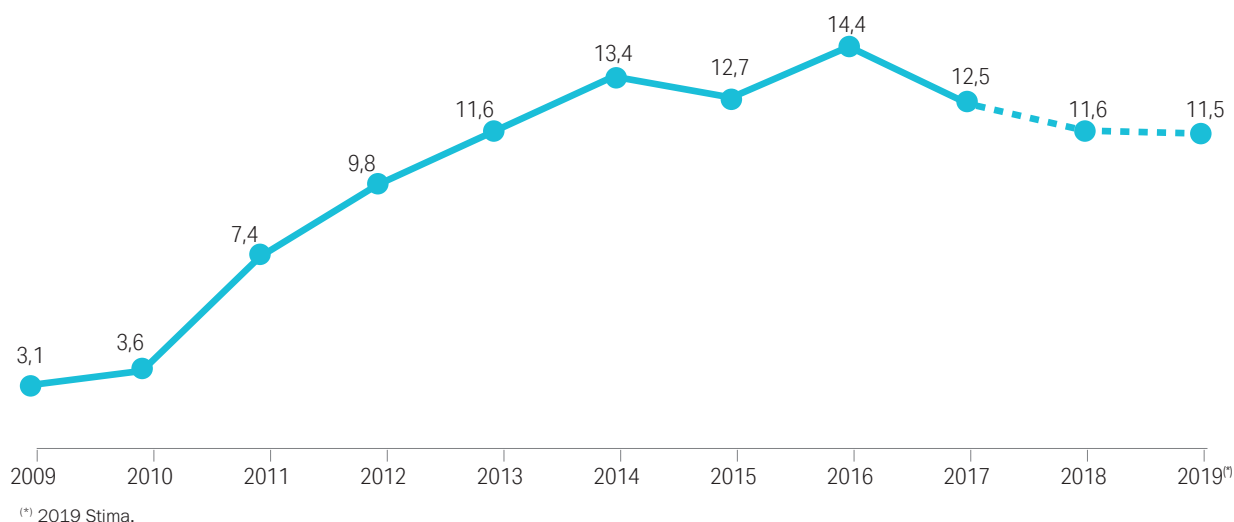
In riferimento alle **Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)**, dopo tre anni di cali in conseguenza della scarsa idraulicità, nel 2018 complessivamente hanno ripreso la loro crescita, segnando le secondo le prime stime, un aumento dell'**11,5 per cento** e con **35,3 Mtep** hanno **soddisfatto il 20,5 per cento della domanda energetica** del nostro Paese (erano al 18,3 per cento nel 2017)¹.

La produzione elettrica netta da FER è salita a oltre 114 TWh rispetto ai 103,9 TWh del 2017 (+10 per cento), secondo le stime UP su dati Terna², grazie al **forte recupero dell'idroelettrico** (49 TWh, +36 per

¹ GSE, Rapporto Statistico 2017 – Fonti rinnovabili, dicembre 2018.

² Terna, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico, dicembre 2018.

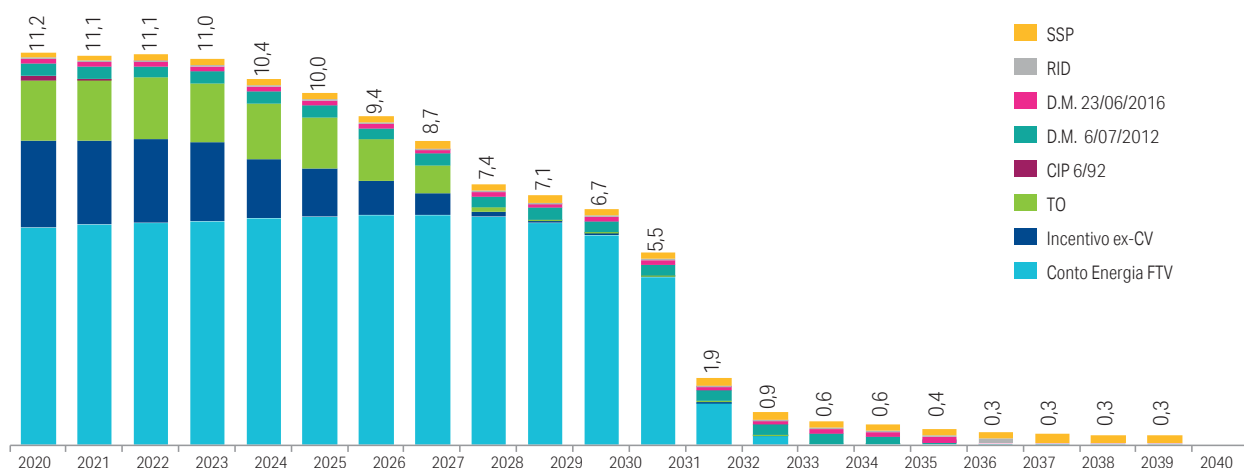
ITALIA Evoluzione passata e prospettiva del fabbisogno economico derivante dai meccanismi di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili nel settore elettrico
(Miliardi di euro della componente Asos a carico degli utenti finali)



Evoluzione dei meccanismi di incentivazione

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
• I CE • II CE • RID • TO • SSP • CV • CIP6	• Risoluzione CIP6	• III CE • IV CE	• V CE	• FER elettriche		• Spalma FTV • Spalma FER	• Conversione CV in tariffa

Legenda: CE: Conto Energia; CV: Certificati Verdi; FER: Fonti Energetiche Rinnovabili; FTV: Fotovoltaico; RID: Ritiro Dedicato; SSP: Scambio sul Posto; TO: Tariffa Omnicomprensiva.



Fonte: GSE, "Rapporto attività 2018", maggio 2019

cento), che si è attestato come la fonte con i migliori risultati del 2018. Dopo il record storico del 2014, quando aveva superato i 58,5 TWh, nel 2017 era infatti crollata a 36,2 TWh, il valore minimo degli ultimi 10 anni.

Tutte le altre fonti sono risultate in calo più o meno ampio: il **fotovoltaico** ha segnato una forte riduzione di oltre il 7 per cento ed ha prodotto circa 2 TWh in meno, la geotermia il -2 per cento, l'**eolico** il -1,4 per cento e le **bioenergie** il -0,8 per cento.

Secondo stime preliminari del GSE¹, l'incidenza delle FER sul consumo interno lordo elettrico per il 2018 risulta pari a 34,5 per cento (31,3 per cento nel 2017).

La componente A_{SOS}^2 a carico dei consumatori elettrici dalla quale sono tratte le risorse per l'incentivazione delle FER, nel 2018 secondo il GSE³ si è attestata sui 11,6 miliardi di euro, in riduzione di oltre il 7 per cento rispetto ai 12,5 miliardi nell'anno 2017.

La contrazione, che la porterà progressivamente attorno ai 10 miliardi nel 2025, si può ascrivere alla conclusione del periodo di incentivazione di diversi impianti.

Cresciuto rapidamente dai circa 3 miliardi del 2009 a oltre 13 nel 2014 e poi fino a 14,4 nel 2016 (anno di picco), nel lungo periodo il fabbisogno di incentivazione risente soprattutto dalle dinamiche di uscita dei meccanismi di incentivazione esistenti, per cui dopo una sostanziale stabilità fino al 2023, in assenza di ulteriori misure vi sarà una progressiva riduzione, anche per effetto dell'annullamento del Conto Energia fotovoltaico, che porterà il fabbisogno complessivo al di sotto di un miliardo di euro.

I meccanismi pubblici di incentivazione hanno sostenuto inizialmente lo sviluppo delle FER, consentendo al settore di raggiungere una dimensione industriale. Poi, parallelamente alla riduzione dei costi degli impianti e all'aumento di efficienza delle tecnologie, i livelli di supporto sono stati rimodulati.

Attualmente il settore è in attesa venga approvata la bozza di Decreto, cosiddetto FER1, che "incentiverà la produzione di energia elettrica da impianti eolici, fotovoltaici, idroelettrici, e da gas, al fine di promuovere l'uso efficiente e sostenibile delle risorse, e garantire la continuità agli investimenti nel settore della produzione di energia da

¹ GSE, "Rapporto delle attività 2018", maggio 2019.

² Dal 1° gennaio 2018 è la componente della spesa per oneri di sistema destinata a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92. Fino al 2017 era identificata come "componente A3", che, ad eccezione di una parte minima relativa ai rifiuti non biodegradabili (ARIM, "Rimanenti oneri generali"), vi è confluita da tale data.

⁴ GSE, "Rapporto delle attività 2018", maggio 2019.

FOCUS

L'IMPEGNO DELLE INDUSTRIE PETROLIFERE
NELLA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI – IL RUOLO DELL'OGCI

L'**Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)** è un'iniziativa lanciata nel 2014 dalle aziende leader nella produzione di petrolio e gas a livello mondiale, che intendono guidare la risposta dell'industria ai cambiamenti climatici.

Oil and Gas Climate Initiative – Le compagnie aderenti



Fonte: OGCI

Oltre a BP, CNPC, Eni, Pemex, Petrobras¹, Repsol, Royal Dutch Shell, Saudi Aramco, Statoil e Total, a fine settembre 2018 vi hanno aderito anche Chevron, Exxon Mobil e Occidental Petroleum e nell'insieme rappresentano ora un terzo della produzione mondiale di Oil & Gas.

In tale occasione, le compagnie hanno deciso di ridurre entro il 2025 del 20 per cento, a meno dello 0,25 per cento, le emissioni di metano (*gas flaring*) associate alle loro operazioni di produzione e lavorazione di greggio e gas, con l'ambizione di raggiungere lo 0,2 per cento.

Per quanto riguarda alcune delle iniziative delle singole compagnie si segnala che:

- ✓ **BP**, attraverso la controllata Lightsources, ad aprile scorso ha lanciato un piano di sviluppo da 200 milioni di dollari nei prossimi tre anni per il solare europeo ed ha annunciato l'apertura di una sede a Milano, con l'obiettivo di creare una *pipeline* di parchi fotovoltaici nel nostro Paese;

¹ La Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) ha aderito all'OGCI nel gennaio 2018, mentre ne è uscita nel corso dell'anno la Reliance.

- ✓ **Eni** è l'unica società dell'Oil & Gas ad appartenere alla *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e sta seguendo un percorso operativo e di investimenti, per diventare la prima compagnia petrolifera "*carbon neutral*" al 2030 nelle attività *upstream*, compensando le emissioni residuali con ampi progetti di forestazione: negli ultimi 10 anni ha ridotto il *flaring* di circa il 68 per cento, favorendo l'accesso all'energia a oltre 18 milioni di persone nell'Africa Sub-Sahariana. Inoltre intende realizzare a tale data oltre 10 GW di potenza rinnovabile ed espandere la sua produzione di biocarburanti. Nel suo Piano Strategico 2019-2022 ha programmato 1,4 miliardi di investimenti in campo solare, eolico, ibrido e ad alta efficienza.

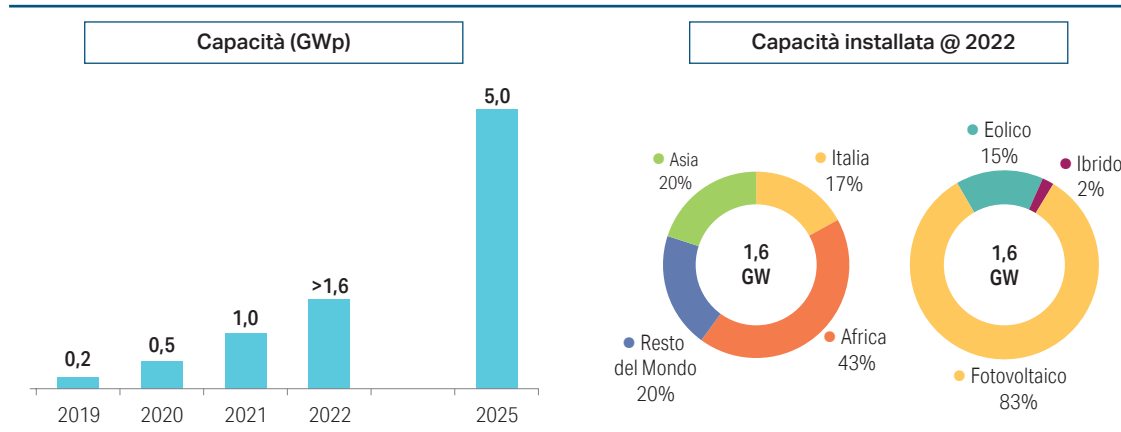
Fra le varie iniziative Eni in corso all'estero si segnalano:

- nel **fotovoltaico**, in Australia il progetto della centrale Katherine, la più grande centrale fotovoltaica mai realizzata nel Territorio del Nord, con una capacità installata di 33,7 MWp (MegaWatt peak). Il gruppo Eni è presente in Australia dal 2000: è operatore e proprietario del *Blacktip Gas Project*;
- nell'**economia circolare**², la firma con la società indonesiana Pertamina, a fine gennaio di quest'anno, di un *Memorandum of Understanding* per individuare sinergie, collaborazioni in ricerca e sviluppo tecnologico per la valorizzazione di scarti e rifiuti, la bio-fissazione della CO₂ e il suo riutilizzo nella mobilità sostenibile. Inoltre è stata siglata un'intesa di base per una *joint-venture* per la costruzione di una **bio-raffineria** all'interno di un complesso già esistente in Indonesia;
- nell'**eolico** su larga scala, a giugno 2018 l'Eni ha firmato la *Final investment decision* (Fid) per svilup-

² Su altri aspetti relativi all'economia circolare e alle bio raffinerie, vedi anche e Focus "Bio-raffinerie ed economia circolare: la transizione è già iniziata" a pag.77.

FOCUS

ENI Sviluppo della potenza rinnovabile al 2025 e capacità installata al 2022 per aree e per tecnologia.



Fonte: Eni, Strategy Presentation 2019-2022, 15 marzo 2019

pare, costruire e gestire un parco eolico da 50 MW in Kazakhstan, i cui lavori sono previsti concludersi entro la fine del 2019, fornendo alla regione una produzione annuale di energia di circa 198 GWh.

Nel nostro Paese si segnalano fra le varie attività:

- l'avvio degli impianti di Ferrera Erbognone (Pavia), Gela (all'interno della raffineria) e di Assemini (Cagliari). Con il "Progetto Italia" Eni si è posta l'obiettivo di installare al 2021 una capacità di 220 MW, con la realizzazione di impianti di generazione fotovoltaica nelle proprie aree industriali disponibili all'uso e non destinate ad altre attività economiche, senza ulteriore consumo di suolo. L'energia generata verrà prevalentemente auto consumata dagli stessi siti industriali;
- ad aprile scorso la sigla di un accordo non vincolante con Cassa Depositi e Prestiti, Fincantieri e Terna per lo sviluppo e la realizzazione su scala industriale di impianti di produzione di **energia dalle onde del mare**, come quello che ha installato nell'*offshore* di Ravenna¹: il progetto pilota "Inertial sea wave ener-

gy converter" - ISWEC è un sistema di produzione di energia elettrica dal moto ondoso, attraverso un sistema ibrido *smart grid* unico al mondo, composto da fotovoltaico e un sistema di stoccaggio energetico. L'impianto ha raggiunto un picco di potenza superiore a 51 kW. La tecnologia risulta idonea per l'alimentazione di siti *offshore* di medie e grandi dimensioni e potrebbe consentire la conversione di piattaforme *offshore* mature in *hub* per la generazione di energia rinnovabile.

In una prima fase, l'intesa prevede la progettazione e la realizzazione entro il 2020 di una prima installazione industriale collegata a un sito di produzione *offshore* Eni, nel frattempo sarà valutata l'estensione di questa tecnologia ad altre località italiane.

- Nell'ambito della ricerca, si segnala che il 2018 è stato il decimo anniversario della *partnership* fra Eni e il *Massachusetts Institute of Technology* di Boston, che ora comprende oltre cento ricercatori e più di quaranta progetti, soprattutto sulle energie rinnovabili (in particolare sul solare), ma anche sulle *wearable technologies*, sui sistemi per migliorare la

¹ L'impianto esistente è stato realizzato dall'Eni in collaborazione con il Politecnico di Torino (PoliTO), e da uno spin-off dell'Università, la società Wave for Energy Srl.

FOCUS

ENI Progetto Italia



Fonte: Eni, Audizione Camera dei Deputati, "Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030", 12 marzo 2019

sicurezza sul posto di lavoro, sulla cattura del carbonio e lo stoccaggio di energia.

- **Eni** ha molteplici collaborazioni con le eccellenze universitarie e di ricerca anche nel nostro Paese. Fra le più recenti:
 - ▶ ad ottobre 2018 ha siglato un accordo di collaborazione con l'Università degli Studi di Napoli Federico II per ricerche su sviluppo sostenibile, economia circolare, innovazione;
 - ▶ a marzo di quest'anno ha siglato un *joint research agreement* con il CNR¹ per i laboratori di ricerca di Gela, Lecce, Metaponto e Portici, per sviluppare una serie di studi e approfondimenti sullo sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo. Fra le attività di ricerca congiunte nelle quat-

tro aree di alto interesse scientifico e strategico (fusione nucleare, acqua, agricoltura e sistema artico) si segnalano quelle dedicate ad analizzare e quantificare i processi climatici legati alla destabilizzazione della criosfera artica ed i progetti per lo studio della decarbonizzazione in ambito agricolo e degli scarti da biomasse, da utilizzare come materia prima per la produzione di biocarburanti;

- ▶ a maggio 2019 con l'Università di Pavia è stato siglato un accordo quadro nelle aree strategiche dell'efficienza operativa, delle decarbonizzazione e dell'economia circolare, che segue quelli già in corso sulla produzione di energia da fonti rinnovabili;
- ▶ infine ha siglato a maggio 2019 un protocollo di intesa con l'Enea per la ricerca nella *fusione a confinamento magnetico*.

¹ CNR – Centro Nazionale Ricerche.

FOCUS

- ✓ **ExxonMobil**, come parte dell'iniziativa OGCI, promuoverà investimenti nello sviluppo di tecnologie per la riduzione di lungo periodo delle emissioni di GHG¹, partecipando a collaborazioni ed iniziative *multi-stakeholder* per la realizzazione di tecnologie a basse emissioni come cogenerazione, riduzione della combustione in torcia, efficienza energetica, biofuels, Carbon Capture & Storage (CCS), ecc.

A partire dal 2000 gli investimenti in queste tecnologie ammontano a oltre 9 miliardi di dollari. Per quanto riguarda la **Carbon Capture & Storage**, ExxonMobil è al lavoro per sviluppare nuove tecnologie per la cattura della CO₂ con l'obiettivo di ridurre costi, complessità e necessità di imponenti investimenti iniziali.

Ad esempio, ExxonMobil e FuelCell Energy Inc. hanno costituito una partnership per lo sviluppo di tecnologie per la cattura della CO₂ tramite l'utilizzo di celle a combustibile a carbonati. Questo approccio innovativo è potenzialmente meno costoso e più facile da operare rispetto alle tecnologie esistenti, nonché sviluppabile in maniera modulare e applicabile a diverse realtà industriali.

ExxonMobil sta inoltre studiando le possibilità di stoccaggio della CO₂ nel sottosuolo, sfruttando decenni di esperienza nell'esplorazione e produzione di idrocarburi. Nel campo dei **biofuels avanzati**, ExxonMobil continua ad approfondire le ricerche per la produzione di **alghe e biomasse cellulosiche** col potenziale di ridurre le emissioni di GHG del 50 per cento o più rispetto a quelle degli odierni carburanti tradizionali.

La gamma di attività sui biofuels avanzati della ExxonMobil include collaborazioni di ricerca incentrate sullo sviluppo di biofuel da alghe con Synthetic

Genomics Inc., Colorado School of Mines e Michigan State University.

La partnership con Renewable Energy Group (REG) ha dimostrato la possibilità di convertire zuccheri provenienti da una varietà di biomasse non-comestibili in biodiesel, tramite l'utilizzo della tecnologia di bio-conversione brevettata da REG;

- ✓ **Repsol** nel 2018 ha acquisito dalla Visgo 700 MW idroelettrici nel nord della Spagna ed altri impianti a ciclo combinato, raggiungendo 2.950 MW di capacità elettrica complessiva di proprietà. Ha inoltre firmato con Solaria un PPA di 7 anni per 102 MW di fornitura di elettricità da fotovoltaico;

- ✓ **Royal Dutch Shell**, ha dichiarato di voler diventare entro i prossimi 15 anni il primo operatore al mondo nell'energia elettrica, dando continuità all'attività iniziata nel 2016 con il *business* New Energies. Per citare alcuni esempi recenti, nel 2018

il Gruppo ha proseguito la sua espansione nel settore delle rinnovabili e nel solare/storage in Germania e Regno Unito e di recente ha acquisito la Sonnen, azienda tedesca che opera anche in Italia, e che a fine 2018 aveva una quota del 27 per cento dello *storage* nel nostro Paese. Questa espansione si accompagna al più tradizionale *business* di ricerca, produzione di idrocarburi e commercializzazione di prodotti petroliferi;

- ✓ **Total**, attraverso la sua filiale Saft, ha siglato una *joint-venture* con la società cinese Tianneng energy technology (Tet), per sviluppare, produrre e commercializzare celle agli ioni di litio avanzate, moduli e pacchi batterie per i mercati della Cina e del resto del mondo. Gli stabilimenti della *joint-venture*, di cui Tianneng avrà il 60 per cento e Saft il restante 40 per cento, saranno situati nella "gigafactory" di Changxing, nella provincia cinese dello Zhejiang, e raggiungeranno una capacità produttiva di 5,5 GWh.

¹ GHG – Green House Gases. Gas ad effetto serra.

ITALIA Obiettivi del PNIEC al 2030 in termini di quota da fonte rinnovabile nei consumi finali lordi di energia.

Quota da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	2017	2030
	(registrato)	(PNIEC)
Settore elettrico	34,1%	55,4%
Settore termico	20,1%	33,1%
Settore trasporti	6,5%	21,6%

Fonte: GSE, Rapporto delle attività 2018, 1° maggio 2019.

fonti rinnovabili", la cui bozza è già stata notificata alla Commissione Europea per la verifica di compatibilità con la normativa sugli aiuti di stato.

Il ritardo del Decreto alternativo FER1, atteso dal 2017, ha notevolmente **rallentato la crescita del settore delle FER elettriche di questi ultimi anni**. Tali tecnologie di generazione elettrica, per svilupparsi completamente secondo le regole della competizione a mercato, **richiedono certezza del quadro normativo, semplificazioni autorizzative e lo sviluppo di contratti di lungo termine con controparte privata e/o statale**: c.d. *Power Purchase Agreements* (PPA)¹, che dovrebbero consentire ai produttori di **condividere i rischi dell'investimento iniziale** con gli acquirenti e soprattutto **stabilizzare i ricavi dalla vendita**, rendendo **sostenibili gli investimenti in FER**.

Nel 2018 gli investimenti delle imprese italiane nelle FER sono stimati pari a 11,3 miliardi di euro rispetto ai 13,5 dell'anno precedente (-16 per cento) con una nuova potenza installata di 10,8 GW rispetto ai 13,4 GW² del 2017.

Mentre il 63 per cento delle iniziative sono dirette al nostro Paese, 2,7 miliardi di euro per 2,5 GW di nuova capacità sono stati destinati a realizzazioni all'estero³.

Secondo la proposta del PNIEC la **quota rinnovabile dei consumi finali lordi di energia al 2030** dovrà raggiungere l'ambizioso obiettivo del 30 per cento rispetto al 18,3 per cento registrato nel 2017. In particolare nel settore elettrico la penetrazione delle rinnovabili ipotizzata è del 55,4 per cento al 2030, seguita dal termico (33,1 per cento) e dai trasporti (21,6 per cento)⁴.

In termini di potenza, il settore delle FER elettriche dovrà superare i 90 GW al 2030, corrispondenti a quasi 190 TWh, pari a circa 40 GW in più rispetto al 2017: il contributo principale è atteso dal fotovoltaico, che è ipotizzato rilevare la crescita più consistente (50 GW

¹ I P.P.A. sono accordi per contratti di fornitura energetica di lungo periodo in cui il prezzo dell'energia, insieme ad altre variabili commerciali, viene predefinito.

² Althesys Irex, "Rapporto Annuale Irex - Il sistema elettrico italiano e le rinnovabili. Mercato, decarbonizzazione, infrastrutture", aprile 2019.

³ Fra gli investimenti esteri si segnalano quelli compiuti dalle società controllate da ERG di recente:

- nel Regno Unito, acquisizione delle autorizzazioni per realizzare un parco eolico in Nord Irlanda di capacità pari a 25 MW, la cui entrata in esercizio è prevista entro aprile 2021, aumentando da 163 a 188 i MW in costruzione in Gran Bretagna;
- in Francia, acquisizione di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW. Tale operazione ha consentito all'azienda genovese di superare i 3.000 MW di potenza installata in Europa, nelle quattro tecnologie gestite (eolico, solare, idroelettrico, cogenerazione a gas ad alto rendimento).

⁴ Sull'evoluzione attesa per i biocarburanti vedi Focus "La strategia energetica e ambientale della proposta del nuovo Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima (Pniec)" a pag. 98.

al 2030, +30 GW dagli attuali 20 GW), seguito dall'eolico (18 GW al 2030, +8 GW rispetto agli attuali 10 GW).

Nel settore termico sarà dato rilievo al coordinamento con gli strumenti per l'efficienza energetica, soprattutto per ridurre il consumo termico degli edifici.

Oltre alla priorità data all'installazione su edifici o su aree non adatte ad altri usi per il fotovoltaico, si attendono semplificazioni autorizzative per il *revamping* e *repowering* degli impianti, al fine di preservare e ottimizzare la produzione esistente.

Per traguardare l'aumento di 40 GW di potenza installata al 2030 previsto dal PNIEC gli operatori infatti sono orientati ad aggiornare gli impianti esistenti, specialmente se obsoleti, riducendo il numero di aerogeneratori eolici e sfruttando la grande evoluzione tecnologica sia in campo eolico che fotovoltaico.

In particolare, nell'eolico attraverso il *repowering* i vecchi aerogeneratori dovrebbero essere sostituiti con quelli di ultima generazione e di maggiore potenza, consentendo di triplicare la produzione e riducendo di oltre la metà il numero delle turbine, sostanzialmente a parità di suolo occupato.

Con il *reblading*, che prevede la sostituzione delle pale esistenti con una tipologia innovativa, si potranno ugualmente conseguire incrementi di produzione di quasi il 20 per cento¹.

Gli **investimenti in nuova capacità FER e flessibilità**, secondo gli operatori del mercato elettrico dovrebbero essere **sostenuti attraverso**:

- la **prosecuzione del ciclo di aste** da parte del GSE aperte anche al **repowering** (i.e. integrali ricostruzioni) degli **impianti esistenti**, inclusi quelli che non hanno aderito allo spalma-incentivi volontario, per garantire un equo *level playing field* con le nuove installazioni;
- la diffusione dei contratti **PPA** e del **Capacity Market**², indispensabili per fornire agli investitori segnali di prezzo di lungo termine. Con analogo livello di priorità, gli operatori ritengono necessario intervenire sui **processi autorizzativi** per **ridurre i tempi di approvazione**, sia degli interventi infrastrutturali che quelli degli impianti, conformandosi con le disposizioni della nuova Direttiva europea RED II.

¹ La ERG ha incluso nel proprio Business Plan oltre 410 milioni di euro in interventi di repowering e reblading nel periodo 2018-2022, già in fase di autorizzazione.

² Capacity Market – Meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica.

Il contributo del gas naturale

Con un peso di circa il 35 per cento sul totale dei consumi interni lordi di energia del 2018, il gas naturale è rimasta la fonte energetica primaria del nostro Paese, anche se la ripresa dei consumi di petrolio¹ ha portato il contributo delle due fonti a riavvicinarsi.

Interrompendo il *trend* di crescita del triennio 2015-2017, nel 2018 i consumi lordi di gas naturale hanno rilevato un **calo del 3,3 per cento, attestandosi a 72,7 miliardi di metri cubi**: una quantità inferiore di circa 14 miliardi di metri cubi rispetto al picco del 2005 (86,3 miliardi di metri cubi), pari a circa il 16 per cento in meno.

La riduzione nel 2018 di circa 2,5 miliardi di metri cubi è stata determinata sostanzialmente dal venir meno dei due fattori che avevano spinto i consumi nella **produzione termoelettrica** nel 2017: le minori importazioni di elettricità per le fermate delle centrali nucleari francesi e la necessità di compensare la minore produzione idroelettrica, derivante dalla scarsa piovosità dell'anno. I consumi di gas nella produzione termoelettrica sono infatti scesi di circa l'8 per cento con un calo di 2,9 miliardi di metri cubi, secondo le prime stime.

La modesta crescita dei **consumi industriali** (+1,0 per cento), unico settore in aumento, non ha compensato la riduzione della domanda termoelettrica e degli altri usi finali. In particolare i fattori climatici² dell'anno sono stati determinanti nell'influenzare la domanda nel **settore civile** (-1,5 per cento), inoltre hanno continuato a contrarsi quelli per **autotrazione** (-0,5 per cento).

Nel 2018, parallelamente alla riduzione dei consumi, le importazioni nette sono scese del 2,7 per cento a 67,5 miliardi di metri cubi. Di queste il GNL ha rappresentato circa l'11 per cento ed ha rilevato un incremento di oltre il 6 per cento, attestandosi a circa 8,4 miliardi di metri cubi.

Alta dipendenza dall'estero (circa il 93 per cento dei consumi) e ruolo essenziale che il gas continuerà a svolgere nel breve medio periodo, a supporto del forte sviluppo delle rinnovabili non programmabili, anche nel PNIEC hanno fatto porre particolare attenzione alla **diversificazione delle fonti di approvvigionamento**.

L'Italia si approvvigiona prevalentemente da Paesi ad alto rischio geopolitico (Algeria, Libia, Qatar, Russia) e già da tempo si è cercato di diversificare i fornitori non europei (Azerbaijan; Stati Uniti e Canada per il GNL).

¹ Vedi capitolo "Il petrolio in Italia" a pag. 45.

² Da segnalare che a fine febbraio 2018 a seguito dell'eccezionale ondata di freddo "Burian", la domanda di punta giornaliera di gas è stata una delle più elevate registrate dal 2012, anno in cui raggiunse il massimo storico di 464 milioni di metri cubi/giorno il 7 febbraio.

ITALIA Capacità di importazione e quantità importate di gas per Paese di origine. (Miliardi di metri cubi/anno)



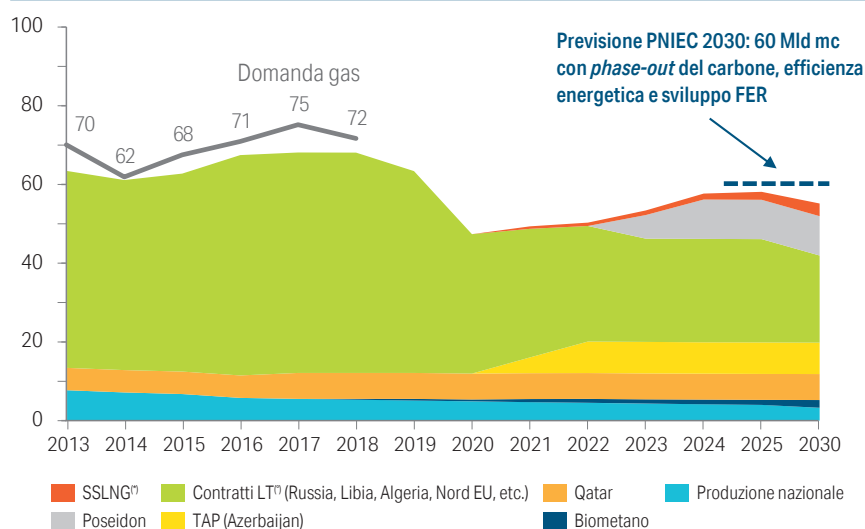
Fonte: Eni, Audizione Camera dei Deputati, "Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030", 12 marzo 2019

In tale prospettiva appaiono determinanti i contributi che potranno derivare dalle forniture dei nuovi gasdotti (Tap e Poseidon), nonché dallo sviluppo del mercato del GNL, soprattutto se anche la produzione nazionale continuerà a contrarsi.

Dal punto di vista della **sicurezza delle forniture**, in prospettiva le criticità sembrano legate non tanto ai livelli di consumo - che il PNIEC stima in riduzione a circa 60 miliardi di metri cubi al 2030 (comprendendo anche l'assorbimento dei consumi derivanti dal *phase out* del carbone) - quanto alla **conclusione dei contratti di fornitura di lungo termine attualmente in vigore**. Sono già in corso le attività di rinegoziazione con i principali Paesi fornitori¹, dato che a partire dal 2020 ci saranno le prime scadenze.

Per quanto la dotazione infrastrutturale italiana sia già strutturata e diversificata in termini di rotte di approvvigionamento, e dotata di un impianto regolatorio sempre più orientato ad un utilizzo efficiente del-

¹ Ad aprile scorso è stato firmato il Memorandum of Understanding con la compagnia di Stato Sonatrach per giungere al rinnovo dei contratti di fornitura di gas e agli accordi per il suo trasporto attraverso i gasdotti TTPC e Transmed.

ITALIA Evoluzione delle fonti di approvvigionamento di gas al 2030 (Miliardi di metri cubi/anno)

(*) Small Scale LNG.

(*) Lungo Termine.

Fonte: Edison, Audizione Camera dei Deputati, "Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030", 26 marzo 2019

le capacità di trasporto, stoccaggio e di rigassificazione, nonché il PSV¹ negli ultimi anni abbia aumentato il suo livello di liquidità e si sia ridotto lo *spread* di mercato rispetto all'*hub* olandese TTF, a cui è agganciato, **garantire la sicurezza del sistema a prezzi competitivi resta comunque una priorità.**

Infrastrutture logistiche e Paesi di provenienza sono strettamente connessi ai costi di importazione da sostenere. Attualmente il prezzo del gas all'ingrosso nel nostro Paese è più alto di circa il 10 per cento rispetto alle quotazioni che si registrano negli *hub* liquidi del Nord Europa.

Tale differenza di prezzo è essenzialmente dovuta al fatto che, es-

sendo l'Italia Paese a valle nella catena logistica del gas, è penalizzata dal c.d. "effetto *pancaking*", ossia dalla stratificazione dei costi di trasporto che gli operatori devono sostenere per importare gas dal Nord Europa.

Questo effetto, peraltro, può essere esacerbato da allocazioni non opportune dei costi di trasporto da parte dei Paesi di transito a monte: questo è ad esempio il caso della Francia, che sta trasferendo a valle una gran parte dei propri costi, determinando una differenza tra le tariffe nazionali e quelle ai punti di interconnessione con l'estero.

Per garantire che le grandi condotte che entrano nel territorio dell'Unione ne rispettino le norme, siano cioè operate con lo stesso grado di trasparenza, siano accessibili ad altri operatori e gestite in modo efficiente, la Commissione europea ha pubblicato di recente la Direttiva 2019/9/692 che modifica la Direttiva 2009/73/CE sul **mercato interno del gas** prevedendo che, nei limiti della giurisdizione Europea (per i gasdotti via mare entro il limite delle acque territoriali dello Stato membro di primo approdo del gasdotto) anche **i gasdotti fra gli Stati membri europei ed i Paesi terzi siano operati sulla base delle norme comunitarie** (ivi incluse le norme in materia di separazione – *unbundling* – fra l'attività di trasporto e quelle di approvvigionamento

¹ PSV – Punto di Scambio Virtuale. È l'*hub* Italiano per gli scambi all'ingrosso di gas naturale. A gennaio di quest'anno ha toccato il record storico di 19 miliardi di metri cubi di scambi, in crescita di oltre il 24 per cento rispetto a quelli di dicembre 2018.

e commercializzazione del gas trasportato).

Le nuove norme dovranno essere recepite nell'ordinamento dei singoli Stati membri entro nove mesi dall'entrata in vigore. Inoltre, è affidata allo Stato membro in cui si trova la prima interconnessione dell'infrastruttura la decisione, da prendere entro un anno dall'entrata in vigore della Direttiva, su eventuali deroghe all'applicazione di alcune norme della Direttiva ai gasdotti completati alla data di entrata in vigore della stessa.

In questo contesto il completamento dei nuovi gasdotti, oltre a consentire rotte diversificate per l'approvvigionamento, potrebbe creare le condizioni per una riduzione dei prezzi del gas in Italia. ENTSG¹, l'Associazione europea degli operatori di trasporto del gas, ha di recente pubblicato l'analisi costi/benefici dei progetti inseriti nel piano di sviluppo decennale della rete (TYNDP²).

Fra le principali direttrici di trasporto gas valutate che riguardano il nostro Paese, vi sono:

- il **Corridoio Sud**, che dal Turkmenistan a Melendugno coinvolge anche l'Italia con il **Tap**³, prevede un costo totale di 14,8 miliardi di euro (di cui 4,5 per l'iniziativa a maggiore investimento, il Tap), e complessivamente porterà benefici in termini di bolletta energetica fra 515 e oltre 1.300 milioni di euro l'anno, oltre ad altri vantaggi economici per la mitigazione delle interruzioni degli approvvigionamenti. Il Corridoio Sud del gas è ritenuto un'alternativa alle importazioni di gas russo in Europa, con risvolti anche geopolitici e non solo commerciali e di diversificazione degli approvvigionamenti;
- la **catena di approvvigionamento dal Mediterraneo Orientale** (Cipro e Israele) **alla Grecia e all'Italia**, che avrà un costo totale di 7,8 miliardi (di cui 973,7 milioni di euro per **Igi Poseidon**⁴) con benefici sulla bolletta europea stimati fra circa 132 e 214 milioni di euro l'anno. Grazie alle ultime scoperte nell'Est del Mediterraneo (Cipro, Israele, Libano, Egitto), tale regione potrebbe essere trasformata in un potenziale fornitore di primo livello, rinsaldando i legami fra Europa e Paesi produttori.

¹ ENTSG – The European Network of Transmission System Operators for Gas.

² TYNDP – Ten Year Network Development Plan.

³ TAP - Trans Adriatic Pipeline è l'ultimo tratto del "Corridoio Meridionale del Gas", che comprende tre gasdotti per un percorso totale di circa 4.000 km attraverso sette Paesi, e che convoglierà verso l'Europa il gas estratto nella seconda fase di sviluppo del giacimento di Shah Deniz in Azerbaijan. Il consorzio di TAP è composto dalle seguenti Società promotrici: BP, SOCAR, SNAM (20 per cento ciascuna), FLUXYS (19 per cento), ENAGAS (16 per cento) e AXPO (5 per cento).

⁴ Poseidon - Progetto concorrente al Tap, collegherebbe la costa greca a quella italiana (Otranto) attraversando il Mar Jonio a 1.400 metri di profondità. Con una capacità da 10 miliardi di metri cubi estendibile a 20 è di recente stato riconfigurato.

ITALIA I gasdotti in progetto nel Mediterraneo (EASTMED e POSEIDON)



Fonte: Edison, Audizione Camera dei Deputati, "Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030" - 26 marzo 2019

Invece l'EastMed-Poseidon¹, il maxi gasdotto che collegherebbe Cipro alla Puglia, nonostante gli studi tecnici ne abbiano confermato la fattibilità è attualmente bloccato e si sta valutando la possibilità che tale infrastruttura per il tratto verso l'Italia si innesti nel Tap, il che richiederebbe un accordo con i suoi azionisti e la cessione della capacità per il suo possibile raddoppio (di ulteriori 10 miliardi di metri cubi l'anno). Sia l'IGI-Poseidon che il Tap dal Mar Caspio, che dal 2020 dovrebbe portare il gas dall'Azerbaijan all'Italia attraverso Grecia e Albania, sono stati dichiarati "Progetti di interesse comune" dall'Unione Europea;

- il **gasdotto Galsi**², che prevede un costo complessivo di circa 970 milioni di euro e potrebbe generare benefici per la CO2 evitata di circa 122 milioni di euro l'anno;

- il gasdotto **bidirezionale Italia-Malta**, da 2 miliardi di metri cubi l'anno, che entro il 2024 collegherà alla Sicilia l'isola maltese, ha un costo di 342 milioni di euro, comporterà risparmi annuali di 162 milioni di euro soprattutto per il "fuel switch" verso il gas.

Di recente Bulgaria e Serbia hanno avviato iniziative per assicurarsi che i 16 miliardi di metri cubi/anno di gas russo che il TurkStream³ renderà disponibili vadano nella rotta balcanica anziché in quella greca e italiana.

In Italia per contro le infrastrutture in grado di offrire approvvigio-

¹ IGI-Poseidon è il nome del tratto fra Grecia e Italia, che dovrebbe terminare ad Otranto, circa 30 km a sud di Melendugno, dove è previsto approdare il Tap. EastMed - Gasdotto sottomarino di 1.300 km offshore e altri 600 onshore da Israele alla costa ionica-lucana con capacità di 10 miliardi di metri cubi con possibile estensione a 20. I tempi di realizzazione previsti sono 4-5 anni, con un costo sui 6,2 miliardi di euro. Il progetto della società IGI-Poseidon (50 per cento Edison e 50 per cento della greca Depa) rientra nella categoria dei Progetti Europei di Interesse Comune e per questo può beneficiare dei finanziamenti del Cef (Connecting Europe Facility). L'EastMed si approvvigionerà dai giacimenti di gas offshore dei campi di Tamar, Leviathan, Aphrodite e Zohr (Israele, Cipro, Egitto, Libano e Gaza), che ammontano a circa 2 miliardi di metri cubi, e partendo da Cipro arriverà sulla costa occidentale della Grecia ricongiungendosi al Poseidon.

² Galsi - Gasdotto Algeria Sardegna Italia. Progetto pluridecennale per importare gas naturale dall'Algeria in Italia attraverso la Sardegna, promosso da Sonatrach (41,6 per cento), Edison (20,8), Enel (15,6), Sfrs (11,6 per cento) e Hera (10,4 per cento), è ricompreso nell'elenco dei Progetti di Interesse Europeo (PCI).

³ Il progetto del gasdotto TurkStream è stato firmato nel 2016 fra Russia e Turchia ed il suo tratto offshore di 930 km di lunghezza attraverso il Mar Nero è stato completato a novembre dello scorso anno. Il gasdotto, il cui avvio è previsto entro la fine del 2019, sarà composto da due linee da 15,57 miliardi di metri cubi l'anno ciascuna: una per il mercato turco, l'altra per quello europeo.

namenti alternativi a quelli in essere e che potrebbero presentare minori costi, grazie ai minori Paesi di transito del gas, devono superare ostacoli di accettazione locale, che ritardano se non annullano l'opera stessa.

Nel corso del 2018 i **terminali di GNL** hanno tratto positivo impulso alle proprie attività dal meccanismo di allocazione delle capacità di rigassificazione, che avviene non più a tariffa, ma sulla base di meccanismi di mercato (aste) introdotti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con la Delibera 660/2017/R/GAS. Tale modifica regolatoria ha favorito il conferimento delle capacità di rigassificazione e ridotto gli oneri socializzati a carico dell'intero sistema legati al fattore di garanzia dei ricavi riconosciuto ai terminali di rigassificazione ritenuti strategici.

In riferimento ad **Adriatic Lng¹**, il rigassificatore *offshore* di Rovigo, che è il più grande terminale di GNL italiano, ha una capacità nominale di rigassificazione pari a 8 miliardi di metri cubi anno, capace di assicurare il soddisfacimento di oltre il 10 per cento dei consumi nazionali di gas naturale. Dalla fine del 2009 ha immesso circa 57 miliardi di metri cubi nella rete nazionale, con carichi provenienti da 8 Paesi diversi (Qatar, Egitto, Trinidad & Tobago, Guinea Equatoriale, Norvegia, Nigeria, Stati Uniti e Angola). Nel 2018 l'utilizzo della capacità di rigassificazione è stato pari all'81 per cento, facendo registrare un 10 per cento circa sul totale delle importazioni di gas nel Paese.

Riguardo la capacità di rigassificazione: l'80 per cento è allocata ad Edison fino al 2034; il 12 per cento ad un altro operatore fino al 2019, mentre il resto è disponibile per il mercato. In aggiunta al servizio base di rigassificazione, Adriatic Lng offre servizi per la flessibilità che consentono ai propri utenti di modificare su richiesta il proprio programma di rigassificazione, sia su base *day ahead* che *intraday*.

Anche nel 2018, come già da 4 anni, il terminale ha pubblicato e concluso con successo la procedura per il Servizio di "*Peak Shaving²*", mettendo a disposizione di Snam Rete Gas 70 mila metri cubi di GNL (corrispondenti a circa 42 milioni di metri cubi rigassificati) dal 1° gennaio al 31 marzo di quest'anno, da utilizzarsi in caso di necessità del sistema gas. Tali quantitativi, in mancanza di situazioni critiche,

¹ ExxonMobil Italiana Gas (70,7 per cento) e Qatar Terminal Company Limited (22 per cento) - e partecipata da Snam (7,3 per cento).

² Il peak-shaving è una delle misure stabilite con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, nell'ambito del "Piano di Emergenza" per fronteggiare particolari situazioni sfavorevoli per il sistema nazionale del gas che possono verificarsi nel periodo invernale, e garantire la sicurezza del Sistema Gas Italia. In caso di emergenza, tale servizio permette di immettere gas in rete, precedentemente scaricato e stoccato nei serbatoi del Terminale, con breve preavviso, così da fronteggiare esigenze di richiesta di punta del sistema gas per un periodo limitato di tempo. La quantità e il prezzo del GNL sono determinati dal Ministero dello Sviluppo Economico e dall'ARERA attraverso una procedura ad asta, che si svolge alla fine di ogni anno.

sono stati restituiti all'operatore aggiudicatario nel corso del mese di aprile 2019.

Il terminale OLT *Offshore Lng Toscana*¹ di Livorno, che ha una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno, nei primi mesi del 2019 ha comunicato di operare quasi al 100 per cento delle sue capacità, potendo ricevere diverse tipologie di gas, con ampia copertura geografica e circa il 90 per cento delle navi metaniere attualmente in servizio. Dall'inizio delle operazioni commerciali, oltre ai carichi provenienti da altri terminali europei (Spagna e Olanda), ha ricevuto GNL da 10 Paesi diversi (Algeria, Camerun, Egitto, Guinea Equatoriale, Nigeria, Norvegia, Perù, Qatar, Trinidad & Tobago, Stati Uniti).

In relazione agli assetti azionari, si segnala che la Commissione europea ha di recente autorizzato la vendita al fondo australiano First State, per circa 400 milioni di euro, del 48,24 per cento della tedesca Uniper, che aveva avviato il processo di vendita a febbraio 2017.

Per quanto riguarda il **processo di decarbonizzazione**, anche questa fonte di energia ha già in corso investimenti dedicati e accordi di filiera. Fra i 5,7 miliardi di euro previsti complessivamente nel Piano Snam 2018 – 2022, fra le varie attività sulle infrastrutture 200 milioni in particolare sono dedicati al **biometano** e alla **mobilità sostenibile**².

A tale proposito, ad aprile di quest'anno è stato siglato un accordo di cooperazione³ per riunire la filiera del biometano: agricoltori, raffinatori, società distributrici e industria automobilistica.

Infine di recente, ad aprile 2019, Snam ha avviato in Italia la **prima sperimentazione**⁴ europea di immissione in rete di una **miscela di idrogeno al 5 per cento in volume e gas naturale**. Se l'attuale domanda di gas fosse sostituita al 5 per cento da idrogeno (per 3,5 miliardi di metri cubi), si stima che ci sarebbero minori emissioni di 2,5 milioni di tonnellate di CO₂, corrispondenti al totale delle emissioni di tutte le auto di una città come Roma, o della metà delle auto di una Regione della dimensione della Campania.

¹ Il Terminale, di proprietà Iren (49,07 per cento), Uniper Global Commodities (48,24 per cento) e Golar LNG (2,69 per cento), è entrato in funzione a fine 2013 dopo un iter autorizzativo di 11 anni, rimanendo poi inutilizzato fino al riconoscimento di infrastruttura strategica.

² Nel piano strategico 2018-2022, Snam ha previsto 50 milioni di investimenti per realizzare quattro piccoli impianti per la produzione di GNL o bioGNL (biometano liquido ottenuto da rifiuti e scarti agricoli) e altri 150 milioni per costruire infrastrutture di produzione di biometano e nuove stazioni di rifornimento di C-LNG (gas naturale compresso e liquefatto).

³ L'accordo per la promozione del biometano nei trasporti è stato siglato da CIB (Consorzio Italiano Biogas), Confagricoltura, Eni, Fpt Industrial, CNH Industrial, New HollandAgriculture e Snam.

⁴ Tale sperimentazione sarà in corso per circa un mese a Contursi Terme (Salerno) con fornitura diretta a due imprese industriali.

IL PETROLIO IN ITALIA

La produzione nazionale di idrocarburi

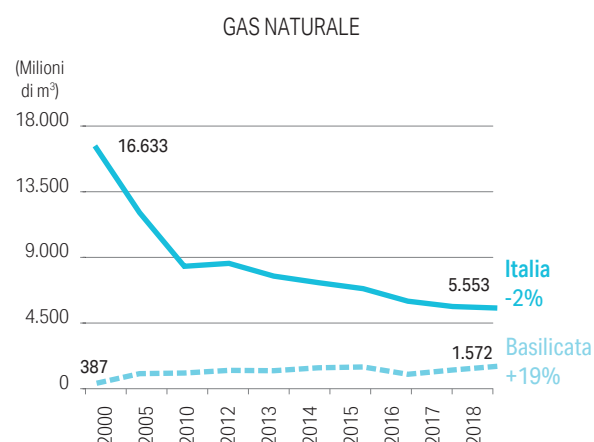
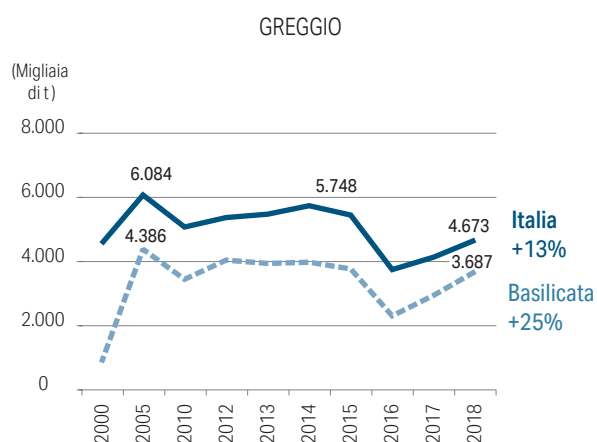
Il 2018 è stato un anno di ulteriore recupero per la **produzione nazionale di idrocarburi** che dopo il +2,2 per cento del 2017 è cresciuta del 5,3 per cento, tornando a 9,1 Mtep, rispetto agli 8,5 Mtep a cui era crollata nel 2016.

Il progresso è stato determinato sostanzialmente dalla produzione di **greggio**, pari a 4,7 milioni di tonnellate, che rispetto ai 4,1 dell'anno precedente ha rilevato un incremento del 13,2 per cento. Ha continuato invece a contrarsi la produzione di **gas naturale**, che si è attestata a circa 5,5 miliardi di metri cubi (-1,6 per cento).

Attualmente, la **produzione nazionale di greggio rappresenta circa l'8 per cento del totale dei consumi**, mentre quella di **gas contribuisce al 7,5 per cento**. Complessivamente, al momento, sono attivi 760 pozzi eroganti, 311 a mare e 449 a terra.

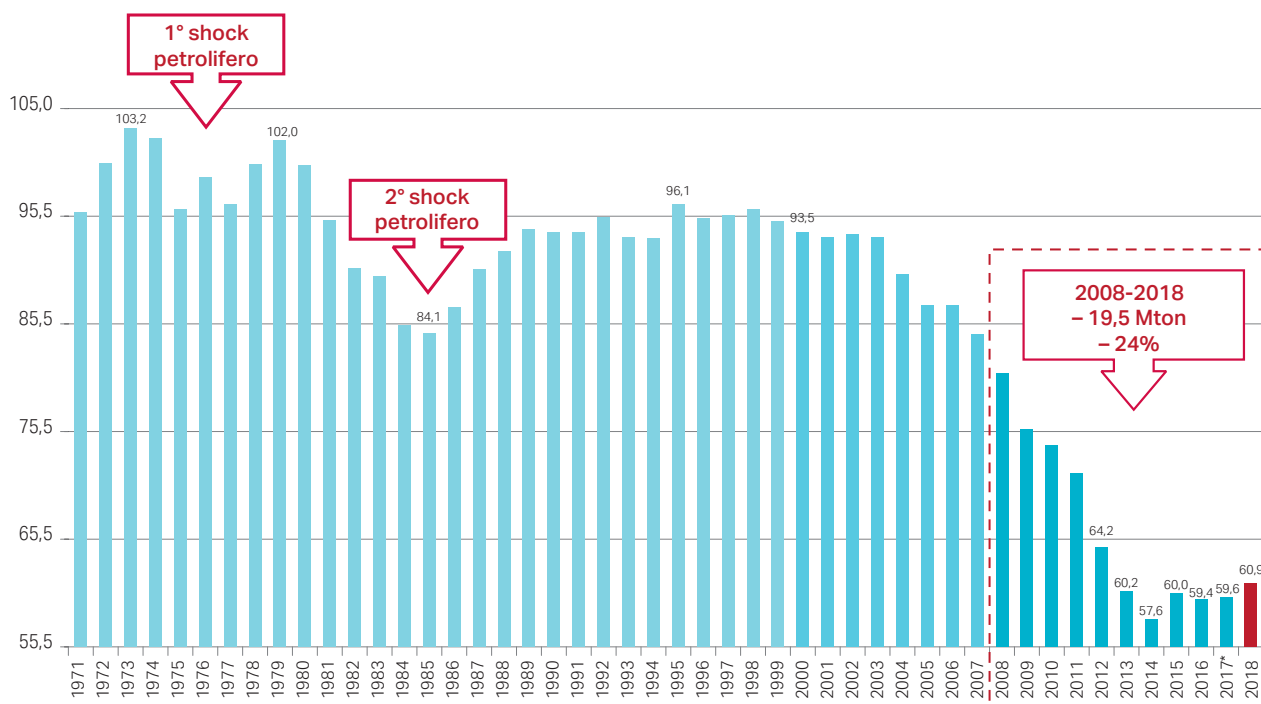
Nel 2018 dai pozzi *offshore* sono stati estratti circa 3,4 miliardi di

ITALIA Produzione nazionale di idrocarburi



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

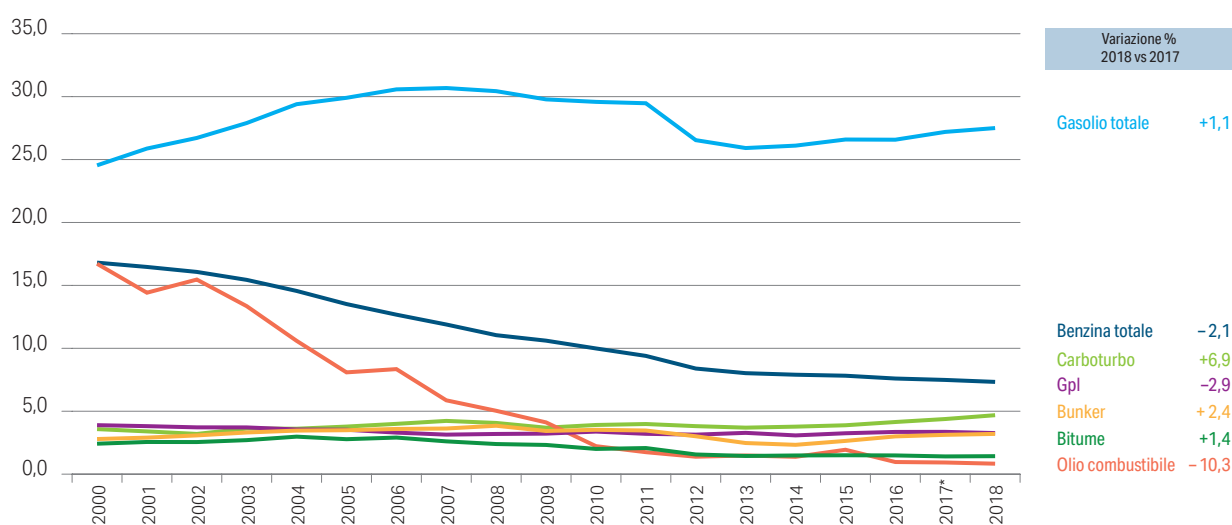
ITALIA Consumi di prodotti petroliferi (Milioni di tonnellate)



* Stimato da Unione Petrolifera a parità di campione con il 2018.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA Evoluzione dei consumi dei principali prodotti (Milioni di tonnellate)



* Stimato da Unione Petrolifera a parità di campione con il 2018.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

metri cubi di gas naturale, pari al 61 per cento della produzione nazionale, e 542.600 tonnellate di greggio, pari al 12 per cento circa della produzione nazionale.

Il miglioramento del dato nazionale è stato trainato dalla **Basilicata**, che si conferma la **Regione protagonista del contesto produttivo italiano**: con 3,7 milioni di tonnellate (+25 per cento) ha contribuito per il 79 per cento alla produzione complessiva di **greggio** e a più del 28 per cento di quella di **gas naturale** (circa 1,6 miliardi di metri cubi; +19,2 per cento).

La produzione nazionale di greggio e di gas naturale ha consentito un **risparmio di oltre 3,1 miliardi di euro** sulla fattura energetica nazionale. Dal 2000, in termini reali, il risparmio cumulato per la produzione nazionale di idrocarburi è stato pari a circa 82,1 miliardi di euro.

Nel 2018 il progressivo ritorno della produzione nazionale di idrocarburi ad un livello stabile e le prospettive legate all'inizio delle attività nel giacimento di Tempa Rossa hanno determinato le possibilità di una ripresa degli investimenti, ancorché solo per i progetti contraddistinti da titoli esistenti.

Il contributo fornito dalla **rielaborazione dei dati sismici sullo stato del potenziale di idrocarburi disponibile in Italia**, ha infatti portato ad una loro decisa rivalutazione. Ciò è vero in particolare per il **gas naturale**, non solo di suo ruolo di garanzia e di sicurezza nel processo di transizione energetica in atto, ma per la necessità di diversificare il più possibile il suo approvvigionamento.

Questo clima di rinnovata fiducia è stato però minato da alcune iniziative legislative ed amministrative sviluppatesi durante l'anno.

In uno studio coordinato da Confindustria Energia sulle infrastrutture energetiche¹, le maggiori compagnie petrolifere e di stoccaggio operanti nel nostro Paese hanno previsto un investimento per il periodo 2018-2030 di circa 13 miliardi di euro e un impegno economico complessivo di circa 18 miliardi su progetti già definiti per il mantenimento della produzione domestica.

Solo Eni aveva annunciato, nel triennio 2018-2020, un investimento complessivo di 2 miliardi di euro per il mantenimento degli asset produttivi nell'*offshore* del Mar Adriatico, dove le rivalutazioni dei dati sismici disponibili avevano consentito di stimare una produzione di gas naturale pari a circa 4 miliardi di metri cubi l'anno, un miliardo in più rispetto alla produzione attuale.

¹ Confindustria Energia, "Infrastrutture energetiche, ambiente e territorio", novembre 2018.

ITALIA La domanda di prodotti petroliferi
 (Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2015	2016	2017 ⁽¹⁾	2018	Variazione % ⁽¹⁾ 2018 vs 2017
GPL	3,9	3,5	3,4	3,3	3,4	3,4	3,3	-2,9%
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	—	—	—
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	7,8	7,6	7,5	7,3	-2,1%
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	7,8	7,6	7,5	7,3	-2,1%
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,9	4,1	4,4	4,7	6,9%
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	23,2	23,2	23,8	24,1	1,2%
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,2	1,1	1,0	1,0	-1,7%
Gasolio agricolo	2,2	2,2	2,0	1,9	2,0	2,1	2,1	2,7%
Gasolio altri usi	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	-8,0%
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	26,6	26,6	27,2	27,5	1,1%
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,6	0,3	0,4	0,3	-28,5%
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	1,3	0,6	0,5	0,6	3,0%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,9	0,9	0,9	0,8	-10,3%
– di cui O.C. Btz fluido	10,7	6,4	1,4	0,7	0,6	0,5	0,5	-2,6%
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4%
Altri prodotti ⁽²⁾	6,5	4,7	3,6	2,4	2,2	2,1	2,2	5,7%
Petrolchimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	3,4	3,6	3,4	4,3	25,8%
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	2,6	3,0	3,1	3,2	2,4%
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	53,4	52,9	53,4	54,7	2,5%
Consumi/perdite di raffinaria	9,1	10,0	9,4	6,3	6,2	6,0	6,0	0,1%
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	-34,0%
TOTALE CONSUMI	93,5	86,7	73,7	60,0	59,4	59,6	60,9	2,1%

⁽¹⁾ Stima UP a parità di campione con il 2018.

⁽¹⁾ Calcolate sulle migliaia di tonnellate.

⁽²⁾ Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Benzina senza piombo	euro/litro	1,444	1,527	1,603	0,989	1,004	1,018	0,455	0,523	0,585
Gasolio auto	euro/litro	1,283	1,383	1,490	0,849	0,867	0,886	0,434	0,516	0,604
GPL auto	euro/litro	0,563	0,633	0,674	0,249	0,261	0,269	0,314	0,372	0,405
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,094	1,182	1,260	0,601	0,616	0,630	0,493	0,566	0,630
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,334	0,420	0,489	0,062	0,070	0,076	0,272	0,350	0,413

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

La produzione del giacimento lucano Tempa Rossa - un potenziale giornaliero di circa 50.000 barili di petrolio, 230.000 metri cubi di gas naturale e 240 tonnellate di GPL - sarebbe dovuta partire a fine 2018. L'iter burocratico tuttavia ne sta ritardando l'esecuzione, in particolare dopo la diffida del 4 settembre 2018 da parte della Regione Basilicata, che ha portato allo stop delle prove di estrazione e di funzionamento del Centro olio di Corleto Perticara.

A livello legislativo, inoltre, tra la fine del 2018 e l'inizio di quest'anno, si è assistito all'introduzione di una serie di misure che mirano a ridurre il contributo dell'upstream domestico al panorama energetico nazionale.

Il Decreto Legge Semplificazioni, convertito con la Legge n. 12 dell'11 febbraio 2019, contiene misure che determinano incertezza sul futuro di tali attività in Italia. **La possibile riduzione degli investimenti è stata stimata in 6 miliardi di euro, con un potenziale calo di 300 milioni l'anno per quanto concerne gli introiti per le casse dello Stato.** Il settore ad oggi contribuisce infatti complessivamente per circa **800 milioni di euro all'anno tra royalties, canoni e fiscalità.**

La moratoria delle attività metterebbe a rischio anche la tenuta sociale di una filiera che vanta circa 20.000 addetti tra operatori diretti delle compagnie, delle società di servizi e dell'indotto indiretto, e che, soltanto in Emilia-Romagna, registra più di diecimila lavoratori riconducibili all'industria *upstream*.

La transizione verso un'economia decarbonizzata non deve far pensare a una fine imminente delle fonti fossili, il cui ruolo sarà ancora fondamentale nei prossimi decenni.

Il rischio è che un progressivo blocco alla produzione nazionale debba essere pesantemente compensato da un ulteriore aumento delle importazioni di idrocarburi (la dipendenza energetica italiana dall'estero è di oltre il 70 per cento; quella di idrocarburi supera il 90 per cento).

Lo *switch* tra produzione domestica e maggiore importazione avrebbe un impatto significativo anche a livello ambientale. Per importare, ad esempio, il gas dall'estero è necessario bruciarne una percentuale importante per comprimerlo e trasportarlo, con il conseguente aumento delle emissioni in atmosfera del 25 per cento circa per metro cubo portato, rispetto al gas prodotto in Italia.

FOCUS

NUOVA METODOLOGIA DI RILEVAZIONE DEI CONSUMI MENSILI
DEL QUESTIONARIO DEL PETROLIO DEL MISE

Nel 2018 il Ministero dello Sviluppo Economico - MiSE ha adottato una modifica metodologica importante in relazione alle rilevazioni statistiche ufficiali nazionali del mercato petrolifero italiano.

A partire dall'inizio dell'anno ha infatti **ampliato il perimetro dei denunciati, chiamati a compilare la modulistica del Questionario del Petrolio**, in conseguenza delle molteplicità di nuovi operatori presenti nel mercato petrolifero che, rimanendovi solo per brevi periodi (in genere 12-18 mesi), non entravano a far parte del campione rilevato data la loro transitorietà.

La modifica metodologica ha consentito di raccogliere anche i volumi di prodotto immessi in mercato che prima sfuggivano alle maglie della rilevazione, strutturata per un mercato meno petrolifero polverizzato e dinamico rispetto al passato più stabile.

L'allargamento del perimetro dei denunciati è avvenuto in due fasi (ad inizio anno e ad aprile 2018) **ed ora comprende anche operatori titolari di depositi che immettono in consumi prodotti intra-comunitari destinati a non denunciati, fino al 2017 non contemplati, e che sono stati invece ricompresi insieme ad altri operatori minori.**

L'individuazione dei nuovi operatori è stata resa fattibile

grazie al confronto con la rilevazione annuale dei depositi che il Ministero utilizza annualmente per il calcolo delle scorte e l'aggiornamento dei denunciati.

Per salvaguardare e rafforzare l'autorevolezza di una rilevazione dei consumi petroliferi, così importante per gli operatori del settore, è necessario aumentare la tracciabilità e la trasparenza dei flussi dei prodotti petroliferi che vengono immessi al mercato: le molteplici normative che nel corso del 2018 sono entrate a regime dovrebbero aiutare questo processo.

Il confronto fra i dati del 2018, in cui il campione è stato ampliato, con i dati ufficiali dei consumi petroliferi 2017, riferiti ad un campione più ristretto possono determinare **variazioni anomale.**

Per cercare di ridurre questa carenza di congruità nei confronti fra i due anni, che potrebbe pregiudicare un'analisi corretta dei trend di mercato, **Unione Petrolifera** ha effettuato pertanto una **stima del 2017 a parità di campione, con una ricostruzione mensile dei consumi di benzina e gasolio motori (anche col dettaglio rete)**, sulla base dei dati annuali forniti dal MiSE relativi alle immissioni in consumo ai fini scorte. A tali valori stimati fanno riferimento i commenti sui dati contenuti nella presente relazione Annuale.

I consumi di prodotti petroliferi

Dopo aver toccato il minimo storico nel 2014 (57,6 Mton) e il rimbalzo del 2015 in cui erano tornati a 60 milioni di tonnellate (+4,1 per cento pari a 2,4 milioni di tonnellate in più), i **consumi di prodotti petroliferi** hanno oscillato attorno a tale valore negli anni successivi e nel **2018** hanno rilevato un incremento del + 2,1 per cento (con 2017 a campione omogeneo¹), arrivando a 60,9 milioni di tonnellate. Circa 1,3 milioni di tonnellate in più rispetto al 2017 sono conseguenti principalmente al forte incremento della **carica petrolchimica netta**, dei **gasoli**, del **carboturbo** e dei **bunker**.

In particolare, la **dinamica dei vari prodotti** è stata la seguente:

- i consumi di **benzine** (circa 7,3 milioni di tonnellate) hanno proseguito il trend in contrazione (**-2,1 per cento**) già in atto in passato (-1,5 per cento nel 2017 e -2,9 per cento nel 2016);
- la domanda di **gasolio autotrazione** (24,1 milioni di tonnellate) **è aumentata dell'1,2 per cento**, mentre risulta in calo il gasolio utilizzato negli altri usi (-8,0 per cento);
- il consumo di **gasolio riscaldamento** è risultato in flessione dell'1,7 per cento, mentre il **gasolio per uso agricolo** è salito del 2,7 per cento;
- la domanda complessiva di **gasoli** si è attestata quindi sulle 27,5 milioni di tonnellate (+305 mila tonnellate, +1,1 per cento).

Andamenti positivi si segnalano inoltre per:

- il **fabbisogno petrolchimico** (+887 mila tonnellate +25,8 per cento), **gli altri prodotti** (+ 7,6 per cento), il **carboturbo** (+300 mila tonnellate +6,9 per cento), i **bunkeraggi** (+75 mila tonnellate +2,4 per cento), **bitumi** (+1,4 per cento).

Sono risultati in diminuzione:

- il **GPL**, che nel complesso ha registrato un calo dello 2,9 per cento, con il settore autotrazione che ha visto una diminuzione del 3,2 per cento;
- continua, anzi si rafforza, la diminuzione della domanda di **olio combustibile** (-10,3 per cento rispetto al 2017);
- i **lubrificanti** (-1,6 per cento) e restano invariati i **consumi** e le **perdite di raffineria**.

¹ Secondo i dati provvisori, la variazione dei dati ufficiali misurata in Mtep (tonnellate equivalenti petrolio) è invece del +1,5 per cento, considerando anche il diverso potere calorifico di ciascun prodotto. Sulla variazione in tonnellate verso il 2017 vedi Focus "Nuova metodologia di rilevazione dei consumi mensili del Questionario del Petrolio del MiSE".

ITALIA L'approvvigionamento petrolifero
 (Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	53,8	62,5	60,9	66,3	62,1
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	53,8	62,5	60,9	66,3	62,1
– di cui conto committente estero	11,6	3,2	6,6	4,0	6,4	—	—	—	—	—
Importazione di semilavorati	12,1	8,6	6,6	5,9	6,9	5,9	6,1	6,2	3,7	3,2
Importazioni di prodotti finiti ⁽¹⁾	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	12,5	13,0	15,5	16,0	17,0

⁽²⁾ Dall'anno 1999 e fino al 2004 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo) e Coke di Petrolio.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA Le provenienze del greggio

	Milioni di tonnellate								Peso percentuale							
	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	17,3	23,3	27,6	23,5	35,9	36,6	34,5	33,0	27,7	38,2	41,6	37,9
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	5,4	5,8	6,1	7,2								
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	0,0	2,4	9,3	6,0								
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	11,6	12,0	8,6	9,2								
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	18,1	13,3	11,9	14,1	54,1	38,5	34,2	31,3	28,9	21,8	18,0	22,8
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	3,9	3,1	5,1	6,3								
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,3	1,0	1,3	1,6								
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	2,7	1,5	1,0	1,3								
Angola		0,1	0,2	0,6	2,8	1,5	0,9	1,0								
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	1,9	1,5	1,7	2,3								
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	24,6	20,5	22,6	20,4	8,3	19,2	27,4	33,0	39,4	33,7	34,0	32,8
– di cui: Russia	n.d.	13,9	18,4	11,9	8,2	6,4	6,5	5,7								
Azerbaijan	n.d.	1,8	2,9	11,0	11,2	8,9	12,4	11,8								
AMERICA	0,5	0,5	0,1	0,3	1,6	1,8	2,8	2,5	0,7	0,6	0,2	0,4	2,6	3,0	4,3	4,0
EUROPA MARE DEL NORD	0,6	4,3	3,3	1,9	0,9	2,0	1,4	1,6	0,8	5,1	3,7	2,4	1,4	3,3	2,1	2,5
Altre provenienze	0,2	—	—	—	—	—	—	—	0,2	—	—	—	—	—	—	—
TOTALE	74,7	83,7	89,3	78,6	62,5	60,9	66,3	62,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
– di cui da Area Opec	55,5	55,0	56,1	43,7	27,2	30,3	37,5	35,3	74,3	65,7	62,8	55,6	43,5	49,8	56,5	56,9

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I prezzi dei prodotti petroliferi

Nel 2018 i prezzi dei prodotti petroliferi, dopo il rialzo del 2017, sono cresciuti ancora seguendo gli aumenti delle quotazioni del greggio e tornando ai livelli del 2015.

Le quotazioni internazionali dei prodotti, espresse in dollari, **hanno infatti rilevato mediamente un aumento:** rispetto ai valori del 2017, le **benzine** hanno subito un rincaro medio di quasi il 20 per cento (circa 111 dollari a tonnellata), **mentre il gasolio auto** è rincarato del 29 per cento (circa 145 dollari a tonnellata).

Le quotazioni, a parte la discesa nel periodo finale del 2018, hanno mantenuto un andamento rialzista per tutto l'anno, raggiungendo il picco massimo ad ottobre.

In linea con l'andamento delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi Ue, i **prezzi industriali** (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti, espressi come valori medi dell'anno 2018, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali** rispetto all'anno precedente:

benzina senza piombo +11,8 per cento

gasolio autotrazione +17,0 per cento

gasolio riscaldamento +11,4 per cento

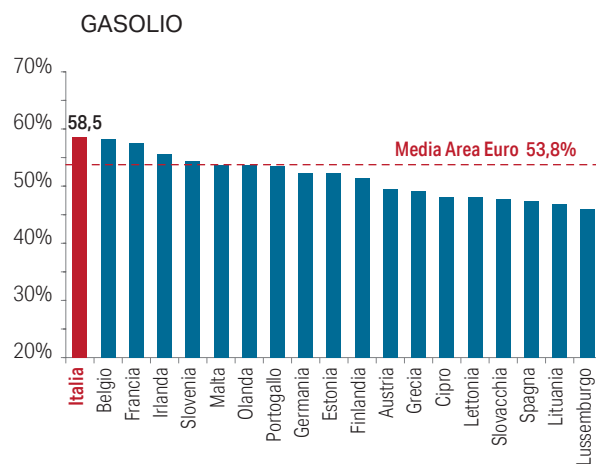
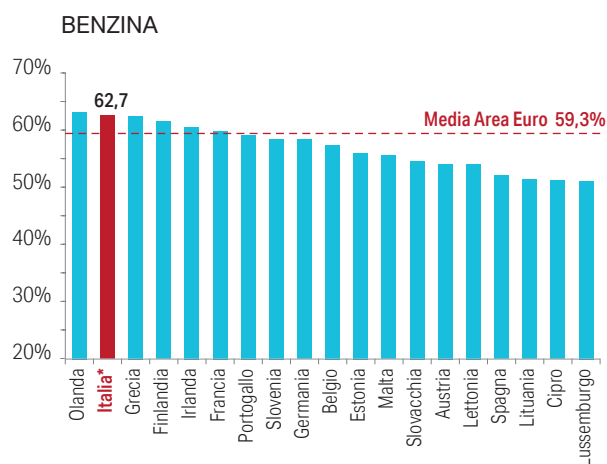
olio combustibile Btz +17,9 per cento.

I **prezzi medi al consumo** nel 2018, hanno seguito il trend al rialzo delle quotazioni internazionali portando la **benzina a 1,603 euro/litro** e il **gasolio auto a 1,490 euro/litro**.

Gli aumenti, rispettivamente del 4,9 per cento per la benzina e del 7,7 per cento per il gasolio, sono stati percentualmente meno significativi, data la loro consistente componente fiscale: **complessivamente imposte e accise hanno rappresentato il 63,5 per cento del prezzo finale della benzina e il 59,5 per cento del prezzo finale del gasolio.**

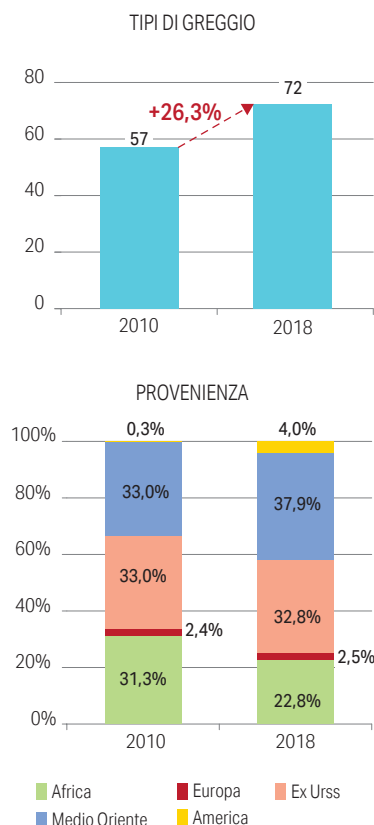
Rispetto al valore del 2017, pari a 1,004 euro/litro, la **componente fiscale** sulla benzina è arrivata a 1,018 (+1,4 per cento), mentre quella sul gasolio auto è passata da 0,867 a 0,886 euro/litro (+2,2 per cento), in conseguenza del rincaro delle quotazioni dei prezzi industriali, che ha fatto salire l'entità dell'IVA.

AREA EURO Incidenza fiscale sul prezzo al consumo dei carburanti
(Peso percentuale della componente fiscale sul prezzo di ogni litro a fine maggio 2019)



(*) Incidenza fiscale calcolata escludendo le accise regionali (IRBA) applicate da alcune Regioni in aggiunta all'accisa ordinaria.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

ITALIA Tipi e provenienza dei greggi importati

Fonte: Unione Petrolifera

Le importazioni e le esportazioni

Nel 2018 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a 62,1 milioni di tonnellate, in calo del 6,5 per cento rispetto all'anno precedente, e più basse di circa 24 milioni rispetto al picco del 2007. Anche nel 2018 non ci sono state importazioni di petrolio per conto di "committenti esteri".

In riferimento ai Paesi di provenienza, l'**Azerbaijan** è rimasto anche nel 2018 il **primo fornitore di greggio del Paese con 11,8 milioni di tonnellate** (-4,8 per cento). Il resto del "podio" è occupato dall'**Iraq**, con **9,2 milioni di tonnellate**, con una crescita dei volumi del **+7,6 per cento**, seguito dall'Arabia Saudita (7,2 milioni di tonnellate e una variazione del +19,5 per cento).

Anche nel 2018 hanno continuato a crescere i flussi di greggio provenienti dalla **Libia**, arrivati a **6,3 milioni di tonnellate** (+22,5 per cento), ancora lontani dai 25,8 milioni di tonnellate del 2007, quando il greggio libico soddisfaceva il 30 per cento delle importazioni italiane.

Sebbene in calo del 14,8 per cento, l'area del **Medio Oriente** arriva a coprire il 37,9 per cento delle importazioni, confermandosi la principale area delle nostre importazioni.

In calo risulta la quota di greggio proveniente **dall'area ex-URSS**, che ha **garantito nel complesso il 33 per cento** delle importazioni in Italia, pari a circa 20,4 milioni di tonnellate (-9,8 per cento).

Infine rispetto al 2010, quando le provenienze dalle tre aree (Africa, ex URSS e Medio Oriente) erano assolutamente bilanciate (circa 33 per cento ciascuna), le **turbolenze geopolitiche continuano a ridurre il peso dell'Africa**, ora pari a circa il 23 per cento (anche se attualmente in lieve ripresa).

È diminuito il numero dei Paesi da cui importiamo greggio (25 nel 2018 rispetto ai 27 del 2017) ed i primi tre esportatori verso l'Italia (Azerbaijan, Iraq e Arabia Saudita) forniscono il 45 per cento circa del greggio importato.

Sono infine risultate in **crescita le importazioni dei prodotti finiti** (pari a poco più di 17 milioni di tonnellate, +6,7 per cento), mentre diminuiscono quelle di **semilavorati esteri** (pari a 3,2 milioni di tonnellate, -14,7 per cento).

In **brusco calo le esportazioni** di greggio, semilavorati e prodotti finiti, pari a quasi 30 milioni di tonnellate con una variazione pari al -7,0 per cento rispetto ai valori record del 2017.

IL DOWNSTREAM ITALIANO

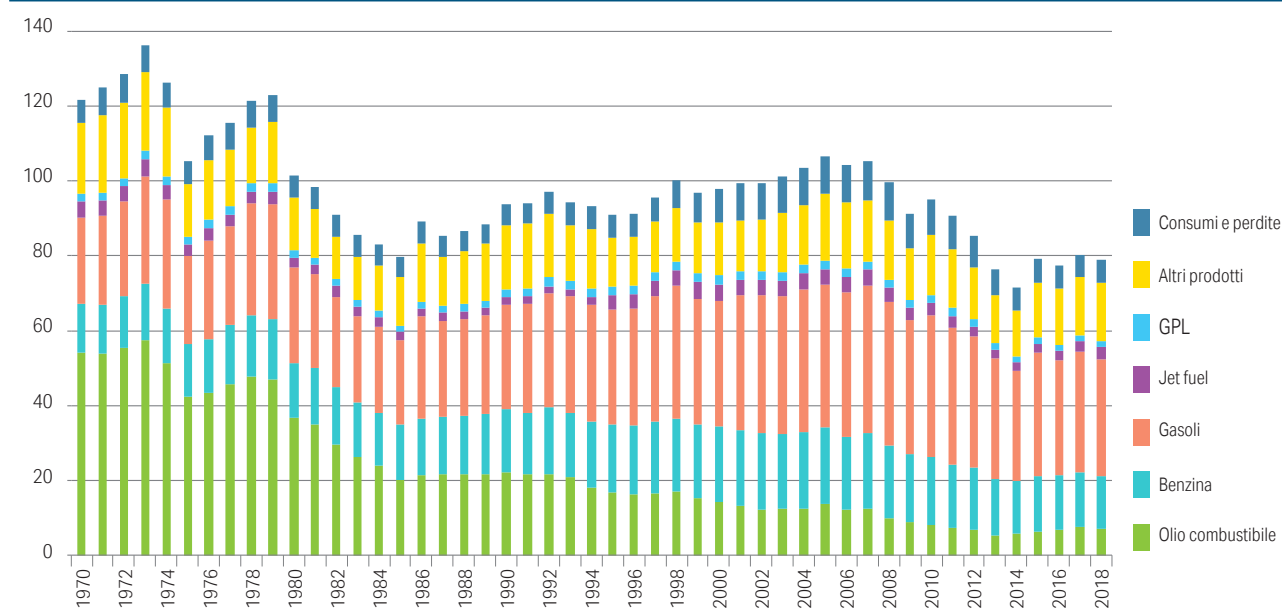
La capacità di raffinazione nel 2018

La capacità di raffinazione italiana, dopo aver subito un periodo di significativa *overcapacity* che ha portato ad una fase di forte razionalizzazione e chiusura degli impianti¹, in particolare fra il 2009 e il 2015, nel 2018 è risultata stabile e pari a 87,2 milioni di tonnellate.

Le lavorazioni complessive sono invece scese a 71,6 milioni di tonnellate (-2,6 per cento) con un conseguente peggioramento **del tasso di utilizzo degli impianti ridottosi all'82 per cento, rispetto all'84 per cento del 2017**, che diminuirebbe ulteriormente al 70 per cento se venisse rapportato ai soli consumi interni.

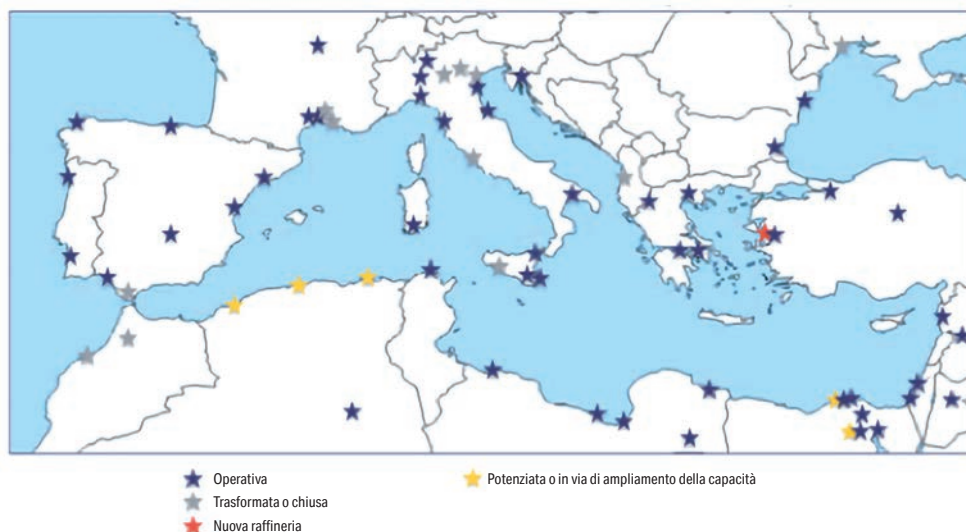
¹ Dal 2010 ad oggi, la contrazione è stata di circa 20 milioni di tonnellate (-18 per cento).

ITALIA Evoluzione della produzione delle raffinerie (Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera

MEDITERRANEO L'attuale industria della raffinazione



Fonte: Alphonker, Weekly Newsletter, Volume 2019, Issue 10, 8 marzo 2019

ITALIA L'attività delle raffinerie
(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	72,8	71,1	73,5	71,6
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,8	3,1	3,4	4,3
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	61,9	61,8	66,3	62,8
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,1	6,2	3,8	4,5
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	6,3	6,4	6,8	7,3
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	79,1	77,5	80,3	78,9
– di cui conto committenti esteri	6,7	3,9	6,9	–	–	–	–
Capacità di raffinazione⁽¹⁾	100,2	100,2	106,6	87,5	87,2	87,2	87,2
% di utilizzazione ⁽²⁾	94%	100%	85%	83%	82%	84%	82%

⁽¹⁾ Capacità supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica, al 1° gennaio.

⁽²⁾ Riferita al totale lavorazioni, esclusi altri semilavorati, additivi, biocarburanti e ossigenati.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Nonostante la riduzione delle capacità degli impianti, permane comunque una situazione di *overcapacity* per il sistema di raffinazione italiano.

Le lavorazioni di greggio, che rappresentano il 94 per cento del totale, pari a 67,1 milioni di tonnellate, hanno registrato un calo del -3,7 per cento, mentre quelle dei semilavorati esteri sono aumentate del 16,9 per cento.

Sebbene superiori al minimo storico del 2014 (65,6 milioni di tonnellate), le lavorazioni, pari a 71,6 milioni, risultano più basse di oltre 29 milioni rispetto al 2005, quando gli impianti lavoravano a pieno regime.

La **capacità di desolforazione del sistema di raffinazione**, cioè la capacità di produrre le qualità di carburanti richieste date le specifiche sul tenore di zolfo, si stima pari a 40.860 milioni di tonnellate, analoga a quella dello scorso anno ed è più bassa del 17 per cento rispetto al picco del 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione**, nel 2018 hanno rilevato una contrazione più o meno ampia fra le diverse aree e le diverse tipologie di impianti, per la difficoltà di trasferire sui prezzi finali dei prodotti gli aumenti delle quotazioni dei greggi, in crescita nei primi dieci mesi dell'anno¹, a causa del rallentamento della domanda dei prodotti e della pressione competitiva dei mercati internazionali.

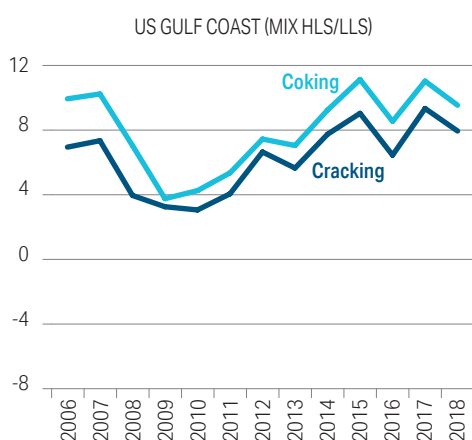
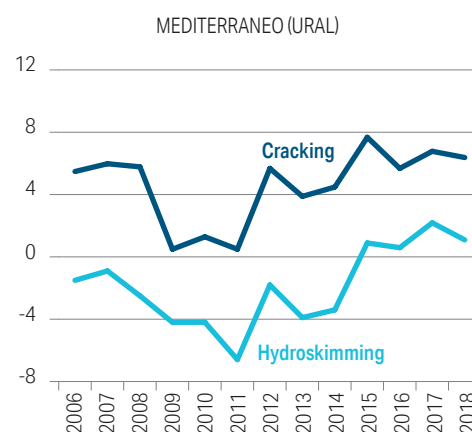
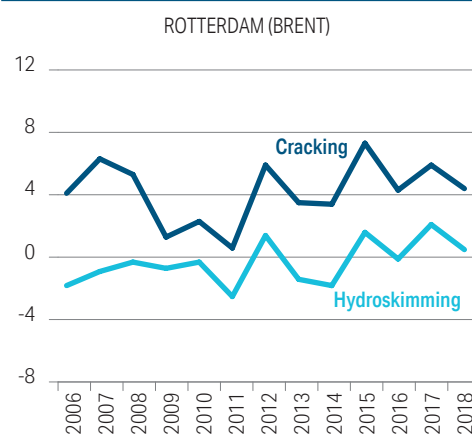
In Europa rispetto alla media del 2017 per le lavorazioni **cracking**, i **margini per il Brent sono passati da 5,9 a 4,4 dollari** al barile (-26 per cento), mentre per le lavorazioni **Ural da 6,8 a 6,4 dollari** al barile (-6 per cento).

Gli investimenti complessivi del settore petrolifero effettuati nel 2018 sono stati oltre 1 miliardo e 200 milioni di euro; nella raffinazione sono stati circa 950 milioni di euro, di cui il 55 per cento destinato all'ammodernamento degli impianti, al mantenimento degli standard di sicurezza ed affidabilità, all'adeguamento alla normativa IMO sui bunker, nonché al miglioramento dell'efficienza energetica e ambientale.

Il sistema di raffinazione nazionale si trova in un contesto difficile, schiacciato dall'introduzione illegale di prodotti finiti, una normativa ambientale e una sicurezza molto più stringenti, rispetto ai *competitors* internazionali. Si sta profilando una nuova sfida, con l'entrata nel mercato di una nuova ondata di capacità di raffinazione soprattutto

NORD EUROPA/MEDITERRANEO/AREA DEL GOLFO (USA)

Il margine incrementale derivante dalla lavorazione di un barile di greggio
(Dollari a barile)



Fonte: AIE, 2018

¹ Per il Brent ad ottobre è stato trovato il picco di 85 dollari/barile, il massimo degli ultimi 4 anni.

in Asia e Medio Oriente con impatto sugli asset delle aree meno competitive soprattutto in America Latina e Africa, ma anche in Europa. Proprio in questi giorni, per la prima volta sarebbero in arrivo delle importazioni di gasolio auto anche della PetroChina¹.

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

A un anno dall'approvazione della "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" (Legge n. 124/2017), il **24 agosto 2018** è scaduto il termine entro cui i titolari di autorizzazione/concessione avevano

¹ Secondo il Platts PetroChina ha spedito in Italia una nave da 100mila dwt (tonnellate lorde) di gasolio auto. E' la prima volta che PetroChina esporta un carico di gasolio di dimensioni LR2 (Large Range) caricato da due raffinerie vicine. L'aumento delle esportazioni è diventato una necessità per PetroChina in conseguenza della concorrenza sul mercato domestico cinese per l'entrata in produzione di due complessi petroliferi integrati.

EUROPA La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2018

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service ⁽¹⁾	Erogato medio complessivo ⁽²⁾
Austria	2.670	100	2.542
Belgio	3.109	n.d.	n.d.
Danimarca	2.005	100	1.827
Francia	11.194	100	3.912
Finlandia	1.857	100	2.165
Germania	14.502	n.d.	3.460
Grecia	6.143	7	790
Irlanda	1.789	n.d.	1.785
Italia	21.000	83	1.367
Olanda	4.121	100	2.052
Polonia	6.803	100	3.150
Portogallo	3.018	60	1.815
Regno Unito	8.476	99	4.075
Repubblica Ceca	3.940	100	1.652
Spagna	11.188	76	2.339
Svizzera	3.424	98	11.496
Ungheria	1.950	100	2.301

⁽¹⁾ Comprende gli impianti con le diverse tipologie di self service (pre pay o post pay) e gli impianti completamente automatizzati (cd automat o "ghost").

⁽²⁾ Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

Fonte: Indagine NOIA (National Oil Industries Association) condotta da Unione Petrolifera

l'obbligo di iscrivere i propri impianti stradali e autostradali all'apposita **Anagrafe informatica** e, contestualmente, di autocertificarne la compatibilità o incompatibilità rispetto alle casistiche previste dall'articolo 1, commi 112-113, della Legge n. 124/2017 relative alla sicurezza stradale.

Stando alle prime indicazioni, per quanto riguarda l'adeguamento o la chiusura dei punti vendita incompatibili, la "Legge Concorrenza" ha portato a risultati inferiori alle aspettative (meno di 600 punti vendita incompatibili su una rete di circa 22.500 impianti). Gli auspici benefici relativi alla razionalizzazione della rete italiana, ancora sovradimensionata rispetto al resto d'Europa¹, non si sono verificati, al punto da invitare a nuove riflessioni su possibili ulteriori interventi legislativi che possano rendere la distribuzione dei carburanti nel no-

¹ Al 1° gennaio 2019 i punti vendita di distribuzione carburanti attivi multiprodotto sono stimati in 20.800, con una riduzione degli impianti che espongono i marchi delle maggiori aziende petrolifere e un leggero incremento degli altri operatori.

ITALIA Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 1° gennaio 2018 per Regione

	Totale Rete Punti Vendita ^(*)	di cui: autostradali	di cui: con Gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.302	60	1.296	174
Valle d'Aosta	54	5	54	3
Liguria	401	29	400	15
Lombardia	2.261	56	2.259	215
Trentino	280	9	280	29
Friuli Venezia Giulia	394	6	394	37
Veneto	1.069	35	1.069	177
Emilia Romagna	1.191	36	1.189	165
Toscana	1.207	27	1.205	178
Umbria	327	4	326	49
Marche	544	10	542	60
Lazio	1.592	37	1.587	212
Molise	110	3	110	14
Abruzzo	420	17	420	51
Campania	1.153	31	1.151	69
Puglia	1.091	11	1.089	143
Basilicata	172	2	171	21
Calabria	646	14	646	54
Sicilia	1.300	21	1.300	68
Sardegna	544	-	544	36
TOTALE CAMPIONE	16.058	413	16.032	1.770

^(*) Dati riferiti agli impianti eroganti del campione UP comprendente ENI, Esso, IES, IP Gruppo API, Lukoil, Q8, Tamoil e Totalerg. La complessiva rete punti vendita a fine 2017 è stimata in 21.000 pp.vv.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Regioni con impianti di carburanti con marchio GDO⁽¹⁾

	Auchan	Carrefour	Conad	Coop	Iperstation	Simply	Altri - marchi	Totale
Valle d'Aosta	–	1	–	–	–	–	–	1
Piemonte	3	9	6	4	–	–	2	24
Liguria	–	–	1	2	–	–	–	3
Lombardia	11	7	–	5	8	4	8	43
Veneto	3	2	–	1	2	1	1	10
Friuli Venezia Giulia	–	1	3	–	–	–	–	4
Emilia Romagna	–	–	7	17	1	–	–	25
Toscana	–	2	8	1	–	–	–	11
Marche	2	1	–	1	–	3	–	7
Umbria	–	–	4	1	–	–	–	5
Lazio	1	2	1	–	–	–	–	4
Abruzzo	2	–	2	–	–	–	–	4
Molise	–	–	1	–	–	–	–	1
Campania	1	–	4	–	–	–	–	5
Basilicata	–	–	1	–	–	–	–	1
Puglia	2	–	–	6	–	–	–	8
Calabria	–	–	1	–	–	–	–	1
Sicilia	–	–	–	–	–	–	–	0
Sardegna	1	1	2	–	–	–	–	4
Totale	26	26	41	38	11	8	11	161

⁽¹⁾ GDO – Grande Distribuzione Organizzata.

N.B. Sono inclusi i cosiddetti “co-branding”, con marchi in condivisione.

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate ad aprile 2019

ITALIA L'evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione

(Numero di impianti in esercizio a fine anno)

	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2019*	di cui Autostrade
Piemonte	23	30	43	54	60	75	78	85	89	3
Valle d'Aosta	–	–	–	1	1	1	1	1	1	–
Liguria	7	7	7	7	7	7	10	11	11	–
Lombardia	42	53	64	101	123	141	160	185	190	10
Trentino - Alto Adige	4	10	10	11	15	16	18	22	21	1
Friuli Venezia Giulia	4	4	3	3	3	4	4	8	8	–
Veneto	72	79	91	112	123	134	144	166	169	4
Emilia - Romagna	85	95	114	135	154	180	196	220	227	10
Marche	53	65	72	74	80	88	98	109	112	2
Toscana	57	61	67	78	85	98	110	134	138	3
Umbria	18	20	23	24	26	31	34	40	43	–
Lazio	19	29	31	41	46	48	56	63	65	7
Abruzzo	13	15	16	17	20	23	27	31	32	–
Molise	3	3	3	3	3	3	4	5	5	–
Puglia	28	35	39	46	50	62	66	75	79	1
Campania	27	40	43	48	53	65	77	92	99	3
Basilicata	4	3	5	6	7	8	9	10	10	–
Calabria	3	3	6	6	7	9	10	13	13	–
Sardegna	Non è servita dalla rete del metano									
Sicilia	10	14	17	20	21	28	32	46	49	2
ITALIA	472	566	654	787	884	1.021	1.134	1.316	1.361	46

^(*) Dati riferiti al 30 aprile 2019.

Fonte: Federmetano

stro Paese più sicura e qualitativamente più apprezzabile.

A tale riguardo, l'istituzione dell'Anagrafe informatica presso il Ministero dello Sviluppo Economico, che ha permesso alle Amministrazioni interessate (Stato, Regioni, Comuni e Agenzia delle Dogane) di avere, secondo il proprio ambito geografico di competenza, una panoramica completa della consistenza numerica della rete, appare uno strumento prezioso. Pertanto è molto importante l'attività che il Ministero dello Sviluppo Economico sta svolgendo per rendere tale strumento di rilevazione dinamico nel tempo.

Una rete sicura ed efficiente, che opera nel pieno rispetto della legalità, è essenziale non solo per motivi di competitività ed efficienza economica, ma anche per permettere di ampliare l'offerta di servizi all'automobilista e promuovere la diffusione dei carburanti alternativi, che necessitano di ingenti investimenti infrastrutturali e, dunque, di punti vendita idonei.

Su tale ultimo aspetto, sta avendo grande impatto il recepimento della "Direttiva DAFI¹" (Decreto Legislativo n. 257/2016). Nell'ultimo anno, in seguito all'approvazione delle Linee guida approvate dalla Conferenza delle Regioni e delle Province Autonome nell'aprile 2017, **tredici Regioni e Province Autonome hanno attuato**, all'interno del loro ordinamento, le disposizioni del **Decreto Legislativo n. 257/2016, permettendo la concreta applicazione degli obblighi previsti in materia di sviluppo del metano**, in forma liquida e gassosa, e delle infrastrutture di ricarica elettrica, sia sui nuovi impianti che sulla rete esistente.

Inoltre, le Regioni, al fine di fare chiarezza su un tema complesso quale quello dell'obbligo di erogazione di più carburanti, in particolare quelli alternativi, hanno recepito nel loro ordinamento il Decreto del **MISE dell'8 marzo 2018** che ha individuato, in attuazione della "Legge concorrenza²", gli ostacoli tecnici e gli oneri economici che

ITALIA Attuazione Direttiva DAFI*

Recepimento Regioni dell'art. 18 del Decreto Legislativo n. 257/2016
(e delle Linee guida del 6 aprile 2017)



* Situazione aggiornata al 9 aprile 2019.

Fonte: Unione Petrolifera

¹ Direttiva DAFI (Deployment of Alternative Fuels Infrastructure) 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di infrastrutture per i combustibili alternativi, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 10 del 13 gennaio 2017.

² Legge n. 124 del 4 agosto 2017.

FOCUS

VALUTAZIONI PRELIMINARI SULLA DIRETTIVA PER LA REALIZZAZIONE
DI UN'INFRASTRUTTURA PER I COMBUSTIBILI ALTERNATIVI (2014/94/EU)

*Documento UP inviato alla Commissione Europea il 20 marzo 2019 in occasione
della consultazione pubblica preliminare sulla Direttiva DAFI*

LA DAFI IN ITALIA

Il **downstream petrolifero** svolge un ruolo centrale per lo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione dei carburanti alternativi per i trasporti e, grazie al suo alto grado di specializzazione nei processi produttivi, nonché per il forte impegno in termini di ricerca e sviluppo, può contribuire attivamente al perseguimento dell'obiettivo di una mobilità sempre più sostenibile.

Nello specifico, la Direttiva DAFI è stata recepita a livello nazionale con il Decreto Legislativo n. 257/2016 e ha riguardato sia lo sviluppo della logistica che della distribuzione dei **carburanti alternativi** tra cui i biocarburanti, il gas naturale, in forma liquida e gassosa, il GPL e l'elettrico, su tutto il territorio nazionale, con particolare attenzione alle zone più inquinate.

Per quanto riguarda la distribuzione dei carburanti alternativi, un ruolo fondamentale è stato svolto dalle Regioni che hanno recepito nel loro ordinamento le indicazioni del Decreto Legislativo, rendendone ancora più efficace l'attuazione.

Anche alla luce del nuovo quadro normativo di riferimento, gli operatori hanno avviato una serie di investimenti per dotare l'Italia delle infrastrutture di raffinazione, stoccaggio e distribuzione di biocarburanti nonché di infrastrutture per la distribuzione di metano, sia in forma liquida che gassosa, di GPL e di ricarica elettrica.

In particolare, per quanto riguarda i biocarburanti, il settore si è impegnato nella riconversione di 2 delle 13 raffinerie italiane in **bio-raffinerie**, con una notevole produzione di biocarburanti innovativi (circa 1 milione di tonnellate all'anno). Prodotti che consentiranno di concorrere al processo di decarbonizzazione incrementando sensibilmente la quota di rinnovabili nei trasporti.

Tali bio-raffinerie rappresentano un importante passo verso l'**economia circolare**, in quanto sono in grado di utilizzare rifiuti quali *feed-stock* per la produzione di bio-carburanti. Per agevolare tale processo è necessario il recepimento della normativa comunitaria in essere,

attraverso normative nazionali che semplifichino la gestione della materia.

La DAFI, inoltre, ha il merito di aver consentito la valorizzazione della filiera nazionale del gas attraverso un ulteriore potenziamento delle sue infrastrutture. In particolare, per quanto riguarda il GNL, ci sono 10 depositi *small scale* in progettazione o costruzione nel territorio italiano e più di 35 distributori attivi, con altri 20 in fase di avvio.

In Italia sono presenti complessivamente circa 1.300 impianti di distribuzione carburanti a metano e più di 4.000 a GPL, ponendo il Paese tra i primi a livello europeo per la diffusione dei carburanti alternativi. Avviata, inoltre, la crescita del numero di colonnine di ricarica elettrica disponibili.

In tale quadro, segnaliamo che alcune Aziende, associate a Unione Petrolifera, si sono attivate per anticipare i tempi di attuazione della Direttiva DAFI, attraverso l'ammodernamento dei propri punti vendita con l'erogazione di metano, in forma liquida o gassosa, di GPL e di ricarica elettrica veloce.

IL FUTURO

Dati gli ingenti investimenti necessari alla diffusione dei carburanti alternativi, è essenziale mantenere un indirizzo stabile e coerente, sia a livello comunitario che nazionale, e promuovere lo sviluppo delle diverse tecnologie per un trasporto sempre più sostenibile.

Nell'ambito di un'eventuale futura revisione della Direttiva, è fondamentale mantenere un approccio tecnologicamente neutrale, che favorisca lo sviluppo di tutti i carburanti alternativi e permetta di valorizzare le **infrastrutture e le filiere nazionali**, promuovendo la loro evoluzione, nonché rendendo sostenibili nuovi modelli di mobilità, dal punto di vista ambientale, sociale ed economico.

Il **downstream petrolifero**, grazie alla sua lunga esperienza nella ricerca, nello sviluppo e nella commercializzazione di prodotti energetici per il trasporto, si è attivato, avviando una profonda trasformazione del settore e ridisegnando sensibilmente l'attività delle raffinerie per

FOCUS

ITALIA Depositi small-scale GNL in progettazione/costruzione

Società / Ubicazione	Capacità prevista (m³)	Punti di carico			Iter autorizzativo
		Autoci-sterne	Ferro	Navi	
1. Venice LNG S.p.A. ⁽¹⁾ Porto Marghera	32.000	5		1	VIA in corso
2. PIR S.p.A. ⁽¹⁾ - Edison S.p.A. Ravenna	20.000	6		1	In costruzione
3. Livorno LNG Terminal S.p.A. ⁽¹⁾ - Livorno	9.000	2	2	1	(operatività attesa per il 2021)
4. Higas S.r.l. Oristano	9.000	2		1	Progetto presentato alla A.d.S.P. per richiesta conformità
5. IVI Petroli S.p.A. Oristano	9.000	2		1	In costruzione
6. Edison S.p.A. Oristano	9.000	4		1	(operatività attesa per il 2020)
7. ISGAS ENERGIT Multiutilities S.p.A. - Cagliari	22.000	2		1	VIA in corso
8. Consorzio industriale provinciale Sassari Porto Torres	10.000	1		1	Avvio iter autorizzativo in seguito a concessione della A.d.S.P.
9. A.d.S.P. Mar Tirreno Centrale ⁽²⁾ - Napoli	10.000-20.000				Prima ricezione di manifestazioni di interesse
10. A.d.S.P. Sicilia Orientale Augusta	3.000-15.000				Prima ricezione di manifestazioni di interesse

⁽¹⁾ Azienda associata ad UP o partecipata da azienda associata ad UP

⁽²⁾ Azienda associata ad UP partecipa alla manifestazione di interesse per l'area

la produzione di carburanti *low-carbon* o *carbon-free*. Prodotti che continueranno ad essere liquidi, data la loro densità energetica senza eguali, consentendo così di **utilizzare al meglio le attuali infrastrutture** logistiche

Immatricolazione mezzi pesanti a GNL

2016	2017	2018
47	302 (+540%)	699 (+131,5%)

Consumo GNL per autotrazione (Tonnellate)

	2016	2017	Var. %
GNL per l'erogazione di GNC	6.300	9.400	+49
Rifornimento di mezzi a GNL	4.000	9.000	+125
Totale	10.300	18.400	+79

e distributive nonché le tecnologie dei motori a combustione interna, sulle quali la filiera europea dell'automotive rappresenta un'eccellenza a livello globale.

A livello comunitario, in sede di valutazione degli impatti ambientali e di scelta degli strumenti di policy, ciascuna tecnologia andrà considerata nella sua interezza, sia dal punto di vista dei costi-benefici che dell'impatto ambientale totale (*Life Cycle Analysis*), senza penalizzare i combustibili liquidi più avanzati.

CONCLUSIONI

È indispensabile che venga promossa, nel tempo, **una strategia europea che non escluda alcuna tecnologia**, ma anzi promuova, sulla base della neutralità tecnologica, la ricerca per lo sviluppo di tutti i carburanti alternativi. In tale contesto, è indispensabile che i Paesi membri adottino politiche, anche territoriali, stabili e coerenti con gli indirizzi comunitari.

FOCUS

“CREATING THE STATION OF THE FUTURE” IL PROGETTO CRE8



Un esempio di come l'industria petrolifera intenda contribuire concretamente a decarbonizzare il settore dei trasporti, ci è offerto dal CRE8: **“Creating the station of the future”**, un progetto elaborato dalla Kuwait Petroleum Italia, la cui realizzazione è attesa per la fine del 2022.

Incluso nel Piano quinquennale della KPI, il CRE8 è divenuto anche una delle Azioni del Connecting Europe Facility, progetto globale europeo, che prevede la **realizzazione di nuove infrastrutture per i veicoli a carburanti alternativi, lungo la TEN-T Core Network, gli assi centrali della Rete Transeuropea dei Trasporti.**

Il **Progetto CRE8 intende realizzare 32 stazioni di servizio multi-prodotto**, attraverso l'installazione di 31 erogatori di CNG, 5 di LNG e 26 colonnine di ricarica

rapida per i veicoli stradali, **all'interno dei punti vendita esistenti della Compagnia.** Tali stazioni di servizio sono **collocate in Italia lungo 4 dei Corridoi TEN-T¹.**

Favorendo **la diffusione di carburanti alternativi** (Gas Naturale Liquefatto/Compresso - L/CNG ed Elettricità), il **CRE8 va a supportare un sistema di trasporti sostenibile ed efficiente e promuove la decarbonizzazione del trasporto stradale lungo gli assi centrali dei Corridoi TEN-T.** Per tale motivo l'Unione europea lo ha ritenuto idoneo a ricevere un finanziamento del 20%, pari a circa 3,1 milioni di euro, rispetto ad un budget complessivo sui 15,3 milioni di euro.

L'industria petrolifera si rende protagonista della sfida ambientale e già si sta muovendo per realizzare le stazioni di servizio del futuro, secondo la sua *Vision al 2050*: una imminente realtà anche per gli automobilisti italiani.

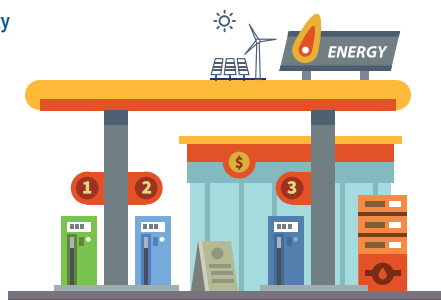
¹ I quattro dei nove Corridoi TEN-T che interessano l'Italia sono:

- il Corridoio Mediterraneo, che attraversa il Nord Italia da Ovest ad Est, congiungendo Torino, Milano, Verona, Venezia, Trieste, Bologna e Ravenna;
- il Corridoio Reno Alpi, che attraversa i valichi di Domodossola e Chiasso e giunge al porto di Genova;
- il Corridoio Baltico Adriatico, che collega l'Austria e la Slovenia ai porti del Nord Adriatico di Trieste, Venezia e Ravenna, passando per Udine, Padova e Bologna;
- il Corridoio Scandinavo-Mediterraneo, che parte dal valico del Brennero e collega Trento, Verona, Bologna, Firenze, Livorno e Roma con i principali centri urbani del sud come Napoli, Bari, Catanzaro, Messina e Palermo.

VISION 2050 Evoluzione delle stazioni di servizio

Additional products for mobility

- Alternative liquid fuels
- Power-to-liquid fuels
- CNG
- LNG
- H2
- Electricity



Additional services

- AdBlue®
- Collection of on-board CO₂ captured
- Hub for car-sharing
- Delivery point for online retailers

Fonte: FuelsEurope, “Vision 2050”.

un titolare può far valere al fine di ottenere la deroga dall'obbligo di installazione del carburante alternativo.

Un ulteriore passaggio per lo sviluppo dei carburanti alternativi e, in particolare, del metano è stata l'emanazione del **Decreto del Ministero dell'Interno del 12 marzo 2019**, recante modifiche al Decreto Ministeriale 24 maggio 2002 in materia di erogazione self-service non presidiata di metano, in attuazione dell'art. 18 del Decreto Legislativo n. 275/2016.

Il Decreto, pur rappresentando un passo avanti verso la liberalizzazione del **self service metano**, non prevede ancora un completo allineamento della nostra disciplina a quella degli altri Paesi europei.

Per quanto riguarda la normativa relativa alle **infrastrutture di ricarica elettrica** si segnala la Circolare dei Vigili del Fuoco 2/2018 recante *Linee Guida per l'installazione di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici*. Si tratta di prime utili indicazioni in quanto le norme di prevenzione incendi (Decreto del Presidente della Repubblica n. 151/2011) non prendono in considerazione i sistemi di ricarica elettrica all'interno degli impianti di distribuzione carburanti e rimandano ai Comandi locali dei Vigili del Fuoco la disamina delle interferenze che potrebbero sorgere tra le diverse attività soggette ai controlli di prevenzione incendi quale è quella della distribuzione dei carburanti, rischiando così di favorire un'applicazione disomogenea delle prescrizioni impartite, nonché un allungamento dei tempi.

Nel frattempo, la Commissione europea ha avviato i lavori per valutare l'opportunità di modificare la Direttiva DAFI, partendo da una consultazione pubblica per raccogliere le opinioni dei cittadini e degli stakeholder sull'implementazione della norma comunitaria all'interno dei Paesi membri.

Il settore ha partecipato alla consultazione, evidenziando i lavori avviati dalla filiera petrolifera per la diffusione delle infrastrutture di raffinazione, stoccaggio e distribuzione dei carburanti alternativi a basso impatto ambientale¹

In seguito alla soppressione della Cassa Conguaglio GPL, prevista dalla "Legge concorrenza" a partire dal 1° gennaio 2018, l'Organismo Centrale di Stoccaggio nazionale (OCSIT) ha avviato le sue funzioni e competenze per quanto concerne il **Fondo per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti**. Sul tema, il Decreto Ministeriale del 19 aprile 2013, come modificato, prevede che, entro e non oltre il 30 giugno 2019, i titolari dei punti vendita oggetto di chiusura nel triennio 2012-2014, presentino la documentazione

¹ Vedi Focus p.62 "Valutazioni preliminari sulle Direttive per la rilevazione di infrastrutture per i combustibili alternativi."

FOCUS

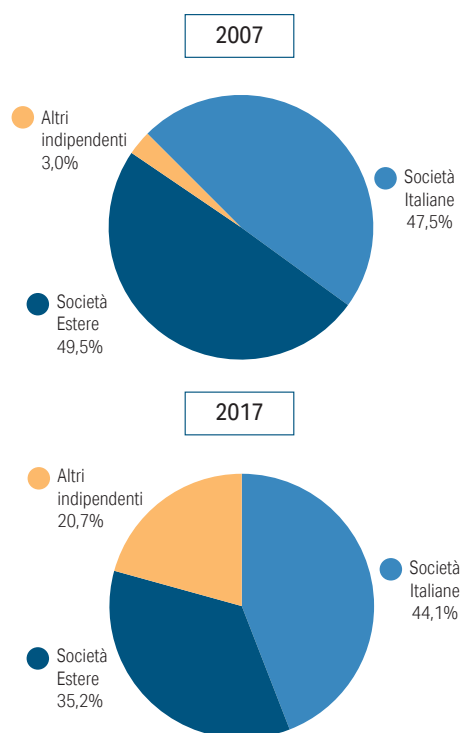
SELF SERVICE METANO: ASPETTI CRITICI DEL DECRETO DEL MINISTERO DELL'INTERNO DEL 12 MARZO 2019

Il testo, pur sancendo un passo in avanti nell'erogazione self-service non presidiata del metano, presenta alcune criticità applicative sia per gli operatori che per gli utenti. In particolare:

- **accesso al rifornimento:** gli utenti devono essere istruiti, o dal gestore dell'impianto o da un apposito *tutorial online*, in merito alle modalità di effettuazione del rifornimento e devono essere registrati in un'apposita banca dati informatica, che dovrà in futuro essere istituita presso il sito del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti;
- **pagamento del rifornimento:** gli utenti devono dichiarare di utilizzare personalmente per il pagamento uno strumento elettronico identificativo. Ciò non consente di pagare in contanti il rifornimento self-service.

Visti i contenuti del Decreto Ministeriale, si auspica un puntuale monitoraggio della sua applicazione per valutare se procedere ad eventuali integrazioni, in linea con i principi della Legge delega (art. 18 Decreto Legislativo n. 257/2018), orientati ad una revisione della normativa vigente sul metano, nell'ottica del suo sviluppo in linea con i parametri europei. Tutto ciò nel pieno rispetto della sicurezza del rifornimento self-service.

ITALIA Il ruolo dei diversi gruppi di operatori nella vendita rete di benzina e gasolio auto



completa per la liquidazione delle richieste di “Contributo ambientale per il ripristino dei luoghi”.

Infine, in seguito a un lungo confronto Unione Petrolifera ha firmato, il 12 dicembre 2018 presso il MiSE, con le principali Associazioni nazionali dei gestori, un “Accordo per la tipizzazione del contratto di commissione”, ai sensi dell’art. 28, comma 12, della Legge n. 111/2011, modificata dalla Legge n. 27/2012. L’Accordo è un risultato particolarmente significativo e rappresenta, per il settore, un ulteriore strumento per cogliere le nuove opportunità del mercato, offrendo un’architettura normativa innovativa, sia per la rete stradale che autostradale, che potrà poi essere declinata secondo le diverse esigenze tramite Accordi aziendali di secondo livello, ex art. 19, Legge n. 57/2001.

La logistica petrolifera

L’attività di rilevazione annuale delle capacità di stoccaggio esistenti e delle loro infrastrutture di ricezione e di spedizione, effettuata tramite la Piattaforma “PDC-Oil¹”, del Gestore dei Mercati Energetici (GME), è stata integrata, a partire dal 2018, dalla rilevazione della **capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali**, prevista, anch’essa all’art. 21 del Decreto Legislativo n. 249/2012 e disciplinata dalla Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2018, ai fini della Piattaforma di mercato per l’incontro della domanda e dell’offerta (P-Logistica). Al momento, la P-Logistica è applicata sperimentalmente e diverrà definitiva solo a seguito dell’emanazione di un Decreto da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, su proposta del GME. Per quanto riguarda i **porti** e la **logistica portuale**, si ricorda che in Campania e Calabria sono state istituite le prime **Zone Economiche Speciali** (ZES), disciplinate dalla Legge 123/2017

e dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 12 del 25 gennaio 2018. Le ZES hanno lo scopo di creare condizioni favorevoli allo sviluppo ed alla crescita delle imprese, attraverso **agevolazioni fiscali e amministrative**, nelle zone portuali, retro portuali e nelle piattaforme logistiche collegate, anche se non adiacenti territorialmente, che presentano un nesso economico funzionale. L’istituzione delle ZES è possibile nelle Regioni meno sviluppate (Pil pro capite inferiore al 75

ITALIA Il contributo dei maggiori operatori petroliferi nel 2017

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi ^(*)	Stima numero di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
Eni Div. R. & M.	28,5	4.310
Esso	12,9	2.454
KPI ^(*)	8,7	2.878
Tamoil	5,5	1.366
Saras	3,0	
IES	2,4	
Altri operatori	39,0	9.992
Totale mercato	100,0	21.000

(*) Dato riferito alle sole Società del Gruppo associate ad UP.

Fonte: Unione Petrolifera

¹ PDC-Oil - Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali.

per cento della media europea) e in transizione (Pil pro capite tra il 75 per cento e il 90 per cento della media europea), quali: Abruzzo, Basilicata, Campania, Calabria, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia.

Sempre per quanto riguarda i **porti**, il Ministero dell'Ambiente, il 14 dicembre 2018, ha emanato le *“Linee guida di riferimento per le Autorità di Sistema Portuale ai fini della **redazione dei Documenti di pianificazione energetica e ambientale**”*.

In base alla norma nazionale, la *“pianificazione del sistema portuale deve essere rispettosa dei criteri di sostenibilità energetica e ambientale, in coerenza con le politiche promosse dalle vigenti Direttive europee in materia”* (v. art. 4bis, comma 1, della Legge n. 84/1994). Le Linee guida potranno essere soggette a revisione triennale, al fine di garantirne la coerenza con l'evoluzione tecnologia e normativa.

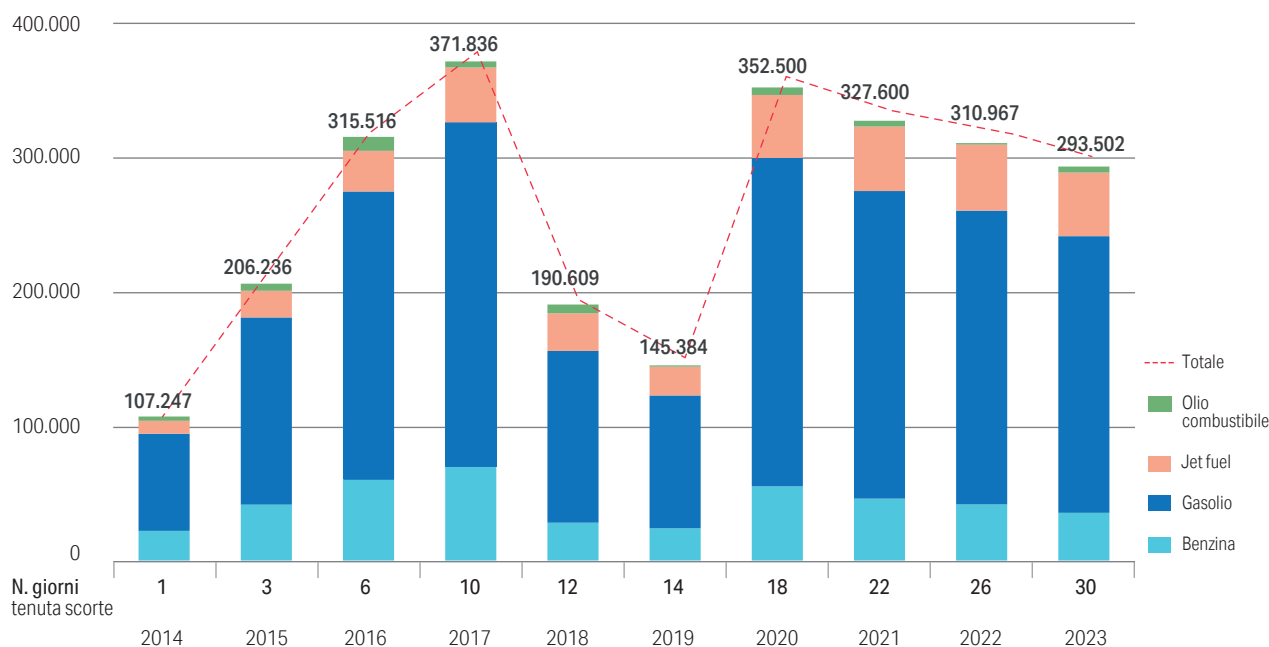
Fra gli obiettivi del documento hanno particolare rilevanza quelli relativi alla diffusione e allo sviluppo delle infrastrutture per l'alimentazione delle navi a GNL, ai fini dell'attuazione della Direttiva DAFI, e all'elettrificazione delle banchine. Specialmente per quanto riguarda la diffusione del GNL, la Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema Portuale (A.d.S.P.), insediatasi nel 2017, avrà un compito fondamentale nel coordinare e armonizzare, a livello nazionale, le scelte strategiche che attengono gli investimenti infrastrutturali, anche energetici, in ambito portuale.

Infine, l'**Autorità di Regolazione dei Trasporti** (ART) ha emanato la Delibera n. 57/2018 relativa all'accesso alle infrastrutture portuali. L'ART, concludendo il procedimento avviato nel 2017, a cui ha partecipato in fase di consultazione anche Unione Petrolifera, ha definito i primi principi e criteri volti a garantire un accesso equo e non discriminatorio alle infrastrutture portuali, escludendo dalla regolazione le concessioni di realizzazione e gestione di opere infrastrutturali.

In particolare, fra i principi enunciati nella Delibera assumono particolare rilievo i seguenti aspetti:

- l'individuazione preliminare di Aree e banchine portuali oggetto di concessione (comprese le infrastrutture essenziali) in base agli obiettivi da perseguire;
- la garanzia di riservare spazi operativi alle imprese non concessionarie;
- la definizione di procedure trasparenti per la partecipazione alle gare di concessione;
- la scomposizione dei canoni in componenti fisse e variabili, legate a meccanismi incentivanti disciplinati e resi pubblici dalle AdSP.

ITALIA Ipotesi di Piano Industriale OCSIT(*) (Tonnellate)



*Stima al 3 giugno 2019 su media consumi 2015/2018.

Fonte: Acquirente Unico, OCSIT

Scorte d'obbligo: evoluzione normativa e attuazione

L'OCSIT, che fa capo all'Acquirente Unico, ha proseguito il Piano industriale per la progressiva copertura dei 30 giorni di scorte specifiche in prodotti, arrivando a 12 giorni nel 2018 e 19 giorni nel 2019. Le scorte complessive sono quindi salite da 1.429.733 tep, nel 2018, a 1.603.933 tep nel 2019.

Per perseguire i fini istituzionali dell'OCSIT e finanziarne i crescenti obblighi di scorte petrolifere, nonché rimborsarne i fabbisogni finanziari, l'Acquirente Unico ha emesso un prestito obbligazionario di 500 milioni di euro, con scadenza a 7 anni, a un tasso di interesse annuale fisso pari al 2,8 per cento, interamente collocato presso investitori istituzionali italiani ed esteri. Al fine di consentire l'utilizzo di stoccaggi non utilizzati e favorire gli investimenti utili a partecipare alle gare, OCSIT ha elaborato nuove procedure di gara per l'approvvigionamento di capacità di stoccaggio e per l'acquisto/vendita dei prodotti petroliferi per il 2019, il 2020 e il 2021.

Le cosiddette "gare a termine", valide per benzine, gasoli e jet fuel, sono svolte sulla falsariga delle procedure online fino ad oggi adottate. Per quanto riguarda la revisione, a livello comunitario, della discipli-

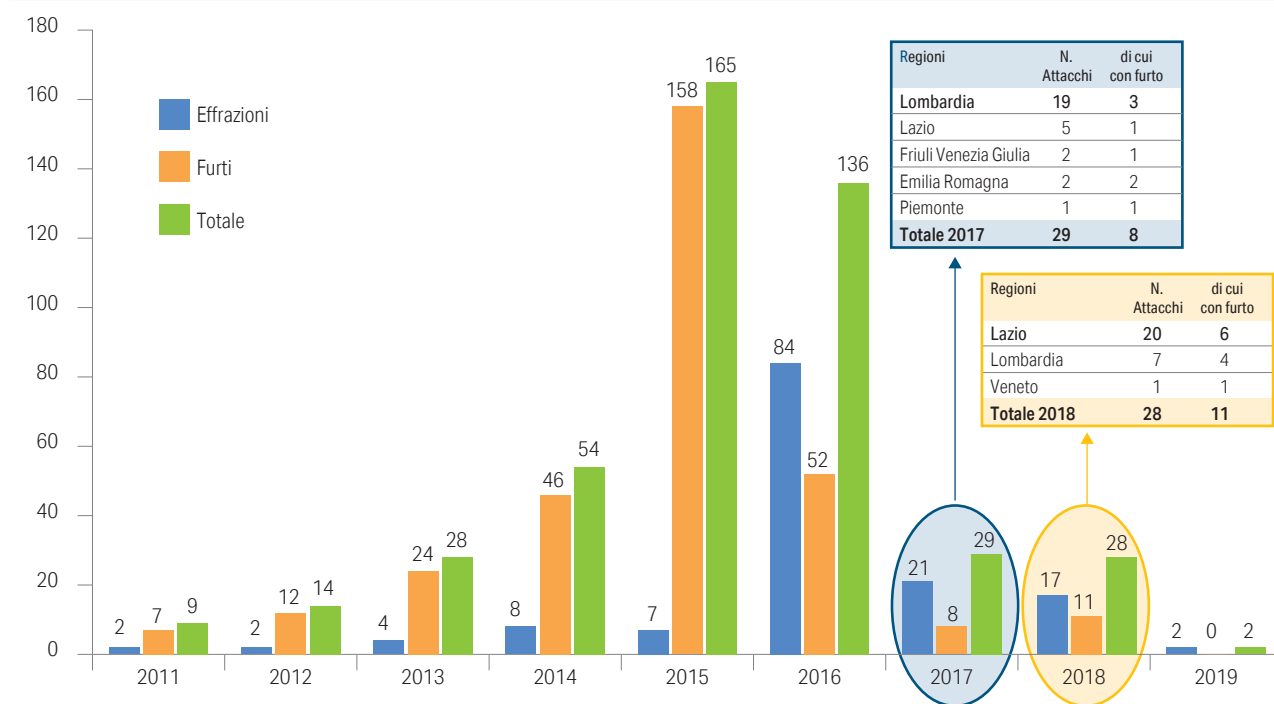
na delle scorte d'obbligo, la Commissione europea ha emanato la **Direttiva di esecuzione (UE) n. 1581 del 19 ottobre 2018** che ha modificato la Direttiva in materia (Direttiva 2009/119/CE), apportando alcuni cambiamenti in merito ai metodi di calcolo degli obblighi e posticipando l'inizio dell'obbligo annuale dal 1° aprile al 1° luglio, a partire dal 2020¹.

La sicurezza fisica (security) delle strutture petrolifere

Nel corso del 2018 il **fenomeno degli attacchi agli oleodotti** al fine di sottrarre prodotti finiti, si è mantenuto sugli stessi livelli del 2017, con un numero abbastanza contenuto (28 attacchi) rispetto al picco del 2015 (165 attacchi). Anche la ripartizione tra quelli andati a buon fine e le sole effrazioni resta in favore di quest'ultime. Dal punto di vista geografico, si è assistito ad una concentrazione degli attacchi soprattutto nel Lazio (Province di Roma e Latina), dove si sono avute importanti operazioni da parte delle Forze di Polizia. Si ricorda che i dati sugli attacchi sono aggiornati in tempo reale grazie al portale

¹ L'Italia è tenuta a modificare il Decreto Legislativo n. 249/2012 entro il prossimo 19 ottobre 2019 e ad applicare le nuove disposizioni a decorrere dal 1° gennaio 2020.

ITALIA Effrazioni agli oleodotti delle Associate UP



Fonte: Dati in tempo reale da portale UP SAO - Segnalazione attacchi oleodotti

FOCUS

IL RAPPORTO OSSIF 2018

OSSIF, il Centro di Ricerca dell'ABI sulla Sicurezza Anticrimine, ha avviato nel 2008, in collaborazione con il Servizio Analisi Criminale del Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, l'Osservatorio Intersectoriale sulla Criminalità Predatoria che ha l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dei fenomeni criminosi e condividere con i settori di attività economica più esposti informazioni, strategie e *best practice* per la prevenzione. Ad esso partecipano Poste Italiane e le Associazioni di categoria più sensibili al tema: Assovalorì, Confcommercio-Imprese per l'Italia, Federazione Italiana Tabaccai, Federdistribuzione, Federfarma e Unione Petrolifera.

Sulla base dei dati forniti dal **Servizio di Analisi Criminale del Ministero dell'Interno** relativi ai reati denunciati dalle Forze dell'Ordine all'Autorità giudiziaria, è emerso per il 2017 (ultimo anno disponibile) un **calo delle rapine (-7,2 per cento) e dei furti (-6 per cento)** rispetto al 2016:

- ✓ il numero di rapine denunciate è stato pari a 30.584. Prevengono, come di consueto, le rapine in pubblica via (55,3 per cento del totale), seguite dalle rapine negli esercizi commerciali (14,8 per cento) e dalle rapine in abitazione (7,5 per cento);
- ✓ il numero di furti denunciati è stato pari a 1.256.678. Prevengono i furti in abitazione (15,5 per cento), i furti su auto in sosta (12,8 per cento) e i furti con destrezza (12,6 per cento).

Con riferimento ai dati del **confronto intersectoriale¹**, per le **rapine il calo è stato registrato per tutti i settori**, ad eccezione dei **distributori di carburante** per cui si registra una lieve recrudescenza, anche se in assoluto si tratta di valori molto contenuti. Per i furti si segnala un calo per tutti i settori.

Per il fenomeno degli **attacchi a distributori automatici** (ATM, OPT e *vending machine*) si segnala una positiva inversione di tendenza per l'anno 2017, con livello di rischio dei distributori di carburante sempre superiore a quello di banche e uffici postali.

¹ Fonte: OSSIF su dati Ministero dell'Interno, Federfarma, Poste Italiane, Federazione Italiana Tabaccai, Federdistribuzione (dati campionari) e Unione Petrolifera (dati campionari).

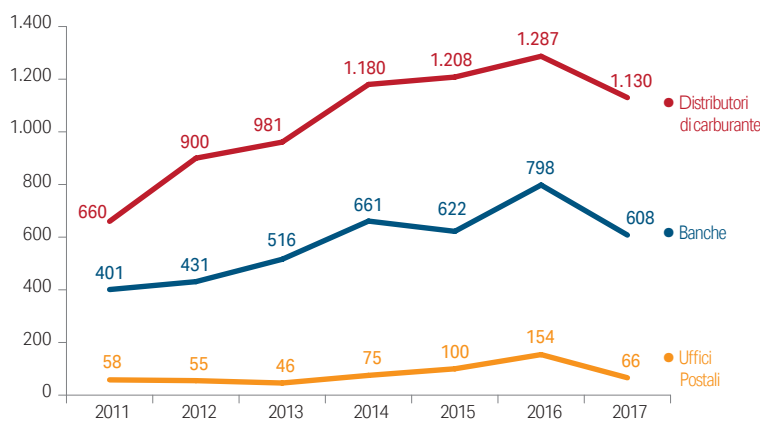
interno di cui si è dotata UP, riservato alle Associate proprietarie di oleodotti (SAO - Segnalazione attacchi oleodotti) che offre un servizio di *alert* geo referenziato in caso di nuovo attacco.

Nei primi mesi del 2019 si è invece assistito ad una sostanziale assenza di attacchi, grazie ad un'importante operazione investigativa che, nel caso del Lazio ha portato all'arresto di una vera e propria organizzazione criminale che aveva preso di mira il territorio romano. Questi risultati sono stati conseguiti anche grazie allo stretto coordinamento del settore con il Ministero dell'Interno (Direzione centrale di Polizia Criminale - Servizio di Analisi criminale), le Prefetture e le Forze dell'Ordine, a dimostrazione che una reazione coordinata e sinergica è in grado di contrastare anche fenomeni criminali complessi.

In continuità con tali iniziative di cooperazione e confronto, nel 2018 sono state organizzate tre giornate di formazione che hanno coinvolto le Prefetture di Milano (16 maggio), Roma e Latina (14 settembre) e di Mantova (15 novembre). Nel corso di queste giornate, i gestori di oleodotti hanno condiviso con le Forze di Polizia dei territori interessati dal passaggio di oleodotti, le informazioni in loro possesso sul *modus operandi* dei criminali e sull'evoluzione del fenomeno. Tale modello positivo di partenariato pubblico-privato sarà riproposto anche per quest'anno. È previsto infatti un nuovo corso presso la Prefettura di Pavia per il 4 giugno.

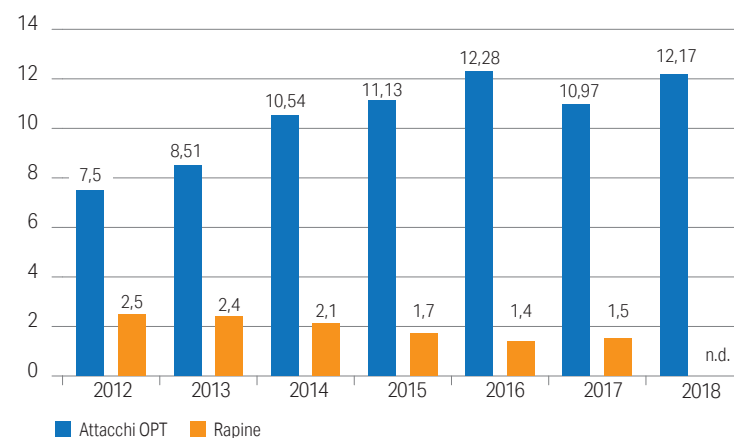
Per quanto riguarda invece la **rete di distribuzione carburanti**, nel 2017 si è assistito ad una inversione di tendenza per quanto riguarda gli attacchi ai terminali self-service, con un leggero rialzo però nel 2018. Ciò a dimostrazione, anche in questo caso, dell'efficacia delle azioni di prevenzione e contrasto messe in campo, come l'aumento del numero di presidi di sicurezza e l'attivazione di proficue collaborazioni con le Forze dell'Ordine dei territori maggiormente a rischio. Tale tendenza è stata confermata, più in generale, anche per gli ATM di

ITALIA Attacchi agli ATM/OPT per categoria fra il 2011 e il 2017.



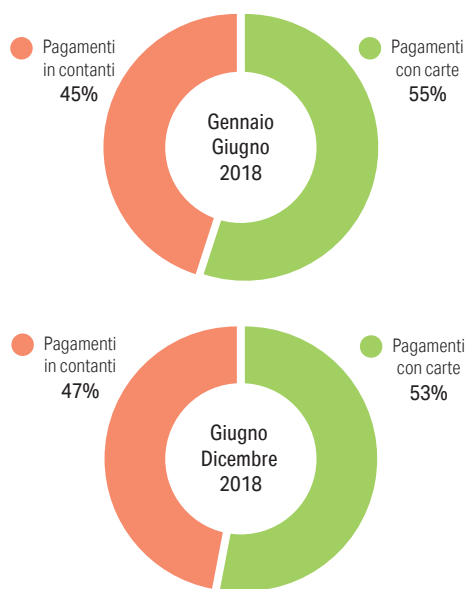
Fonte: OSSIF, Rapporto Intersettoriale sulla Criminalità Predatoria 2018.

ITALIA Attacchi ai punti vendita delle Associate UP Indice di rischio furti (OPT) e rapine ogni 100 impianti sulla rete sociale



Fonte: Survey UP 2018

ITALIA Pagamenti digitali sulla rete carburanti (prima e dopo la misura del credito di imposta). (Peso percentuale sui volumi venduti)



Fonte: Elaborazioni UP su dati delle Associate

banche e uffici postali. I dati 2018 vedono per il solo settore petrolifero un leggero rialzo dell'indice di rischio.

Su tale tema specifico UP ha lanciato un nuovo progetto "PV Sicuri" per portare il fenomeno della sicurezza della rete carburanti all'attenzione del Governo e delle Forze dell'Ordine. L'obiettivo è quello di rappresentare le dimensioni effettive del fenomeno e i rischi connessi rendendosi disponibili per mettere a disposizione non solo i dati e le informazioni in proprio possesso ma anche le proprie esperienze. UP intende individuare e condividere ulteriori proposte di intervento volte a ridurre in modo efficace il fenomeno, tenendo conto delle caratteristiche della rete di distribuzione e della pluralità di soggetti coinvolti.

Il progetto "Zero contanti"

A distanza di oltre un anno dal lancio da parte di Unione Petrolifera del progetto "Zero contanti", per la promozione della moneta elettronica sulla rete carburanti e la riduzione dell'uso del contante nei punti vendita carburanti, il bilancio si può dire positivo. Le misure di incentivazione, sia per il consumatore che per il gestore, per l'impiego della moneta elettronica, tra cui la misura di credito d'imposta per i gestori, hanno permesso di ridurre l'utilizzo del contante dal 60 per cento del 2016 al 53 per cento del 2018, che per le vendite di carburanti equivalgono a quasi 90 milioni di euro divenuti tracciabili.

Progetto che è stato rilanciato nel mese di aprile in collaborazione con Bancomat, per accelerare l'utilizzo delle tecnologie digitali presso i punti vendita, in linea con la strategia del Paese, tutelando la sicurezza sia di clienti ed esercenti.

FOCUS

INVESTIMENTI E ATTIVITÀ INDUSTRIALI

Nonostante le incertezze del contesto economico, cogliendo la sfida della transazione energetica e della tutela ambientale, le aziende *downstream* petrolifero nazionale stanno continuando ad investire per migliorare la sicurezza e l'innovazione di processo e di prodotto dei loro impianti, che restano strategici nel contesto nazionale ed europeo.

Per quanto riguarda le attività industriali si segnalano:

- nella **Raffineria di Augusta**, all'inizio di quest'anno la nuova società proprietaria dell'impianto, **Sonatrach Raffinazione Srl** sta investendo circa 100 milioni di euro per investimenti di manutenzione ordinaria e straordinaria, con il coinvolgimento di oltre 3 mila operai dell'indotto per circa 2 mesi, volti a mantenere e migliorare ulteriormente i già elevati standard di sicurezza, sostenibilità ambientale e produttività degli impianti della raffineria;
- nella **Saras** continua l'impegno per la riduzione di emissioni di gas serra e delle sostanze inquinanti,

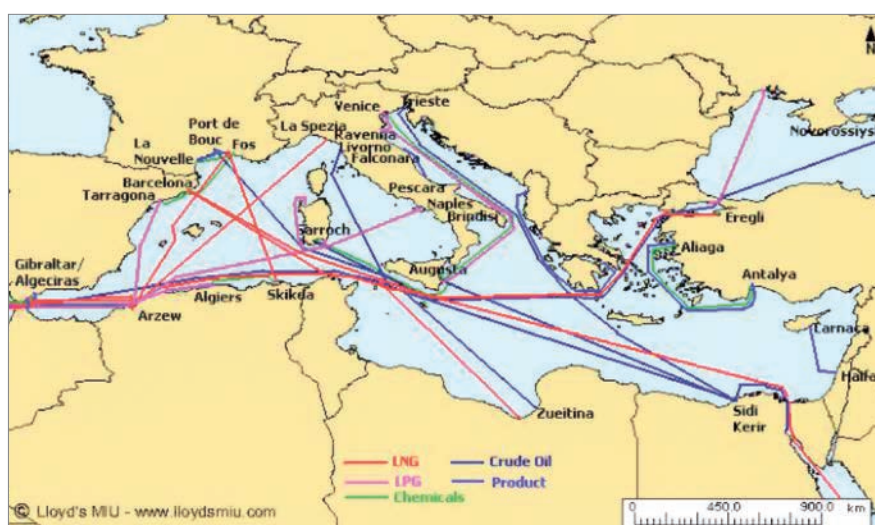
con un piano di investimenti a breve e medio termine, mirati a migliorare gli impianti e i processi, e a garantire un incremento delle performance non solo in termini di riduzione delle emissioni, ma anche sotto il profilo economico e di efficienza energetica.

Nel 2018 gli investimenti, destinati prevalentemente alla raffinazione, hanno mirato a migliorarne la capacità produttiva e ad ottimizzare i processi in ottica di efficientamento. In particolare è stata completata l'elettificazione dei *blower* FCC, il sistema di *oxygen-enrichment* e il sistema di recupero gas dalle torce impianti Nord.

Sono inoltre proseguiti gli interventi di adeguamento del Pontile Sud e del Movimento ¹ con le attività di sostituzione ed integrazione delle linee di carico e movimentazione di grezzi, per ampliare la flessibilità

¹ A maggio di quest'anno il piano, che prevede investimenti per oltre 80 milioni di euro, ha ottenuto la VIA positiva del Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministero dei Beni Culturali.

ITALIA Le principali rotte dei tanker nel Mediterraneo



Fonte: SARAS, FY 2018 and Q4 2018 results and Business Plan 2019 - 2022, 4 marzo, 2019

FOCUS

di stoccaggio e quelle relative alla produzione e movimentazione di bunker a basso tenore di zolfo¹.

Grazie alla configurazione dei suoi impianti ad alta conversione, della grande flessibilità nella tipologia di materie prime lavorabili, nonché alla posizione geografica, all'incrocio delle più trafficate rotte marittime mondiali, Saras, attraverso la consociata Saras Trading, ha richiesto le autorizzazioni per entrare direttamente nel commercio dei bunker marini e dotare l'area di Cagliari di un'infrastruttura adeguata a rifornire sia le navi che arrivano al porto, che quelle di passaggio.

Nel corso del 2018 sono proseguite le iniziative del programma **#digitalSaras ("Digital 4.0")**, con interventi finalizzati a migliorare l'operatività degli impianti, a renderne più efficiente la gestione e ad ottimizzare piani ed interventi manutentivi².

Inoltre, per incrementare la produzione di energia da

¹ Secondo la normativa IMO dal 1° gennaio 2020 il combustibile impiegato sulle navi, attualmente costituito essenzialmente da olio combustibile con tenore di zolfo a 3,50 per cento, dovrà ridurre obbligatoriamente il tenore di zolfo allo 0,50 per cento. Vedi capitolo sui bunker a pag. 111.

² In particolare si segnala il sistema di valutazione della vita residua del ciclo operativo dei gassificatori dell'impianto IGCC, che ha consentito di ottimizzare l'affidabilità di marcia dell'impianto e i programmi manutentivi.

fonti rinnovabili, a fine 2018 Sardeolica ha ottenuto l'autorizzazione per il progetto "Maistu", che consiste nell'espansione del parco eolico di Ulassai mediante l'installazione di ulteriori 9 turbine nei Comuni di Ulassai e Perdasdefogu, per una potenza incrementale di 30 MW, con investimenti per circa 23 milioni di euro. I lavori di costruzione sono iniziati il 14 gennaio 2019, con l'obiettivo di entrare in esercizio nel quarto trimestre 2019.

Infine, fra i progetti delle nostre Associate che nel 2018 sono stati selezionati per ricevere i fondi del bando *Connecting Europe Facilities* – CEF, una delle principali iniziative della Commissione europea per finanziare infrastrutture di trasporto e mobilità sostenibile, si segnalano:

- il CRE 8, "*Creating the station of the future*", proposto dalla Kuwait Petroleum³ e
- la realizzazione di un terminale di GNL a Porto Marghera "Venice LNG" da parte della Decal. La Commissione europea ha annunciato il cofinanziamento di 12,1 milioni di euro, che insieme ai 6,4 milioni del precedente bando, portano a 18,5 milioni il capitale finanziato.

³ Vedi Focus a pag. 64.

FOCUS

EVOLUZIONE ASSETTI DI MERCATO

Anche nel 2018 e nei primi mesi di quest'anno il mercato petrolifero del nostro Paese è stato oggetto di varie modifiche degli assetti proprietari e del consolidarsi della posizione dei nuovi attori entrati nel 2017, confermando di essere un settore produttivo vitale e di interesse anche sotto il profilo finanziario.

Fra gli altri eventi del 2018 si segnalano:

- ✓ la **Petrolifera Italo Rumena SpA – PIR**, con l'acquisizione del 50 per cento del capitale da Eni, è divenuta unico azionista di **Petra**. La società fu costituita pariteticamente da Eni e PIR nel 1992, ed iniziando le proprie attività a dicembre 1993 operò un'importante razionalizzazione della logistica petrolifera nel Porto di Ravenna. Sempre ad ottobre 2018 è stato approvato il progetto di fusione per incorporazione di PIR Petroli Srl nella controllata Petra (novembre 2018);
- ✓ la **Saras** Spa ha proceduto alla cessione di 95.100.000 azioni ordinarie, pari a circa il 10 per cento del capitale della Massimo Moratti SApA di Massimo Moratti e la MOBRO SpA, ad un gruppo di venditori istituzionali per incrementare la liquidità delle azioni di SARAS sul mercato, portando la partecipazione complessiva delle società Moratti al 40 per cento del capitale (settembre 2018);
- ✓ il gruppo **Viscolube**, operatore di riferimento nell'economia circolare italiana, ha acquisito le quote di maggioranza del "Centro Risorse Srl", detentrica di un impianto attivo nella gestione e valorizzazione dei rifiuti industriali a Motta di Livenza, in provincia di Treviso, e di altre quattro società che si occupano di impianti di trattamento di acque reflue, analisi chimiche, consulenze per l'ambiente e la sicurezza (luglio 2018);
- ✓ il perfezionamento dell'accordo tra la Esso Italiana e la compagnia di Stato algerina Sonatrach, con la cessione del ramo di azienda composto dalla Raffineria di Augusta, dai depositi di Augusta, Palermo e Napoli, e relativi oleodotti che sono stati trasfe-

riti alla società **Sonatrach Raffineria Italiana** Srl, interamente posseduta dalla Sonatrach (dicembre 2018).

Nei primi mesi del 2019 si segnalano inoltre:

- l'acquisizione da parte della **Decal**:
 - del 35 per cento della quota di San Marco Gas Petroli, della Venice LNG, società proponente del progetto per il deposito di GNL a Porto Marghera, divenendo così socio unico (luglio 2018);
 - del 10 per cento della società consortile **Hydrogen Park** da Confindustria Venezia Area Metropolitana di Venezia Rovigo, socio di maggioranza del consorzio per il distretto dell'idrogeno a Porto Marghera partecipato anche da Eni, Sapio, Berengo e Arkema (maggio 2019);
- la **Petraco Oil Co. Ltd**, società di trading petrolifero internazionale, costituita a Milano nel 1972, con sede a St. Peter Port nelle Channel Islands e con filiali a Lugano, Singapore e Mosca, che attualmente commercializza 350mila barili/giorno di greggi e prodotti petroliferi, ha acquisito l'Energy Management Group (Emg) dalla famiglia Sciandra che detiene, tramite la Finoil, il 38 per cento del gruppo **Iplom**, a cui fanno capo la Raffineria Iplom di Busalla e 20 stazioni di servizio. Il fondo 4D Global Energy Advisors mantiene la sua quota del 20 per cento, acquisita a febbraio 2006, mentre la famiglia Profumo, con il 42 per cento, resta socio di riferimento (gennaio 2019);
- la **Viscolube** si è integrata nel nuovo gruppo **Itelyum**, leader in Italia dell'economia circolare, nato dall'unione di 16 società italiane del settore oli usati, con un patrimonio di 15 siti in Italia, più di 20.000 clienti in oltre 50 Paesi e 500 dipendenti (marzo 2019).

Itelyum, che è una piattaforma industriale e di servizi interamente dedicati a fornire soluzioni sostenibili, in grado di generare valore economico e ambientale, opera in tre aree di business:

FOCUS

- produzione di basi lubrificanti rigenerate, di cui è leader in Europa (*Itelyum Regeneration*);
- produzione di solventi ad alta purezza e purificazione di reflui chimici e solventi usati provenienti dall'industria chimica e farmaceutica (*Itelyum Purification*);
- servizi ai produttori di rifiuti speciali, come raccolta, stoccaggio, trasporto, pretrattamento, intermediazione, consulenza, analisi chimiche e trattamento delle acque industriali (*Itelyum Ambiente*).

Annualmente *Itelyum* lavora oltre 250.000 tonnellate fra oli minerali e solventi usati e 40.000 tonnellate di

frazioni petrolchimiche vergini, da cui vengono prodotte 110.000 tonnellate di basi lubrificanti rigenerate, 40.000 tonnellate di gasolio e bitume, 80.000 tonnellate di solventi rigenerati e 30.000 tonnellate di solventi puri. Gestisce inoltre 450.000 tonnellate di rifiuti industriali, di cui quasi il 75 per cento avviati al recupero o restituiti all'ambiente come acque depurate.

Stirling Square Capital Partners è il fondo che ne continua a sostenere la crescita: negli ultimi tre anni ha realizzato acquisizioni per 140 milioni di euro, accompagnato da un piano di investimenti in impianti per 50 milioni di euro.

FOCUS

BIO-RAFFINERIE ED ECONOMIA CIRCOLARE: LA TRANSIZIONE È GIÀ INIZIATA

La decarbonizzazione rappresenta una sfida a cui l'industria petrolifera intende partecipare da protagonista. Con *Fuels Europe* ha già delineato la sua "**Vision 2050**", una strategia di lungo termine nella quale i processi si evolvono nella direzione dell'economia circolare, oltre che della decarbonizzazione. Anche l'economia circolare rappresenta uno strumento fondamentale per il futuro del pianeta.

Carburanti *low carbon* e *waste to fuel* non sono ipotesi teoriche lontane, ma realtà che anche nel nostro Paese si stanno già concretizzando.

Grazie ad un consistente impegno economico, tecnologico ed organizzativo di riorientamento di parte delle proprie attività, le bio-raffinerie di Venezia e Gela ne sono divenute degli esempi.

Il loro percorso è iniziato nei primi anni di questo decennio, con la trasformazione degli asset esistenti e lo sviluppo di soluzioni tecnologiche e industriali innovative, che implicano minore consumo di materie prime, minore impatto ambientale, recupero e riciclo di scarti e rifiuti.

A seguito della crisi economico/finanziaria, che ha im-

pattato pesantemente sul settore petrolifero nazionale ed europeo, le due raffinerie di Porto Marghera e Gela sono state riconvertite in bio-raffinerie, con dei processi industriali in continua fase di sviluppo, ma che già oggi sono in grado di fornire biocarburanti di alta qualità.

Porto Marghera (Venezia), che è stata convertita fra il 2010 e il 2014 con un investimento di circa 110 milioni di euro, ha iniziato la produzione nel 2014, attraverso l'utilizzo della tecnologia¹ *Ecofining*TM, di cui Eni ha il brevetto, ed entro quest'anno è prevista l'entrata in attività anche degli impianti di **Gela**. Nel 2021 la loro produzione di green diesel supererà il milione di tonnellate.

Dato che le materie prime che entrano nel processo di produzione del biodiesel grazie alla tecnologia *Ecofining*TM usata possono essere diversificate (UCO, grassi animali, scarti agroindustria, paste saponose, Brassica

¹ Tale tecnologia, che si basa sulla idrogenazione completa degli oli vegetali, consente ampia flessibilità rispetto alle cariche biologiche da utilizzare come materia prima: oli vegetali, cariche di seconda generazione (grassi animali, oli esausti di cottura) e "advanced" (quali oli di alghe e rifiuti, materiale lignocellulosico, ecc.).

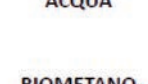
ITALIA Le bio-raffinerie di Venezia e Gela e la transizione verso la sostenibilità ambientale, sociale ed economica



Fonte: Eni, "Le politiche industriali, richieste dal Piano energia-clima", Roma, 20 febbraio 2019.

FOCUS

ITALIA Economia circolare: i rifiuti come risorse. Tecnologie di valorizzazione degli scarti.

TIPOLOGIA DI RIFIUTO	Q.TÀ PRODOTTA IN ITALIA	TECNOLOGIA	PRODOTTO FINALE
Forsu frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata dei RSU	6.600*** Kton/anno	IMPIANTO LIQUEFAZIONE FORSU 	BUNKER OIL 
Fanghi biologici provenienti dagli impianti di depurazione urbani	4.000 Kton/anno	IMPIANTO DIGESTIONE ANAEROBICA 	ACQUA 
Plasmix residuo dei processi di selezione delle plastiche da raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani	500 Kton/anno	IMPIANTO DI PIROLISI 	BIOMETANO 
CSS** frazione inorganica proveniente dalla vagliatura della componente indifferenziata nei TMB*	1.300 Kton/anno	IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE 	IDROGENO METANOLO 
UCO Oli esausti da frittura	260 Kton/anno	BIO-RAFFINERIA 	BIOFUELS 

* Trattamento meccanico-biologico; ** Combustibile solido Secondario
*** Di cui 1600 kton/anno disponibili perché non trattati nella regione di origine.

Fonti: Report ISPRA Rifiuti urbani 2018 e Report CONOE 2018 (Dati al 2017)

Fonte: Audizione Eni presso la Commissione Attività Produttive, Camera dei Deputati, "Indagine Conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della SEN al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030", Roma, 12 marzo 2019.

Carinata, PFAD, POME, ...), l'evoluzione verso cui si sta procedendo è la sostituzione dell'olio di palma, usato inizialmente, con *feedstock* non in competizione con le materie prime alimentari (olio di ricino), per giungere poi all'utilizzo di rifiuti non riciclabili (quali Plasmix, CSS, ecc.) per la produzione di idrogeno e metanolo.

I rifiuti plastici indifferenziati hanno potenzialità significative: trasformandoli attraverso processi chimici possiamo ottenere ad esempio idrogeno da utilizzare nelle bio-raffinerie oppure *virgin nafta*.

L'Eni ha sviluppato infatti la tecnologia, di cui è proprietaria, "Waste to fuel" che tratta il FORSU (*Frazione Organica da Rifiuto Solido Urbano*). La frazione organica viene trasformata in bio olio combustibile, che può diventare materia prima per le raffinerie verdi, o essere

utilizzato come combustibile per le navi, a bassissimo tenore di zolfo.

A Gela è in via di realizzazione il primo impianto pilota in grado di produrre 40 tonnellate all'anno di bio-olio. Ne seguirà uno a Ravenna da 4 mila tonnellate ed è allo studio anche lo sviluppo di un impianto su scala industriale in grado di trattare 150 mila tonnellate all'anno di FORSU, pari al consumo di 1,5 milioni di persone, con l'obiettivo di realizzare diversi impianti FORSU distribuiti presso le principali città e riuscire a eliminare così una grande quantità di rifiuti organici, riutilizzandoli.

Realizzare impianti tuttavia non è sufficiente, è necessario organizzare anche un "circolo virtuoso", un adeguato flusso di raccolta delle materie prime da trattare, che siano fornite costantemente.

focus

ITALIA Le nuove fonti e i nuovi prodotti: l'idrogeno



Fonte: Audizione Eni presso la Commissione Attività Produttive Camera dei Deputati, "Indagine Conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della SEN al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030", Roma, 12 marzo 2019.

Nel 2018 a tale scopo sono già state avviate intese per la raccolta degli oli usati con le società *multiutility* di varie città (Bologna, Torino, Venezia e Roma).

A marzo di quest'anno è stato sottoscritto un protocollo d'intesa fra Syndial (Eni) e la Veritas SpA¹, la quale

fornirà almeno 100 mila tonnellate all'anno di rifiuti e di altre frazioni di scarti a matrice umida, provenienti dalla raccolta differenziata di Venezia.

¹ Multiutility del Comune di Venezia, che effettua la raccolta e il trattamento dei rifiuti nei 51 Comuni dell'area metropolitana.

focus

LA NATURA NEL “CUORE”
DELL’INDUSTRIA PETROLIFERA

Fra le iniziative locali che l'industria petrolifera anche quest'anno ha in atto, come attività tangibile a favore dell'ambiente, si segnala in particolare la piantumazione di tanti alberi quanti i dipendenti Saras in ricordo dell'ex presidente Gian Marco Moratti¹, scomparso nel 2018.

Ispirandosi agli orientamenti dell'Imprenditore (*“preferen-*

do alle parole gesti concreti che portano valore nella vita delle persone e della comunità del Paese”), la Saras a febbraio 2019 ha annunciato che il progetto di forestazione si chiamerà **“la foresta di Sarroch”**: duemila alberi “più o meno quanti sono gli uomini e le donne che ogni giorno vi lavorano con dedizione, orgoglio e responsabilità”, quali querce da sughero, lecci e altri tipici della vegetazione locale piantati su una superficie di 3.827 ettari, vicino alla Raffineria, nel territorio Sarroch, non lontano dalla foresta demaniale di Pula.

Secondo l'Azienda, l'iniziativa *“vuole avere un valore ecologico, educativo e territoriale, ma vuole, soprattutto, rendere omaggio a un Imprenditore che ha saputo essere sempre, prima di tutto, un uomo”*.

Quella della Saras ha certamente un alto valore simbolico, oltre che di tutela ambientale, e insieme a tutte le altre iniziative di forestazione o di salvaguardia dell'ambiente, effettuate dalle Associate, è un segnale dell'impegno che l'industria petrolifera applica costantemente nelle sue attività produttive.

Ma l'evento unico, registrato ad agosto 2018 per la prima volta, con la nidificazione della tartaruga Caretta Caretta nel cuore del Petrolchimico di Priolo², si ritiene confermi più delle parole, che la natura possa dare riscontri positivi a tale impegno.

¹ Presidente anche di Unione Petrolifera dal 1° agosto 1988 al 4 giugno 1997.

² Giornale di Sicilia, “Priolo, nel cuore del Petrolchimico il miracolo delle tartarughe”, 13 agosto 2018.

FOCUS

ENERGIE APERTE E ATTIVITÀ FORMATIVE: LE INDUSTRIE & I GIOVANI

Per far conoscere la sua storia, i progetti e le metamorfosi del bitume, nell'ambito del *"Festival dell'industria e dei valori di impresa"* organizzato da Confindustria Romagna, la **Raffineria Alma Petroli** a giugno del 2018 ha aperto ai visitatori le porte del suo impianto.

Analogamente in questi giorni gli impianti di varie Raffinerie Eni (**Raffineria di Taranto**, **Bioraffineria di Gela**) sono stati visitabili nell'ambito dell'iniziativa *"Energie Aperte"*.

Sono solo alcuni esempi della volontà delle nostre Associate di integrarsi con i territori in cui operano e di diffondere la cultura di impresa.

Anche nel 2018 e nell'anno in corso sono state realizzate molteplici iniziative di formazione rivolte ai giovani. Fra esse si segnalano:

- nell'ambito del progetto di orientamento al lavoro *"Studiare l'impresa, l'impresa da studiare"* presso il deposito **KPI** di Napoli, gli studenti dell'Istituto Curie hanno potuto verificare come si svolge l'intero ciclo integrato del downstream petrolifero italiano, con attività connesse su scala nazionale, dalla raffinazione al consumatore finale. Kuwait Petroleum Italia è partner platinum della prestigiosa Digita Academy, l'academy dell'Università Federico II di Napoli e di Deloitte Digital che si occupa di Digital Transformation and Industry Innovation (<http://www.digita.unina.it/it/>);
- sono inoltre proseguiti gli stage per circa 600 ragazzi delle Università, scuole superiori e terze medie di Milazzo, Barcellona, Palermo e Messina alla **Raffineria di Milazzo**, che oltre agli impianti di produzione hanno visionato la sala controllo dove si gestisce il ciclo produttivo;

➤ fra le molteplici attività formative dell'**Eni**¹, si segnalano:

- il *"Master in Energy Innovation"* con il Politecnico di Milano, rivolto a laureati in Ingegneria, Fisica e Chimica Industriale, assunti da Eni con contratti di Alta Formazione e Ricerca;
- oltre a vari progetti di *"Alternanza scuola - lavoro"*, Eni ha avviato presso l'Istituto Tecnico Majorana a Brindisi un progetto per contrastare l'elevata percentuale di abbandono degli iscritti (30 per cento). L'innovazione didattica è stata quella di inserire gli alunni in un ambiente stimolante, dove il processo di insegnamento e di apprendimento ha posto l'allievo fornito di iPad non come spettatore passivo, ma come protagonista. In tre anni di sperimentazione, che ha coinvolto 220 ragazzi, il fenomeno è sceso dal 30 per cento del 2015 al 13 per cento del 2018;
- a marzo di quest'anno **Eni** ha siglato un'intesa triennale con l'**Università Luiss Guido Carli** per la realizzazione congiunta di programmi nell'ambito della formazione, orientamento e analisi geopolitica. In particolare con il *"Progetto Africa Subsahariana"* Eni intende contribuire a formattare la classe dirigente africana, consentendo loro, attraverso borse di studio, di seguire corsi di laurea della Luiss in Italia;
- per sensibilizzare gli studenti a fare un uso più efficiente e sostenibile dell'energia ha sviluppato nell'ambito del progetto *"Eni gas e luce"*, organizzato da **Eni-scuola** in vari Istituti scolastici principali e secondari di Roma e Milano, una serie di attività didattiche e innovative. Coinvolgendo anche la **Fon-**

¹ Eni è la prima società italiana ad avere firmato un Protocollo d'intesa che prevede sia l'Apprendistato di 1° livello che l'Alternanza scuola-lavoro, organizzata tramite il progetto Eni-learning. Oltre all'Alternanza l'azienda supporta anche Eni-scuola, iniziativa con il patrocinio del Ministero dell'Istruzione che organizza vari progetti didattici per scuole primarie e secondarie in tutto il territorio nazionale e all'estero, per educare sui temi dell'energia e dell'ambiente.

FOCUS

dazione Eni Enrico Mattei, gli Istituti superiori partecipano al progetto *“Tecnologie sostenibili ed energia per la scuola”*, in cui gli studenti sono chiamati a raccogliere, organizzare ed interpretare i dati relativi ai consumi energetici dei propri edifici scolastici;

- **Esso Italiana** promuove e contribuisce a sostenere iniziative a livello nazionale e locale:

- è impegnata nella *Sci-Tech Challenge*, un’iniziativa didattica sviluppata a livello europeo dalla ExxonMobil in collaborazione con Junior Achievement Europe, l’associazione no-profit leader per la promozione dell’economia nelle scuole primarie, secondarie di primo grado e superiori.

SCI-TECH
CHALLENGE

Il programma, che si svolge in quattro Paesi – Belgio, Italia, Paesi Bassi e Romania – ha l’obiettivo di incoraggiare gli studenti a considerare Scienza, Tecnologia, Ingegneria e Matematica come valide opzioni per il proprio percorso formativo, aiutandoli a comprendere l’importanza di queste materie e il loro ruolo nello sviluppo di nuove opzioni per vincere le sfide energetiche del futuro.

L’edizione di quest’anno è stata vinta da un team italiano del Liceo Scientifico Alessandro Antonelli di Novara il cui progetto per migliorare la mobilità della città di Bruxelles ha convinto una giuria internazionale di esperti. Nell’anno scolastico 2018-2019 l’iniziativa ha coinvolto in Italia circa mille studenti provenienti da 8 Licei Scientifici principalmente di aree in cui insistono siti/uffici della Società.

Al programma partecipano anche i dipendenti della Esso Italiana e della **SARPOM**, che svolgono lezioni in classe e attività di consulenza e di assistenza nelle fasi in cui gli studenti sono chiamati ad ideare un progetto in campo energetico;



- partecipa a *Fabbriche Aperte@*, il progetto promosso dall’Unione Industriali di Savona in collaborazione con Enti e Autorità locali e con il supporto della Regione Liguria, nell’ambito di uno specifico progetto di orientamento. Giunta alla 12ª edizione, quest’anno l’iniziativa ha portato circa 1.000 studenti di 15 Istituti Comprensivi a visitare e raccontare le aziende del territorio savonese tra cui l’impianto lubrificanti della Esso Italiana a Vado Ligure.

- **Saras**, attraverso società del Gruppo, ha attivato diversi percorsi per venire incontro alle richieste della scuola e dare il suo contributo a una didattica innovativa e più efficace:

- tra il 2013 e il 2018, oltre 550 *ragazzi delle scuole secondarie* hanno avuto accesso al sito industriale di Sarroch secondo varie formule, tra cui la più diffusa è stata quella dell’Alternanza scuola-lavoro, per

FOCUS

osservare da vicino la realtà di una grande azienda.

Sono state organizzate delle lezioni *ad hoc* per ogni percorso, nelle quali tecnici e manager dell'azienda hanno trattato argomenti di stampo industriale quali sicurezza, ambiente, processi produttivi, ICT, organizzazione aziendale, spesso utilizzando anche simulazioni per rappresentare il nostro modo di lavorare e trasmettere quanto utile per affacciarsi nel mondo del lavoro.

Visitati i laboratori e le sale controllo degli impianti, gli studenti hanno sperimentato, sul campo, il tema dell'Industria 4.0 e dell'innovazione nel settore della raffinazione, per alcuni anche attraverso uno *stage* in azienda.

– Per ampliare l'offerta formativa *Saras-Sarlux* ha aderito al protocollo di intesa tra il network nazionale JA Italia e il Miur, partecipando attivamente con i propri *dream coaches* alla formazione delle 32 mini imprese che si sono qualificate per la finale regionale del concorso “Impresa in azione”.

Rinnovato anche il “Premio Rain” che, giunto alla 4° edizione, ha premiato il miglior video pitch di presentazione, realizzato dalle mini imprese impegnate nel progetto “Impresa in azione”.

– Per le scuole primarie, continua da oltre 20 anni il supporto offerto da Saras alla crescita culturale degli studenti dell'istituto comprensivo statale di Sarroch, anche con tablet ed aule informatiche dedicate, per formare i giovani ed aiutarli ad arrivare preparati al futuro digitale;

– nell'ambito del *Protocollo d'Intesa con l'Università di Cagliari*, vengono organizzati regolarmente dei seminari a carattere tecnico, utili per completare la formazione dei futuri ingegneri. Inoltre, nel 2018, Saras, aderendo ad un progetto ideato dall'Associazione Italiana di Ingegneria Chimica, ha contribuito ad offrire borse di studio ai migliori laureati in Ingegneria;

- le iniziative della **Erg** dedicate alle nuove generazioni, che hanno coinvolto nell'arco del 2018 oltre 10.000 studenti:



– nel 2018 si è tenuta la seconda edizione di “*ERG Re-Generation Challenge*”, la business plan competition progettata per offrire a studenti, startup per e aziende la possibilità di sviluppare iniziative imprenditoriali. La prima edizione aveva coinvolto Umbria, Lazio e Marche per un totale di 66 progetti presentati; la seconda edizione è stata ampliata a livello nazionale, con focus particolare nelle regioni del Centro Sud Italia. Le tre migliori idee sono state premiate con una somma di denaro da utilizzare per la loro realizzazione;

– fra i progetti di educazione ambientale la Erg ha proseguito con la quinta edizione di “*Vai col Vento!*”, dedicato agli studenti delle terze medie dei Comuni in cui sono presenti i gli impianti eolici: ogni anno coinvolge circa 1.600 studenti residenti in Sicilia, Calabria, Basilicata, Campania, Molise, Puglia e Sardegna; invece il progetto educational “*A tutta acqua!*”, in seconda edizione, è stato dedicato agli studenti degli Istituti superiori dei territori di Umbria, Lazio e Marche, in cui sono presenti gli impianti idroelettrici.

FOCUS

PREMI INTERNAZIONALI E RICORRENZE DEL SETTORE NEL 2018

Fra le ricorrenze del 2018 si segnala che la **Erg** ha celebrato 80 anni di attività nell'energia e in occasione della celebrazione ha messo a disposizione del Comune di Genova un milione di euro per sostenere progetti di riqualificazione e sviluppo sostenibile nella bassa Val Polcevera, gravemente colpita a seguito del crollo del ponte Morandi il 14 agosto.

Anche nel 2018 le Associate ad Unione Petrolifera hanno ottenuto numerosi riconoscimenti per il proprio impegno verso la sostenibilità ambientale, l'attenzione alla sicurezza e ai territori in cui operano e le buone pratiche di *corporate governance*.

Fra i riconoscimenti **internazionali** ottenuti, si segnala che:

- **Erg** è risultata al 16esimo posto al mondo – prima tra le aziende italiane e unica fra i primi cinquanta classificati – nel *“Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index”*, selezione delle aziende quotate con almeno 1 miliardo di dollari di fatturato, valutate in base ad una serie di parametri. Ha inoltre ottenuto il rating B del programma Climate Change, promosso dal Carbon Disclosure Project (CDP), organizzazione internazionale che raccoglie e diffonde informazioni e dati sulle strategie adottate dalle aziende nella lotta ai cambiamenti climatici, un risultato più alto sia rispetto alla media del settore Utilities, sia rispetto alla media europea.
- Total, Shell, Equinor, Repsol ed Eni, nella classifica stilata da Carbon Disclosure Project (CDP) nel suo ultimo rapporto, sono risultate ai primi 5 posti fra le società europee più preparate per lo spostamento verso un'economia energetica alternativa.

Eni si è distinta nei seguenti premi/classifiche:

- ✓ *“Premio dei Premi dell'Innovazione 2018”*, istituito nel 2008 su concessione del Presidente della Repubblica;
- ✓ *l'“Oscar di Bilancio 2018”*, per la categoria “Grandi Imprese Quotate”, promosso dalla Federazione Relazioni Pubbliche Italiana (FERPI), con Borsa Italiana e Università Bocconi, che dal 1954 premia le imprese più virtuose nell'attività di reporting e nella cura dei rapporti con gli *stakeholder*;
- ✓ il primo posto nella 22ma edizione della classifica *“Webranking Europe 500 per l'anno 2019/2019”*, condotta dalle società Comprend e Lundquist, che misura la trasparenza e la completezza delle informazioni dei siti delle maggiori aziende europee.

GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI

L'andamento del gettito fiscale

Stando ai dati del Ministero dell'Economia e delle Finanze, le entrate tributarie accertate nel 2018 sono ammontate a 463.296 milioni di euro, con un incremento di 7.652 milioni di euro (+1,7 per cento) rispetto stesso periodo dell'anno precedente.

Le imposte dirette sono ammontate a 247.631 milioni di euro (+2.011 milioni di euro, pari al +0,8 per cento).

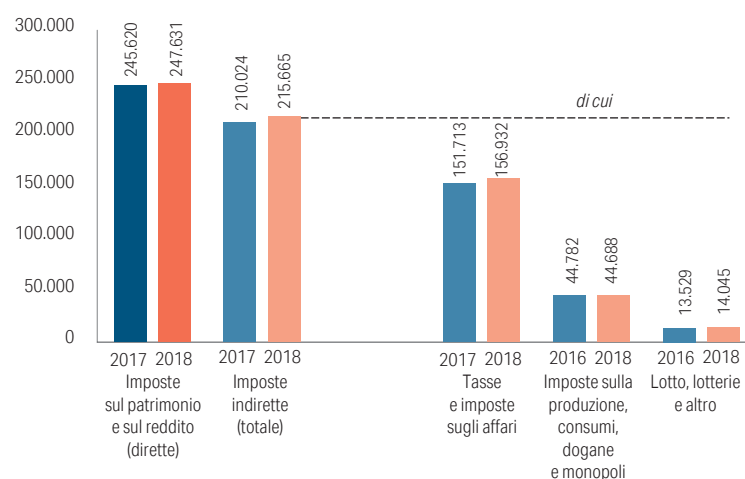
L'incremento delle imposte indirette, da 210.024 milioni di euro a 215.665 milioni di euro, pari al +2,7 per cento (+5.641 milioni di euro), è stato sostenuto principalmente dall'IVA (+3.859 milioni di euro, +3 per cento), sia nella parte componente scambi interni (+3.018 milioni di euro, +2,6 per cento), riconducibile all'ampliamento dei contributi soggetti allo *split payment*, sia nella componente importazioni (+841 milioni di euro, +6,3 per cento).

Sull'aumento del gettito IVA delle importazioni ha pesato principalmente l'aumento del prezzo del petrolio cresciuto mediamente nel 2018 del 31,4 per cento rispetto all'anno precedente. L'IVA versata sulle importazioni di oli minerali rappresenta, infatti, oltre il 30 per cento del totale (4.300 milioni di euro).

L'accisa sui prodotti energetici nel 2018 è ammontata complessivamente a 32.557 milioni di euro rispetto ai 32.746 milioni del 2017, con un decremento di 189 milioni (-0,58 per cento).

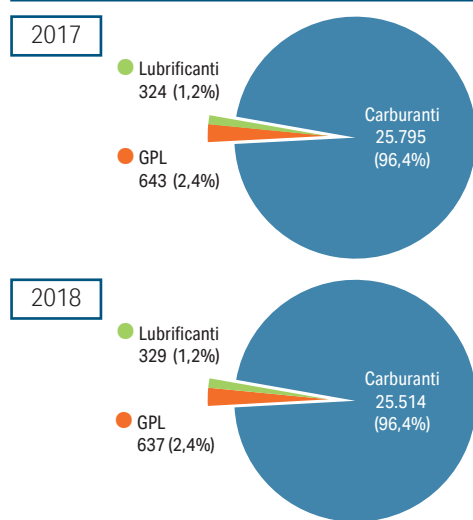
In particolare, l'accisa sui prodotti petroliferi è ammontata a 26.480 milioni di euro, con una flessione di 282 milioni di euro (-1,05 per cento) rispetto al 2017.

ITALIA Composizione del gettito per categorie di bilancio
(Milioni di euro)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2018, n. 202, febbraio 2019

ITALIA Ripartizione del gettito fiscale degli oli minerali (Milioni di euro e peso percentuale)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2018, n. 202, febbraio 2019

L'intero ammontare delle accise sui prodotti petroliferi è imputato per:

- 25.514 milioni di euro ai **carburanti e combustibili**, con una riduzione di 281 milioni di euro rispetto al 2017 (-1,1 per cento);
- 637 milioni di euro al **GPL**, con una riduzione di 6 milioni di euro rispetto al 2017 (- 0,93 per cento);
- 329 milioni di euro agli **oli lubrificanti**, con un aumento di 5 milioni di euro rispetto al 2017 (+1 per cento).

Le accise sull'energia elettrica sono ammontate complessivamente a 2.629 milioni di euro, con un incremento rispetto al 2017 di 92 milioni di euro (+3,6 per cento), mentre è risultato sostanzialmente invariato il gettito del gas naturale per combustione, vale a dire 3.448 milioni di euro.

L'analisi della composizione in termini percentuali del gettito per tipologia di imposta, evidenzia una crescita dell'IRPEF dello 0,5 per cento e dell'IVA dello 0,4 per cento, nonché una riduzione degli oli minerali dello 0,2 per cento.

ITALIA Entrate da prodotti energetici (Gettito erariale accertato per competenza giuridica in milioni di euro)

	Accisa sui prodotti petroliferi	Accisa sui gas incondensabili	Imposta di consumo su lubrificanti e bitumi	TOTALE OLI MINERALI	Peso % sul totale	Accisa sull'Energia Elettrica e addiz. D.L. n. 511/88, art. 6, co 7	Accisa sul Gas Naturale per combustione	TOTALE PRODOTTI ENERGETICI
2002	19.912	617	366	20.895	84%	1.097	2.861	24.853
2003	19.335	552	369	20.256	81%	1.118	3.695	25.069
2004	20.752	585	351	21.688	82%	1.198	3.682	26.568
2005	21.226	698	357	22.281	81%	1.336	4.053	27.670
2006	21.579	537	431	22.547	80%	1.361	4.295	28.203
2007	21.079	471	400	21.950	80%	1.456	4.186	27.592
2008	20.676	465	384	21.525	84%	1.402	2.560	25.487
2009	20.171	515	305	20.991	78%	1.402	4.444	26.837
2010	20.232	580	322	21.134	79%	1.328	4.292	26.754
2011	20.703	521	347	21.571	78%	1.297	4.762	27.630
2012	25.469	566	306	26.341	79%	3.119	3.881	33.341
2013	25.774	564	294	26.632	81%	2.716	3.700	33.048
2014	25.560	563	351	26.474	78%	2.914	4.468	33.856
2015	25.412	627	327	26.366	83%	2.531	2.900	31.797
2016	25.428	605	325	26.358	81%	2.853	3.416	32.627
2017	25.795	643	324	26.762	82%	2.537	3.447	32.746
2018	25.514	637	329	26.480	81%	2.629	3.448	32.557

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Dipartimento delle Finanze, Direzione Studi e Ricerche Economico-Fiscali, Bollettino gennaio- dicembre 2018 n. 202, febbraio 2019

Il gettito fiscale degli oli minerali

Per quanto riguarda la **tassazione complessiva (accise + IVA)**, nel **2018 le entrate fiscali derivanti dai prodotti petroliferi si stimano pari a oltre 39,7 miliardi di euro¹**, con un aumento dell'1,1 per cento rispetto all'anno precedente (433 milioni in più).

L'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi (mediamente circa +5 per cento la benzina e +8 per cento il gasolio) ha prodotto un incremento del gettito IVA stimato sui 720 milioni (+6 per cento), che ha più che compensato il calo del gettito accise, pari a 282 milioni in meno (-1,1 per cento).

Con 39,7 miliardi il gettito è stato comunque superiore di oltre 2,5 miliardi di euro a quello del 2011, sebbene i consumi petroliferi siano scesi di 10,2 milioni di tonnellate rispetto ad allora.

Il contrasto all'illegalità

Negli ultimi anni sono state introdotte numerose misure finalizzate al contrasto all'evasione fiscale e alla riduzione del "tax gap" con l'Europa, con particolare riferimento all'imposta sul valore aggiunto. Una classificazione delle forme di evasione dell'IVA ed una stima del relativo importo sono illustrate nel grafico "Gap IVA".

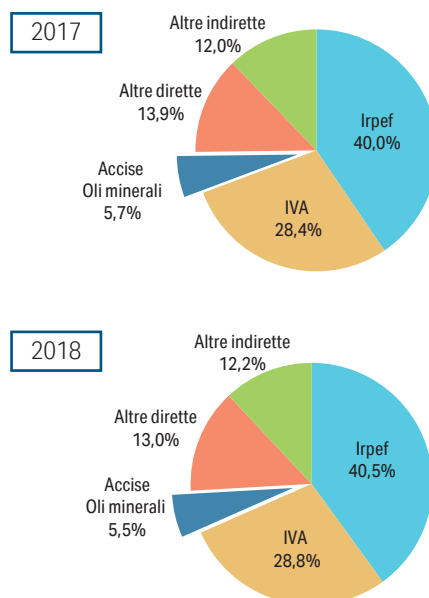
Nel settore petrolifero molte delle misure previste nella Legge di Bilancio 2017 e del 2018 sono già in vigore a pieno regime, mentre altre sono ancora in corso di attuazione². Alcune si sono rivelate efficaci immediatamente, come ad esempio **la fattura elettronica che è stata anticipata al 1° luglio 2018 per le sole cessioni di carburanti, ed estesa dal 1° gennaio 2019 a tutte le cessioni di beni e prestazioni di servizi**. La fatturazione elettronica fa parte del processo di digitalizzazione dell'intera filiera petrolifera e consente la tracciatura in tempi rapidi di tutti i passaggi nella catena distributiva.

L'acquisizione istantanea e automatica delle informazioni fiscalmente rilevanti attraverso il Sistema d'interscambio (SDI) dell'Agenzia delle Entrate, a disposizione di tutti gli organi di controllo fiscale e della Direzione Nazionale Antimafia e Antiterrorismo, si è rivelata efficace in quanto riduce i tempi di reazione degli Organi di controllo in presenza di comportamenti illeciti. Infatti, nel passato gli autori di frodi fiscali, confidando nella scarsa automazione dell'attività di controllo, avevano modo di replicare ripetutamente comportamenti dolosi.

¹ Stime UP in base all'andamento dei consumi dei prodotti petroliferi, che non considera le riduzioni e le esenzioni di accise per particolari utilizzi e comprende anche le stime su accise e imposte sui gas incondensabili, sui lubrificanti e bitumi.

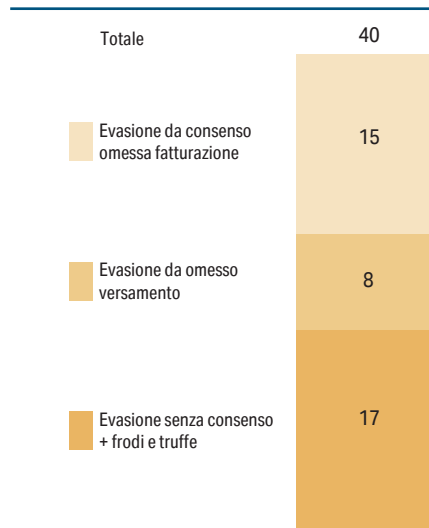
² Vedi Focus "Aggiornamento misure normative sul contrasto all'illegalità" a pag. 90.

ITALIA Composizione percentuale del gettito fiscale per tipologia di imposta



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2018, n. 202, febbraio 2019

ITALIA GAP IVA (Miliardi di euro)



Fonte: Elaborazioni del Politecnico di Milano su dati Agenzia delle Entrate, "Osservatorio sulla fatturazione elettronica e-commerce B2b", 9 aprile 2019

ITALIA La stima del gettito fiscale sugli oli minerali
 (Miliardi di euro)

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Totale	Sovra- imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulla Benzina	di cui quota riservata alle Regioni ⁽¹⁾	sui Gasoli	sugli Oli comb.li	su altri prodotti				
1970	0,658		0,123	0,058	0,064	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,679	16,319	0,300	5,010	21,629
1995	12,586		8,862	0,724	0,738	22,910	0,374	6,972	30,256
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	22,886	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	23,665	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	24,042	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	25,413	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,186	22,981	0,170	9,813	32,964
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,955	24,235	0,134	9,658	34,027

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Imp. Cons. su Bitumi e Lubrificanti	Totale	Sovra- imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulla Benzina	di cui quota riservata alle Regioni ⁽¹⁾	sui Gasoli	su altri prodotti	su Gas incondensabili (GPL)					
2002	11,100	2,648	11,200	0,260	0,617	0,366	23,543	0,153	9,813	33,509
2003	10,500	2,379	11,000	0,214	0,552	0,369	22,635	0,126	10,050	32,811
2004	10,600	2,174	12,100	0,226	0,585	0,351	23,862	0,098	10,650	34,610
2005	9,950	2,032	13,050	0,258	0,698	0,357	24,313	0,081	11,630	36,024
2006	9,350	1,921	13,500	0,650	0,537	0,431	24,468	0,084	12,300	36,852
2007	8,770	2,084	14,000	0,393	0,471	0,400	24,034	0,061	12,100	36,195
2008	8,130	1,942	14,070	0,418	0,465	0,384	23,467	0,060	13,200	36,727
2009	7,900	2,019	13,900	0,390	0,515	0,305	23,010	0,069	10,850	33,929
2010	7,700	2,034	13,750	0,816	0,580	0,322	23,168	0,047	11,750	34,965
2011	7,400	1,915	14,500	0,718	0,521	0,347	23,486	0,047	13,600	37,133
2012	8,200	1,728	17,700	1,297	0,566	0,306	28,069	0,048	14,400	42,517
2013	8,000	1,252	17,800	1,226	0,564	0,294	27,884	0,056	13,880	41,820
2014	7,700		17,500	0,360	0,563	0,351	26,474	0,055	13,840	40,369
2015	7,500		17,650	0,262	0,627	0,327	26,366	0,067	12,500	38,933
2016	7,400		17,800	0,228	0,605	0,325	26,358	0,020	11,550	37,928
2017	7,350		18,240	0,205	0,643	0,324	26,762	0,030	12,500	39,292
2018 ⁽²⁾	7,150		18,280	0,084	0,637	0,329	26,480	0,025	13,220	39,725

⁽¹⁾ Compartecipazione all'accisa allargata anche al gasolio a partire dal 2007.

⁽²⁾ Dati provvisori.

NB: L'attribuzione dell'accisa sui prodotti petroliferi tra benzina, gasolio e altri prodotti è frutto di stime UP, così come il calcolo del gettito IVA.

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Dipartimento delle Finanze, Direzione Studi e Ricerche Economico-Fiscali (dal 2002 Bollettino Entrate tributarie eraria-
li) (accertamenti competenza giuridica)

La fattura elettronica favorisce invece la riduzione dei tempi e la semplificazione delle verifiche fiscali, tenuto conto anche della trasmissione telematica dei corrispettivi.

Ad oggi, sono oltre 20 milioni le fatture elettroniche emesse dal settore petrolifero con una bassissima percentuale di errore. Ciò, insieme alla trasmissione dei corrispettivi delle vendite di carburanti per gli impianti, obbligatoria dal 1° luglio 2018 per quelli non presidiati e dal 1° gennaio 2020 per tutti gli altri, ha permesso un'analisi del rischio più raffinata e puntuale che, già nei primi mesi del 2019, secondo quanto comunicato dall'Agenzia delle Entrate, ha consentito di scoprire un complesso sistema di frodi, messo in atto da 37 soggetti attivi prevalentemente nel commercio all'ingrosso di prodotti petroliferi, con sede in 7 Regioni italiane, attraverso l'emissione di false fatturazioni tra società cartiere per circa 3,2 miliardi di euro, che hanno generato falsi crediti IVA per 688 milioni di euro tempestivamente bloccati.

ITALIA I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° maggio 2019

Prodotti	Importo	Unità di misura
a) Benzina Super	728,40000	1000 lt
b) Olio da gas o Gasolio usato come carburante	617,40000	1000 lt
usato come combustibile per riscaldamento	403,21000	1000 lt
c) Petrolio lampante o cherosene usato come carburante	337,49064	1000 lt
usato per riscaldamento	337,49064	1000 lt
d) Gas di petrolio liquefatto Gpl usato come carburante	267,76364	1000 kg
usato come combustibile per riscaldamento	189,94458	1000 kg
e) Gas Metano		
1) per autotrazione	0,00331	m ³
2) per usi industriali	0,01250	m ³
3) per combustibili usi civili ^(*) :		
a) per consumi fino a 120 m ³ /anno	0,04400	m ³
b) per consumi da 120 a 480 m ³ /anno	0,17500	m ³
c) per consumi da 480 a 1560 m ³ /anno	0,17000	m ³
d) per consumi oltre i 1560 m ³ /anno	0,18600	m ³
f) Oli combustibili per riscaldamento ad alto tenore di zolfo (ATZ)	128,26775	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	64,24210	1000 kg
g) Oli combustibili per uso industriale ad alto tenore di zolfo (ATZ)	63,75351	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	31,38870	1000 kg
h) Lubrificanti	787,81000	1000 kg
i) Bitumi di petrolio	30,99000	1000 kg

^(*) Aliquote di accisa diverse per consumi nei territori ex Cassa del Mezzogiorno ex art. 1 DPR n. 218/78.

FOCUS

AGGIORNAMENTO DELLE MISURE DI CONTRASTO ALLE FRODI FISCALI

► MISURE ATTUATE

Direttoriale n. 213221 del 2 dicembre 2016. Dichiarazione d'intenti degli esportatori abituali per acquisto di beni senza pagamento dell'IVA. Decorrenza 1° marzo 2017

Legge n. 205/2017, Art. 1 commi da 909 a 917 fattura elettronica. Decorrenza 1° luglio 2018 per cessioni di benzina e gasolio.

Legge n. 96/2016, art 1 co 4quinqes. Solidarietà fiscale IVA tra cedente/cessionario (art. 60 bis del n. DPR 633/72), per cessioni di carburanti. Decorrenza 12 gennaio 2018

Legge n. 205/2017, Art. 1, co da 920 a 927. Fattura e pagamento elettronico per deducibilità costo carburanti presso i P.V. per soggetti IVA. Decorrenza 1° gennaio 2019

Legge n. 205/2017, art. 1. commi da 937 a 943. Versamento anticipato dell'IVA per l'immissione in consumo di carburanti da depositi fiscali per soggetti non affidabili. Decorrenza 1° marzo 2018 (in attesa Circolare)

Legge n. 205/2017, art. 1 commi da 945 a 959. Autorizzazione allo stoccaggio di prodotti energetici presso depositi di terzi. In vigore dal 31 agosto 2018

Legge n. 232/2016, art. 1, comma 535, lettera b) Destinatari registrati. Stoccaggio separato dei prodotti in diversa posizione fiscale e prescrizioni di cautele erariale. Decorrenza 1° gennaio 2017

Legge n. 11 dicembre 2016, n. 232, art. 1 co 525, lettera d). Facoltà dell'Agenzia delle Dogane di richiedere ulteriori misure di controllo proporzionate al grado di tutela fiscale che occorre assicurare negli specifici controlli. Decorrenza 1° gennaio 2017

Legge n. 205/2017, art. 1 comma 919 piano straordinario dei controlli nel settore dei carburanti 2018-2020. Cabina di regia da Agenzia delle Entrate e Guardia di Finanza

► MISURE PARZIALMENTE ATTUATE

Legge n. 232/2016 Art. 1, comma 535 lett. e). Nuovi criteri per autorizzare i depositi fiscali. Decorrenza 1° gennaio 2017 per nuovi depositi. 31 dicembre 2019 scadenza periodo transitorio per i depositi in essere.

Legge n. 232/2016, art. 67, comma 1) lettere a) e c). Tracciamento della posizione dei mezzi di autotrasporto di prodotti energetici e di misurazione delle quantità scaricate. Decorrenza 1° aprile 2019 solo per gasolio e fluidissimo bunker marina

Legge n. 205/17 Art. 1 commi da 909 a 917. Trasmissione corrispettivi dei P. V. carburanti per cessioni di benzina e gasolio. Decorrenza 1° luglio 2018 per P. V. non presidiati; 1° gennaio 2020 altri P. V.

► MISURE DA ATTUARE

Legge n. 24 novembre 2006, n. 286. Telematizzazione del documento fiscale di circolazione DAS. Sperimentazione dal 20 maggio 2019. Decorrenza 1° gennaio 2020

D.L. n. 193/2016 art. 4, commi 1 lettera g). Registro telematico carico/scarico per i P. V. non presidiati, indicando i livelli di giacenza dei prodotti detenuti. Decorrenza 1° gennaio 2020 (già emanate tutte le istruzioni)

LEGENDA:	ACCISE	IVA	CIRCOLAZIONE E CONTROLLI
----------	--------	-----	--------------------------

Il complesso delle misure adottate per il contrasto alle frodi fiscali nella commercializzazione dei prodotti petroliferi, per alcune delle quali si aspetta la completa attuazione anche in relazione alla previsione di periodi transitori per consentire agli operatori di adeguarsi senza pregiudicare la propria operatività, rispondono all'esigenza di rinforzare l'attività di controllo della filiera petrolifera a seguito della significativa trasformazione del mercato dei carburanti.

Il processo di liberalizzazione, e successiva polverizzazione degli operatori, non era stato infatti accompagnato da una revisione e potenziamento dei sistemi di controllo su prodotti con un'alta incidenza fiscale, anche rispetto al loro valore commerciale.

Le accise, diversamente dalle altre imposte, si caratterizzano per la loro "fisicità", ossia la base imponibile non è costituita dal valore del bene, ma dalla sua quantità: ciò determina un'atipicità rispetto al diritto tributario.

Di conseguenza, il controllo riguardo la loro corretta applicazione avviene attraverso la determinazione del **bilancio fisico di materia**, nel quale **l'ammontare** complessivo del tributo è **determinato rispetto dalla valorizzazione delle quantità e dei volumi immessi in consumo nel territorio nazionale** secondo il valore unitario di tassazione.

L'insieme di strumenti quali il censimento dei *trader* che detengono prodotti presso depositi di terzi, la contabilità telematica delle raffinerie e dei depositi di stoccaggio (fiscali e commerciali), il documento di trasporto telematico, lo sviluppo del registro telematico di carico e scarico dei punti vendita carburanti, la fatturazione elettronica e la trasmissione dei corrispettivi delle cessioni di carburanti dei punti vendita carburanti, crea le condizioni per realizzare una **filiera digitale unitamente a un controllo in tempo reale di congruenza e correttezza dei dati** per prevenire possibili frodi.

BILANCIO DI MATERIA

Giacenze iniziali	
introduzioni	+
estrazioni	-
impresso in consumo	-
consumi interni	-
= Giacenze finali	

Il "Tax gap" europeo

La **Commissione per la redazione della Relazione sull'economia non osservata e sull'evasione fiscale e contributiva**, di cui al Documento allegato alla nota di aggiornamento del documento di economia e finanza per il 2018, **ha stimato per la prima volta il "tax gap" delle accise nel settore degli oli minerali**. Benché l'analisi, che si riferisce al periodo 2012-2016, vada certamente approfondita, emergerebbe un mercato dei carburanti esposto alla capacità di penetrazione di comportamenti illegali di soggetti criminali.

Nel documento la Commissione infatti afferma che *"si è scelto di concentrare l'analisi sul settore della distribuzione dei carburanti"*

ITALIA Schema del processo di digitalizzazione della filiera petrolifera

IMPORTAZIONE E LAVORAZIONE DEL GREZZO



- Regime INFOIL per gli stabilimenti di produzione: responsabilità del depositario dell'accertamento fiscale e di produzione controllo dell'Agenzia delle Dogane tramite strumenti di rilevazione automatica di livelli temperatura e densità dei prodotti detenuti nei serbatoi.
- Trasmissione telematica della contabilità giornaliera.
- Documenti di circolazione telematici per i prodotti in regime sospensivo (Regime EMCS).
- Fatturazione elettronica delle cessioni di prodotto su mercato interno.



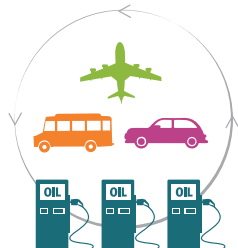
STOCCAGGIO E LOGISTICA PRIMARIA



- Identificazione dei soggetti depositanti presso depositi di terzi.
- Documenti di circolazione telematici per i prodotti ad imposta assoluta (e-DAS).
- Versamento anticipato dell'IVA per i carburanti immessi in consumo da soggetti non affidabili.
- Controllo remoto dei depositi da parte dell'Agenzia delle Dogane.
- Adozione sulle autobotti e bettoline di strumenti di sistemi di geolocalizzazione e di misurazione delle quantità scaricate dei prodotti trasportati.



DISTRIBUZIONE E CONSUMO



- Trasmissione dei corrispettivi.
- Registro telematico di carico e scarico.
- Carte elettroniche di pagamento
- Telematizzazione della conclusione spedizione.

= DIGITALIZZAZIONE DELLA FILIERA PETROLIFERA

Fonte: Unione Petrolifera

(benzina e gasolio), che ha subito negli ultimi decenni profonde trasformazioni, con la diffusione **di operatori petroliferi non abituali** e impianti di distribuzione “no logo”, e che, sulla base di informazioni condivise con le associazioni di categoria, risulta essere caratterizzato da diffusi fenomeni di non assolvimento delle imposte con conseguenti distorsioni del mercato”.

L'analisi, coerentemente alla strategia utilizzata dall'Agenzia delle Dogane per orientare i controlli antifrode nel settore dei carburanti, si è riferita alla benzina e al gasolio per autotrazione consumato attraverso la rete di distribuzione stradale, che rappresenta oltre il 70 per cento dei consumi totali (97 per cento per la benzina e 65 per cento per il gasolio).

Sono stati analizzati i consumi dei suddetti carburanti nel periodo 2012-2016 secondo la metodologia di calcolo “top down”, ossia il confronto tra i dati fiscali e un corrispondente aggregato macroeconomico che assorbe al suo interno una stima dell'economia non osservata, opportunamente selezionata al fine di costruire una base teorica complessiva.

In pratica, il confronto è stato effettuato tra la base imponibile effettiva costituita dalle quantità immesse in consumo rilevate dal Mini-

stero dello Sviluppo Economico (MISE) su un campione statistico di operatori rappresentativo al 99 per cento.

Le quantità rilevate dal MISE sono i cosiddetti “consumi in rete” che tengono conto dei “ritorni in rete”, ossia dei carburanti ceduti originariamente ad operatori commerciali extrarete (rivenditori o grossisti), successivamente venduti ai distributori “no logo” (pompe bianche).

Per quanto riguarda la base imponibile teorica, i volumi di benzina e gasolio erogati dai punti vendita, compresi quelli “no logo”, sono riscontrati dall'Agenzia delle Dogane attraverso i prospetti di chiusura del registro di carico e scarico trasmessi da tutti gli impianti di distribuzione stradale carburanti.

Al fine di rendere omogenei i valori, le rilevazioni quantitative del MISE sono state convertite in litri sulla base delle densità medie di benzina e gasolio autotrazione risultante dalle schede tecniche delle principali società petrolifere.

EUROPA Le accise in vigore al 1° maggio 2019

	Euro/000 litri				Euro/000 kg
	Benzina Eurosuper 95	Gasolio Auto	Gasolio Riscaldamento	GPL Auto	Olio Combustibile BTZ
Austria	493,36	409,64	109,18		67,70
Belgio	600,16	600,16	18,65		16,35
Bulgaria	363,02	330,30	330,30	93,96	
Cipro	439,70	410,70	85,43		17,70
Croazia	520,97	412,99	46,29	7,48	21,59
Danimarca	625,84	426,42	333,48		400,10
Estonia	563,00	493,00	58,00	193,00	
Finlandia	676,68	459,92	248,80		
Francia	691,20	609,10	156,20	115,40	139,50
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	
Grecia	711,94	422,14	280,00		45,30
Irlanda	607,71	499,02	122,28		101,84
Italia	728,40	617,40	403,21	147,27	31,39
Lettonia	486,98	383,98	33,32	142,09	
Lituania	434,43	347,00	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	462,09	335,00	10,00	54,07	
Malta	549,38	472,40	232,09		
Olanda	795,73	503,69	503,69	189,44	37,17
Polonia	388,68	341,16	53,89	108,92	14,87
Portogallo	642,58	485,68	361,53	149,71	55,09
Regno Unito	671,11	671,11	129,01		
Repubblica Ceca	498,14	424,81	92,14	83,80	18,31
Romania	428,23	398,26	398,26	67,18	15,40
Slovacchia	543,65	397,65		98,28	141,15
Slovenia	546,77	468,99	253,47	114,54	101,78
Spagna	472,69	379,00	96,71	34,20	17,00
Svezia	618,55	435,39	363,45		402,04
Ungheria	378,96	348,63	348,63	106,54	21,49

Fonte: Direzione Energy della Commissione UE

La differenza tra i due macro aggregati fornirebbe, secondo la relazione, **una stima quantitativa di prodotto, espressa in litri per i quali non sarebbe stata pagata l'accisa.**

I risultati ottenuti in termini di “*tax gap*” evidenzerebbero per il periodo una costante crescita sostanziale per tutte e due le categorie di carburanti:

- per la benzina la differenza tra i consumi rilevati dal MISE e quelli rilevati dall'Agenzia delle Dogane passa dall' 1,7 per cento del 2012 al 2,8 per cento del 2016;
- per il gasolio la differenza per lo stesso periodo passa dal 6,6 per cento all'11,1 per cento.

In proposito, è interessante rilevare che la crescita del “*tax gap*” delle due categorie di prodotto sarebbe pressoché uguale: per la benzina il 64,7 per cento per il gasolio il 68,2 per cento.

“Effetto Brexit” sulle accise

A fine ottobre di quest'anno dovrebbe verificarsi il recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Le movimentazioni commerciali dei prodotti sottoposti ad accisa da e verso il Regno Unito *post Brexit* subiranno una **repentina modifica delle formalità procedurali da adempiere per condurre a termine senza irregolarità i trasferimenti dei beni.**

Nel caso di un'uscita del Regno Unito dall'Unione europea senza accordo (ipotesi *no deal*), per la circolazione dei prodotti soggetti al regime delle accise dovranno essere applicati i regimi doganali di esportazione e importazione, rispettivamente nei casi di uscita delle merci dal territorio doganale dell'Unione verso il Regno Unito o di introduzione nel territorio dello Stato di beni provenienti dal Regno Unito.

Le merci che entreranno nel territorio IVA dell'Unione dal Regno Unito o dovranno essere inviate o trasportate dal territorio IVA dell'Unione verso il Regno Unito, verranno trattate, rispettivamente, come importazione o esportazione di merci a norma della Direttiva 2006/112 del Consiglio del 28 novembre 2006, relativa al sistema comune d'imposta sul valore aggiunto. Ciò comporterà l'addebito dell'IVA all'importazione; le esportazioni sono invece esenti.

Gli operatori economici dovranno quindi adattarsi al nuovo *status* del Regno Unito, adeguando contratti e prestando attenzione a tutti i cambiamenti legati alla nuova situazione. L'uscita del Regno Unito dall'ordinamento giuridico europeo comporterà il venire meno della cooperazione amministrativa e per il contrasto alle frodi, visto che le autorità britanniche non saranno più vincolate agli strumenti giuridici dell'Unione per il recupero IVA.

IL PETROLIO E L'AMBIENTE

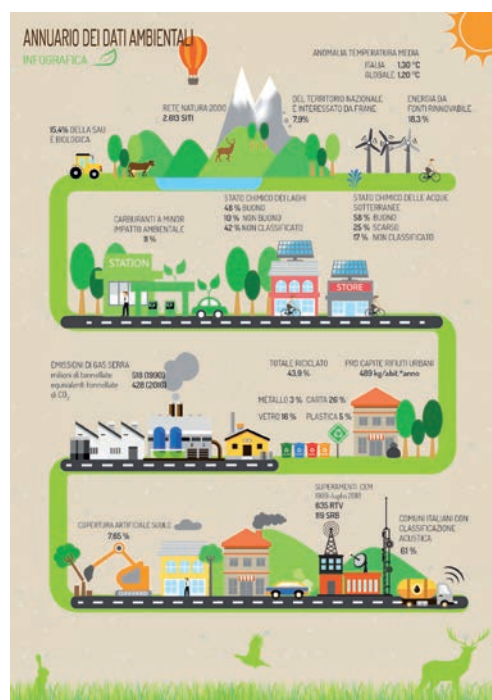
Economia circolare ed uso efficiente delle risorse

Proseguono le attività sia in ambito europeo che a livello nazionale, per **trasformare l'economia da lineare a circolare**. Il sistema economico dovrà essere pianificato per riutilizzare i materiali in successivi cicli produttivi, riducendo al massimo gli sprechi. È importante avere regole certe per prevenire la produzione dei rifiuti, promuovere l'uso efficiente delle risorse, valorizzando l'impiego di sottoprodotti e materie recuperate (cosiddette “*end of waste*” ovvero quelle materie, che cessano di essere qualificate rifiuti).

Va in questa direzione il pacchetto di Direttive dell'Unione europea sull'economia circolare¹, pubblicate il 14 giugno 2018², disposizioni di particolare interesse per il settore per quanto riguarda le norme sui rifiuti e sulle discariche. Pacchetto di Direttive che l'Italia si appresta a recepire assegnando una delega al Governo secondo principi e criteri direttivi specifici³.

Il particolare, nell'esercizio della delega il Ministero dell'Ambiente dovrà riformare i criteri di **ammissibilità in discarica dei rifiuti**, vietando entro il 2030, il conferimento di tutti i rifiuti idonei al riciclaggio e ad altre attività di recupero e dovrà adottare misure necessarie ad assicurare che, entro il 2035, la quantità di rifiuti urbani collocati in discarica sia ridotta al 10 per cento. Particolare attenzione dovrà essere dedicata alla riforma della disciplina della **prevenzione** della formazione dei rifiuti.

Sul regime di **responsabilità estesa del produttore**, il Governo dovrà adottare una serie di misure volte ad assicurare che ai produttori di prodotti spetti la responsabilità finanziaria e organizzativa della gestione della fase del ciclo di vita in cui il prodotto diventa un rifiuto, definendo modelli ammissibili di responsabilità estesa per le diverse



¹ Vedi Focus “Il pacchetto di Direttive sull’Economia circolare” a pag. 96.

² Pubblicate nella Gazzetta Ufficiale dell’Unione europea del 14 giugno 2018 serie L 150.

³ Disegno di Legge di Delegazione Europea (AS.944).

FOCUS

IL PACCHETTO DI DIRETTIVE SULL'ECONOMIA CIRCOLARE

Direttiva **849** su veicoli fuori uso, **PILE** e accumulatori e rifiuti di pile e accumulatori e **apparecchiature elettriche ed elettroniche**;

Direttiva **850** sulle **discariche di rifiuti**;

Direttiva **851** sui **rifiuti**;

Direttiva **852** sugli **imballaggi** e i rifiuti di imballaggio.

I riferimenti normativi sono i seguenti:

Direttiva (UE) **2018/849** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, che modifica le Direttive 2000/53/CE relativa ai veicoli fuori uso, 2006/66/CE relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori e 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche;

Direttiva (UE) **2018/850** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, che modifica la Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti;

Direttiva (UE) **2018/851** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti;

Direttiva (UE) **2018/852** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, che modifica la Direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio.

filieri, prevedendo una disciplina sanzionatoria per ogni soggetto obbligato della filiera, con obblighi di comunicazione e di informazione sul riutilizzo e il recupero di rifiuti¹.

Novità positive sul fronte della **tracciatura informatica dei rifiuti, con la soppressione del SISTRI** dal 1° gennaio 2019 e l'istituzione del Registro elettronico nazionale per la tracciabilità dei rifiuti². Il registro dovrà garantire la raccolta dei dati sui rifiuti prodotti (quantità, natura ed origine), essere in collegamento con i nuovi registri e formulari per il trasporto, che il Ministero dell'Ambiente sta studiando di rendere digitali, consentire l'acquisizione dei dati relativi alle autorizzazioni degli impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti. Un passo importante verso la semplificazione degli adempimenti in capo alle imprese se si faranno delle scelte di architettura del sistema efficaci e moderne, sperando di aver imparato dal passato.

Novità negative invece sul fronte degli **"end of waste"** (che ricordiamo essere la cessazione della qualifica dei rifiuti), per i recenti pronunciamenti della Magistratura italiana³ e della Corte di Giustizia europea⁴. Decisioni che affermano come la trasformazione da rifiuto a prodotto non possa avvenire in assenza di criteri europei o nazionali, che quindi rischiano di bloccare l'attuale sistema autorizzativo del "caso per caso" presente in Italia, con autorizzazioni al riciclo e recupero rilasciate su base territoriale.

Sul tema dell'economia circolare Confindustria, con il supporto delle Associazioni del sistema, ha elaborato uno studio presentato lo scorso 31 ottobre con l'obiettivo di fornire un contributo al dibattito in atto sul tema e, più in particolare, sul processo di recepimento delle nuove Direttive europee, volendo evidenziare il ruolo da protagonista che l'industria ricopre per completare la transizione verso questo modello di crescita e sviluppo⁵.

Il Piano Nazionale Integrato Energia-Clima (PNIEC)

In linea con gli obblighi assunti in sede europea, il Governo ha presentato nel dicembre del 2018 la proposta di "Piano nazionale integrato energia e clima" (PNIEC), inviato, al pari degli Stati membri, alla

¹ Vedi Focus Rifiuti - Iniziativa Conou a pag. 109.

² Legge 11 febbraio 2019, n. 12 di conversione del Decreto-Legge Semplificazioni, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 36 del 12 febbraio 2019.

³ Ordinanza n. 00318 del 15 marzo 2018 Tribunale Amministrativo Regionale per il Piemonte Sezione Seconda.

⁴ Sentenza C-60/18 del 28 marzo 2019 della Corte di Giustizia europea.

⁵ Vedi Focus a pag. 108.

Commissione europea per l'esame. Il Piano delinea politiche e misure nazionali finalizzate al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, in linea con le 5 dimensioni dell'Energy Union e dovrà essere approvato, a livello europeo ed ufficialmente adottato, entro il 31 dicembre 2019. È in corso un'ampia consultazione interna con tutte le parti interessate, comprese le parti sociali, nonché un confronto a livello comunitario. Il Piano, una volta approvato, diventerà vincolante e, a partire dal 2023, ogni due anni gli Stati membri dovranno riferire alla Commissione europea i progressi compiuti rispetto alle traiettorie di attuazione previste¹.

Il settore ha partecipato al processo di consultazione mettendo a punto uno specifico documento di osservazioni, trasmesso al Governo, che approfondisce in modo particolare il settore dei trasporti per il quale è stato fissato un target estremamente sfidante, pari al 21,6 per cento di energia rinnovabile.

Mobilità sostenibile

Il tema della mobilità sostenibile è stato al centro del dibattito energetico nel 2018. Il settore ha partecipato attivamente a diverse iniziative e fornito molteplici informazioni per sottolineare che, **pur essendo la sostenibilità ambientale l'elemento centrale della mobilità, non si può perseguire prescindendo dalla sostenibilità economica e sociale**. È stato inoltre consolidato il rapporto di collaborazione tra tutti gli operatori della filiera automotive italiana a difesa di questo comparto industriale. In tale quadro, le aziende del settore, tramite l'Associazione, hanno partecipato attivamente all'iniziativa della Fondazione Caracciolo dell'Acì "Muoversi con Energia", alla redazione del "Libro Bianco" di Confindustria sulle rinnovabili al 2030, in particolare al capitolo sui trasporti, e del rapporto di Confindustria Energia "Infrastrutture, ambiente e territorio", presentato nel novembre 2018. Sta inoltre partecipando attivamente al Tavolo nazionale automotive insediato presso Confindustria, diretto a preservare la competitività della filiera italiana in questo ambito.

Qualità dell'aria e ruolo del diesel

Uno dei temi di forte dibattito nel corso del 2018 e di questi primi mesi del 2019 è stato quello della **presunta responsabilità delle alimentazioni diesel sull'inquinamento urbano**². A tale proposito, il settore ha cercato di ricondurre il confronto su basi oggettive e

¹ Vedi Focus PNIEC a pag. 98.

² Vedi Focus "Lotta alle emissioni: diesel da assolvere" a pag. 104.

FOCUS

RIFIUTI LA PREVENZIONE SECONDO LA DIRETTIVA 2018/851

Le misure che consentono di evitare la produzione di rifiuti sono quelle che:

promuovono e sostengono modelli di produzione e consumo sostenibili;

incoraggiano la progettazione, la fabbricazione e l'uso di **prodotti efficienti sotto il profilo delle risorse**;

promuovono **attività di riparazione e di riutilizzo**;

riducono la produzione di rifiuti nei processi tenendo in considerazione le migliori tecniche disponibili, in particolare riducono la produzione di **rifiuti alimentari** nella produzione primaria e incoraggiano la donazione di alimenti e altre forme di ridistribuzione per il consumo umano;

mirano a **porre fine alla dispersione di rifiuti in ambiente marino**;

sviluppano e supportano **campagne di informazione per sensibilizzare alla prevenzione dei rifiuti e alla dispersione dei rifiuti**.

FOCUS

LA STRATEGIA ENERGETICA E AMBIENTALE DELLA PROPOSTA
DEL NUOVO PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA ED IL CLIMA (PNIEC)

Nel presente Focus si sintetizza l'opinione dell'industria petrolifera sulle principali misure previste dal Piano, che ne impatteranno l'operatività nei prossimi anni.

La **Proposta di Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC)** presentata congiuntamente dai Ministeri dello Sviluppo Economico; dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e da quello delle Infrastrutture e dei Trasporti il 31 dicembre 2018 alla Commissione europea, contiene la **strategia italiana per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, previsti dal Pacchetto Energia pulita e dall'Accordo di Parigi sulla lotta ai cambiamenti climatici**.

Tale strategia si articola su cinque macro-obiettivi: **decarbonizzazione; efficienza energetica; sicurezza energetica; mercato interno dell'energia integrato; ricerca, innovazione e competitività**.

Gli obiettivi quantitativi a cui tende sono così sintetizzabili:

- una percentuale di produzione di energia da fonti rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30 per cento;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 21,6 per cento a fronte del 14 per cento previsto dall'Unione Europea con la Direttiva RED II;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43 per cento a fronte di un obiettivo europeo del 32,5 per cento, previsto dalla Direttiva Efficienza Energetica 2018/2002/UE;
- una riduzione delle emissioni di gas effetto serra -

PNIEC I principali obiettivi 2020 - 2030

	OBIETTIVO 2020		OBIETTIVO 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA PNIEC proposta
ENERGIE RINNOVABILI				
Energie da FER nei consumi finali lordi	20%	17%	32%	30%
Energie da FER nei consumi finali lordi nei trasporti	20%	-17%	14%	21,6%
Energie da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento			+1,3% annuo	+1,3% annuo
EFFICIENZA ENERGETICA				
Riduzione consumi energia primaria rispetto allo scenario Primes 2017	-20%	17%		
Riduzione dei consumi finali tramite regimi obbligatori	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasp.)	-0,8% annuo (con trasp.)
EMISSIONI GAS SERRA				
Riduzione GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati alla normativa ETS	-21%		-43%	No imposto obiettivo nazionale
Riduzione GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	33%
Riduzione complessiva dei gas e effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	No imposto obiettivo nazionale

FOCUS

GHG, rispetto a quelle del 2005 per tutti i settori non ETS, del 33 per cento, obiettivo superiore del 3 per cento rispetto a quello previsto dall'*Effort Sharing* dell'Unione Europea;

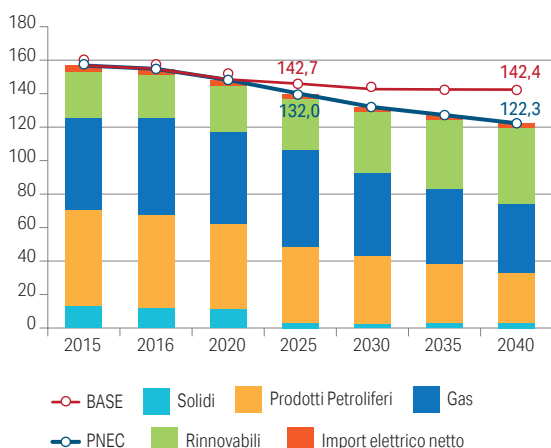
- una riduzione delle emissioni di GHG nei settori ETS pari al 56 per cento rispetto al 2005, livello ampiamente superiore rispetto all'obiettivo aggregato europeo del -43 per cento.

Le misure proposte nel PNIEC prevedono un efficientamento che trasforma il sistema energetico e la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale.

La riduzione delle emissioni di CO₂ del 56 per cento rispetto al 2005, a fronte di un obiettivo europeo del 43 per cento sarebbe ottenuta grazie a:

- maggiore efficienza energetica e riduzione dei consumi;
- *phase-out* dal carbone entro il 2025 e ulteriore forte accelerazione delle rinnovabili fotovoltaiche;
- incremento del prezzo della CO₂, proiettato ad oltre 40 \$/tonn nel 2040.

PNIEC Evoluzione della domanda di energia primaria nello Scenario Base e nello Scenario PNIEC (Mtep)



Fonte: RSE

I consumi finali di energia sono previsti scendere dai circa 155 Mtep del 2016 a 132 Mtep nel 2030 (-15 per cento) e a 122,3 Mtep (-21 per cento) nel 2040.

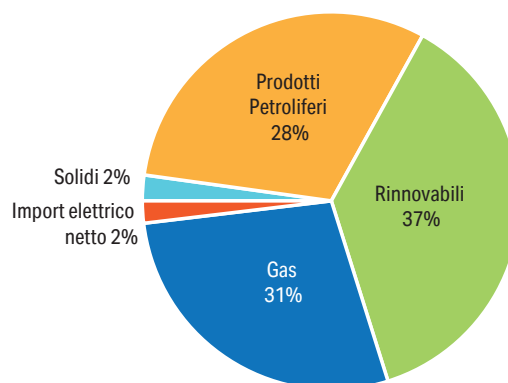
L'efficienza energetica viene individuata come uno dei principali fattori di decarbonizzazione nel lungo periodo, con una intensità energetica in continua diminuzione fino al 2040.

Rispetto al 2016, i **prodotti petroliferi** sono attesi ridursi di **14,6 Mtep (-26 per cento) al 2030 e di oltre 25 Mtep (-45 per cento) al 2040**. Tuttavia, sebbene con una domanda in contrazione, al 2030 essi continueranno a coprire il **31 per cento del fabbisogno energetico nazionale, con una presenza significativa in particolare nei trasporti e nel petrolchimico**.

Il PNIEC riconosce **un ruolo centrale nella transizione alla raffinazione** dato il suo alto grado di specializzazione, i processi produttivi all'avanguardia, il continuo impegno in ricerca e sviluppo, nonché la capacità di assicurare affidabilità, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti petroliferi.

Il settore petrolifero ha sempre avuto piena coscienza

PNIEC Peso delle fonti di energia nella domanda primaria al 2030



Fonte: RSE

FOCUS

della centralità del proprio ruolo per il raggiungimento degli obiettivi ambientali, sia di **lungo termine**, ovvero relativi al contenimento delle emissioni climateranti oggetto degli **Accordi di Parigi**, sia di **breve termine**, ovvero riferiti al **miglioramento in tempi rapidi dell'inquinamento dell'aria in ambito urbano**.

Le aziende del settore intendono pertanto contribuire attivamente al perseguimento degli **obiettivi del Piano** e ritiene che andrebbero realizzati con **misure sostenibili anche dal punto di vista economico e sociale**.

A tale proposito è necessaria l'analisi preventiva della fattibilità ed efficacia dei singoli strumenti: i **target** del PNIEC, una volta approvati a livello comunitario, saranno difficilmente modificabili.

Il 2030 rappresenta inoltre una tappa intermedia. **Target settoriali troppo ambiziosi**, rispetto a quelli degli altri Paesi europei, oltre a determinare una **perdita di competitività per il nostro Paese**, richiedono costi e sforzi aggiuntivi in assenza di tecnologie mature per conseguirli, che potrebbero pregiudicare il successivo raggiungimento degli obiettivi al 2050.

L'approccio ritenuto più idoneo è di tipo flessibile che, fermi restando gli obiettivi primari vincolanti condivisi con l'Unione Europea, consenta di **rivedere periodicamente i target settoriali**, sulla base della evoluzione tecnologica.

LE DIMENSIONI DELLA DECARBONIZZAZIONE:

1. IL DOWNSTREAM PETROLIFERO NEL PNIEC

Il settore ha tutte le potenzialità per promuovere il cambiamento e, nel frattempo, garantire l'approvvigionamento del Paese. Sono potenzialità che hanno consentito di ridurre negli ultimi 20 anni le emissioni inquinanti dell'80 per cento in fase di produzione dei carburanti e, in sinergia con il settore *automotive*, del 90 per cento in fase di utilizzo.

Si ritiene indispensabile **salvaguardare la competitività della raffinazione, esposta alla concorrenza asimmetrica extra-UE, e la distribuzione di prodotti petroliferi,**

messa a rischio dai fenomeni di illegalità.

Il settore ha intenzione di contribuire alla decarbonizzazione grazie a processi e prodotti all'avanguardia, con un forte impegno in termini di ricerca e sviluppo, che consentiranno di ridisegnare l'attività delle raffinerie per la produzione di carburanti *low-carbon* o *carbon-free*.

Nei prossimi decenni verrà avviata una profonda trasformazione dell'industria della raffinazione in una prospettiva 2050, non solo verso le bio-raffinerie, ma anche per:

- ✓ la trasformazione di materie prime a basso contenuto di carbonio (biomasse e rifiuti);
- ✓ la produzione di idrogeno rinnovabile (da biometano o da energia elettrica rinnovabile);
- ✓ la sintesi di *fuel* decarbonizzati.

I prodotti continueranno ad essere liquidi, data la loro densità energetica senza uguali, così da consentire di utilizzare al meglio le attuali infrastrutture logistiche e distributive nonché le tecnologie dei motori a combustione interna, nelle quali la filiera nazionale automotive rappresenta un'eccellenza.

Tali processi implicano ingenti investimenti, che presuppongono una strategia europea che non escluda alcuna tecnologia, ma anzi promuova la ricerca per lo sviluppo di tutte le tecnologie.

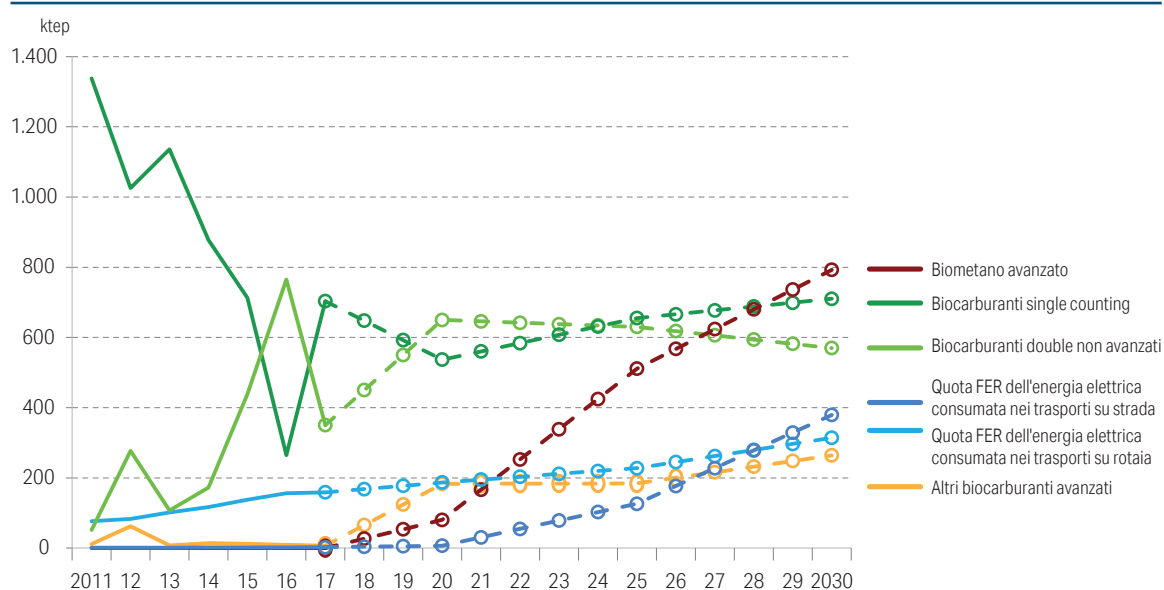
Nel periodo di transizione il settore dovrà anche continuare ad approvvigionare il Paese, è quindi importante salvaguardarne la competitività.

2. LE EMISSIONI DI GAS SERRA NEL PNIEC

Le previsioni del PNIEC di **riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS del 56 per cento, rispetto al 2005** (ben superiori al target europeo del 43 per cento), preoccupano le raffinerie soggette alla **concorrenza asimmetrica** dei mercati extra-UE. Occorre valutare attentamente impegni più gravosi di quelli previsti a livello europeo, onde non pregiudicare la competitività del nostro Paese anche rispetto ai concorrenti europei.

FOCUS

PNIEC Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti



Fonte: GSE e RSE

PNIEC Contributo delle rinnovabili nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED II per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica (ktep)

	Fattore moltiplicativo	2016	2017	2025	2030
Numeratore		2.056	1.665	4.152	5.953
Biocarburanti avanzati	x 2	9	7	695	1.057
<i>di cui biometano</i>	x 2	—	—	511	793
<i>di cui altri biocarburanti</i>	x 2	9	7	184	264
Bio carburanti double counting non avanzati	x 2	765	350	630	570
Bio carburanti single counting		265	703	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	x 4	2	2	126	379
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	x 1,5	156	159	228	314
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		31.719	30.352	28.851	27.607
QUOTA FER-T (%) - RED II		6,5%	5,5%	14,4%	21,6%

FOCUS

Per il settore petrolifero è fondamentale evitare qualsiasi inasprimento della normativa ETS per le raffinerie, già soggette ad una pesante concorrenza internazionale e si ritiene indispensabile valutare il reale impatto delle diverse tecnologie sulla base del LCA (Life Cycle Assessment).

3. L'ENERGIA RINNOVABILE NEL SETTORE DEI TRASPORTI

Nell'ambito di un **obiettivo complessivo del 30 per cento di rinnovabili al 2030**, il Piano ha inoltre posto un **obiettivo specifico per i trasporti del 21,6 per cento**, ipotizzando i seguenti contributi:

- **13,6 per cento biocarburanti liquidi e biometano.** Dal 2023 si prevedono possibili obblighi bio anche sulla benzina;
- **8 per cento elettrico, di cui 2 per cento ferrovia + 6 per cento stradale** (attraverso la diffusione al 2030 di 1,6 milioni di veicoli elettrici puri e 4,4 milioni di veicoli ibridi Plug-in).

Il *target* complessivo del 21,6 per cento rappresenta la somma di diversi *target*, tutti molto ambiziosi. Fissare un **valore così elevato come vincolante** suscita perplessità fra gli operatori: si ritiene più corretto attribuire allo stesso un valore di obiettivo tendenziale e renderlo più in linea con obblighi europei.

L'obiettivo è infatti **molto più elevato del target minimo per i trasporti del 14 per cento, che è stato fissato con la Direttiva RED II dopo una rigorosa analisi di fattibilità**.

Si propone quindi di confermare l'obiettivo complessivo del 30 per cento di rinnovabili, introducendo però **un obiettivo nei trasporti più contenuto o almeno attribuendogli un valore di obiettivo tendenziale**.

L'introduzione di obiettivi tendenziali per conseguire l'obiettivo vincolante di FER del 30 per cento rappresenta un'importante flessibilità: consentirebbe infatti, in occasione delle verifiche periodiche, di individuare i percorsi via via più efficienti sulla base dello sviluppo tecnologico di tutte le rinnovabili nei diversi usi, tanto più che i principali Paesi europei hanno fissato obiettivi

meno gravosi (Francia, Regno Unito, Germania) sostanzialmente in linea con la RED II.

3.a I target per i biocarburanti

In particolare per i vari biofuel:

- **quasi la metà del target sui biocarburanti (6 per cento) dovrebbe essere coperta dal biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU:** tale obiettivo appare ambizioso, seppur fissato nell'ottica condivisibile di un vero sviluppo dell'economia circolare, tanto più che comporterebbe un costo al 2030 di 700 milioni di euro l'anno;
- l'altra parte del *target* per i biocarburanti dovrebbe invece essere assicurata **dai biocarburanti liquidi (7,6 per cento)**, in particolare **bio avanzati**; si ritiene **un impegno particolarmente gravoso, anche in relazione all'effettiva disponibilità a costi sostenibili delle materie prime advanced**;
- eventuali **vincoli specifici alla miscelazione di biocarburanti nella benzina dovrebbero essere introdotti solo se indispensabili** per il conseguimento dei *target* e in presenza di **bio-avanzati** idonei. La frammentazione della rete distributiva italiana rende tale rigidità tecnicamente ed economicamente onerosa.

Il settore assicurerà comunque il massimo sforzo per il raggiungimento dei suddetti *target*, avviando un'attenta programmazione degli investimenti e degli approvvigionamenti. È **necessario** però che **nuovi obblighi sui bio-liquidi vengano introdotti con gradualità**, in relazione allo sviluppo delle filiere delle diverse tipologie di biocarburanti, e che non venga impropriamente limitata l'offerta delle materie prime destinate alla produzione di biocarburanti avanzati.

Tutti gli sforzi per lo sviluppo dei biocarburanti nei trasporti sono, peraltro, **vanificati da una normativa comunitaria distorsiva che, da un lato, richiede percentuali crescenti di biocarburanti avanzati per gli elevati risparmi di CO₂, e, dall'altro, non valorizza in alcun modo nel calcolo delle emissioni di CO₂ dei veicoli che li utilizzano la componente bio presente nei combusti-**

FOCUS

bili utilizzati, limitandosi alle sole emissioni in fase di scarico.

L'approccio LCA, o almeno WTW, diventa essenziale per valutare l'impatto di una tecnologia in termini di emissioni complessive, altrimenti si rischia di inibire tecnologie potenzialmente in grado di produrre combustibili *low o free carbon*, tradendo il principio di neutralità tecnologica.

3.b I target per il vettore elettrico

La quota del trasporto ferroviario (2 per cento) appare in linea con le sue attuali potenzialità. Tuttavia essendo auspicabile un maggior sviluppo del trasporto pubblico su ferrovia, data la sua elevata efficienza, il target è sottostimato non prevedendo un maggiore sviluppo del trasporto pubblico su ferrovia, che andrebbe invece stimolato.

La quota del trasporto stradale (6 per cento) appare invece sovrastimata rispetto agli scenari di penetrazione dei veicoli elettrici (BEV e Plug-in) definiti dalle case costruttrici per rispondere ai limiti emissivi di CO₂ al 2025 e 2030, recentemente fissati a livello comunitario, anche in considerazione di un possibile rallentamento nel ricambio del parco auto, legato all'aumento del costo medio delle vetture.

Si suggerisce, quindi, di rivedere il contributo del trasporto stradale elettrico sulla base di tali scenari di penetrazione. Obiettivi troppo ambiziosi richiederebbero forme di incentivazione molto onerose per il bilancio dello Stato alle quali andranno aggiunti i costi degli investimenti per gli interventi infrastrutturali sulle reti di distribuzione, a carico di tutte le utenze elettriche, e agli investimenti degli operatori per i punti di ricarica intelligenti.

4. SVILUPPO DEL GNL NEL PNIEC

Il PNIEC prevede misure per sviluppo del GNL, sia per le navi che per il trasporto pesante, in linea con la Direttiva DAFI, nonché come fonte di approvvigionamento di gas complementare alle forniture via gasdotto. In parti-

colare per lo sviluppo nel trasporto pesante l'indirizzo è di lasciare stabile sul valore attuale le accise sul gas naturale.

Si ritengono positive le misure contenute nel Piano a supporto dello sviluppo del GNL, che rappresenta un'importante alternativa anche come bunker per i trasporti marittimi, oltre che come combustibile per il trasporto pesante stradale di lungo raggio. È necessario **effettuare una attenta programmazione nello sviluppo delle nuove infrastrutture di stoccaggio Small Scale, affinché possa essere assicurata al contempo la disponibilità del prodotto sul territorio e l'economicità dei nuovi depositi di GNL.**

5. SUSSIDI AMBIENTALMENTE DANNOSI

Nel PNIEC i "sussidi ambientalmente dannosi" sono suddivisi in 3 liste:

- lista **sussidi da esaminare e valutare prioritariamente** (es. rimborso gasolio autotrasportatori);
- lista **sussidi secondaria che richiede approfondimenti tecnici** (es. differente trattamento fiscale benzina/gasolio);
- lista **sussidi da riformare a livello comunitario o internazionale** (esenzione accisa bunker avio e marina; rilascio quote a ETS a titolo gratuito).

Anzitutto non si condivide la definizione generica di sussidio "ambientalmente dannoso": occorre **rapportare il giudizio allo specifico target ambientale che si vuole conseguire.**

Inoltre, onde **evitare di utilizzare impropriamente il tema dell'ambiente per aumenti complessivi della fiscalità**, ogni eventuale revisione del prelievo fiscale sui singoli prodotti **dovrebbe essere a "somma zero", con effetto neutro sul carico fiscale complessivo.**

Infine occorre procedere in modo coerente con gli altri Paesi europei per non pregiudicare la competitività del Paese ed evitare ulteriori penalizzazioni per il consumatore contribuente.

FOCUS

LOTTA ALLE EMISSIONI: DIESEL DA ASSolvere

Studio di Unione Petrolifera¹

Attualmente un'auto diesel "Euro 6" emette il 95 per cento in meno di NOx rispetto a una "Euro 0" e il 96 per cento in meno di PM rispetto a un veicolo "Euro 1". Parallelamente gli stessi progressi sono stati compiuti nel trasporto pesante, dove un motore "Euro VI" presenta emissioni 8 volte inferiori rispetto a uno omologato "Euro III". Nei primi mesi del 2019, inoltre, a un calo della quota di vetture diesel immatricolate, è corrisposto un aumento complessivo della CO₂ media delle nuove auto vendute. In sostanza si ritiene che l'utilizzo del diesel di ultima generazione sia fondamentale per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ previsti per il 2030, in modo socialmente ed economicamente sostenibile.

Unione Petrolifera ha elaborato uno studio di approfondimento

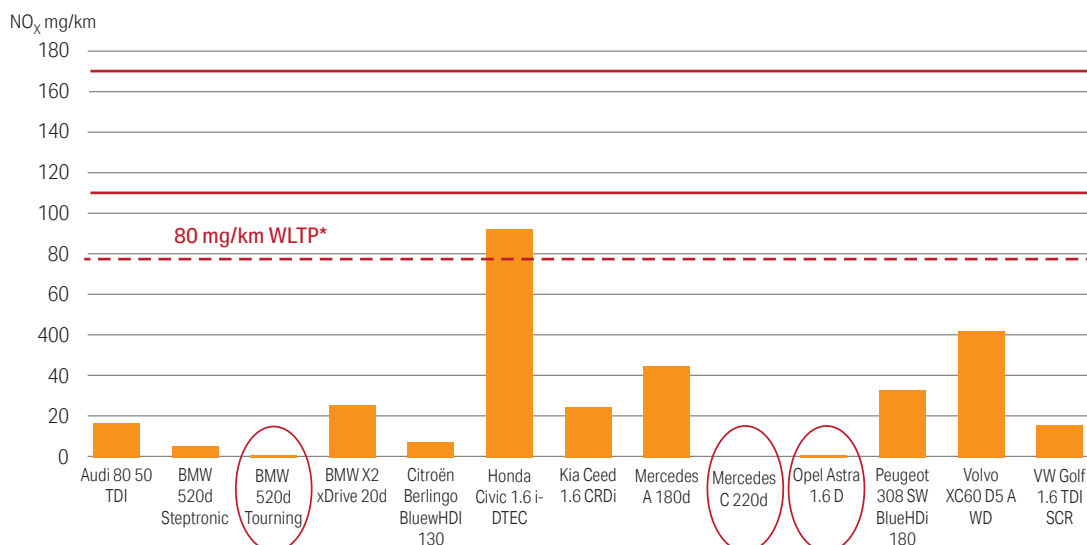
¹ Lo studio è stato presentato il 18 marzo 2019 a Milano nel corso dell'evento promosso da #FORUMAutoMotive.

dimento sulle motorizzazioni alimentate a gasolio: "Lotta alle emissioni: diesel da assolvere".

Lo scopo è fare chiarezza sul tema motorizzazioni ed emissioni climateranti e inquinanti, e sfatare i pregiudizi nei confronti del diesel, sempre più spesso indicato come la principale fonte dell'inquinamento urbano e delle emissioni climateranti (GHG) sulla base di argomentazioni frequentemente non corrette, che influenzano però il dibattito pubblico e, in diversi casi, le scelte politiche in materia di mobilità, rischiando di allontanare il raggiungimento degli obiettivi ambientali.

Punto di partenza dell'analisi dell'inquinamento derivante dai trasporti è la considerazione che il **parco auto italiano è tra i più vetusti a livello europeo e già tale dato di fatto incide fortemente sui livelli emissivi**: oltre la metà del circolante ha un'età superiore ai 10 anni, rispetto al 36-39 per cento di Paesi come Francia, Germania o Regno Unito.

Dalle ultime prove anche vetture a «zero emissioni» di NO_x

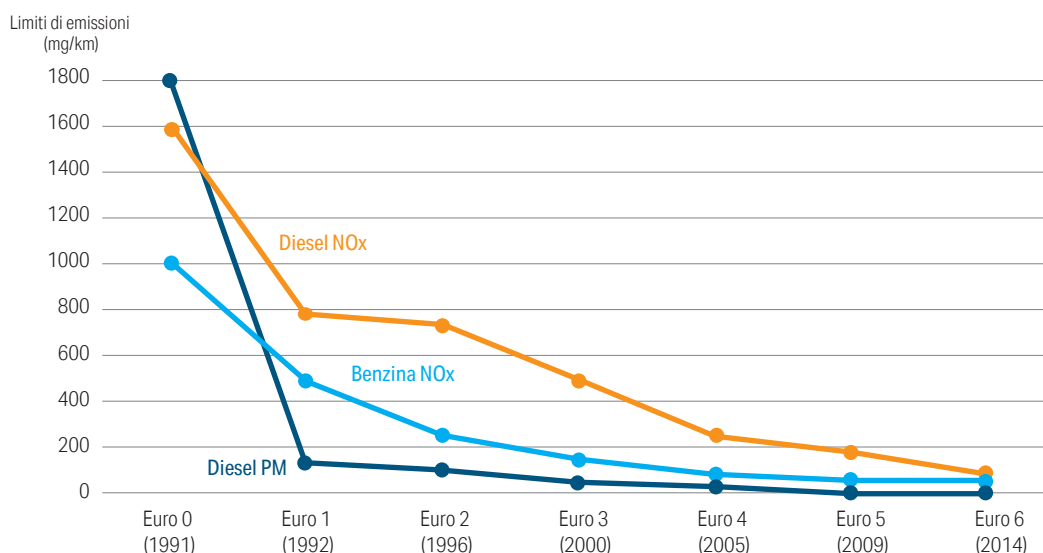


* Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure.

Fonte: ADAC-Allegemeiner Deutscher Automobil-Club, febbraio 2019

FOCUS

L'evoluzione positiva delle emissioni inquinanti



Fonte: dati Commissione Ue

Inoltre lo studio ha cercato di rispondere ai quesiti più comuni, per verificare in misura oggettiva le affermazioni, che possono essere confermate o meno da dati scientifici, basandosi sulle più recenti pubblicazioni in materia.

Se ne sintetizzano i principali risultati, in risposta alle domande più dibattute.

Eliminare le alimentazioni diesel serve a migliorare la qualità dell'aria?

A questa domanda l'analisi fornisce una risposta duplice: sì, per quanto riguarda le vecchie alimentazioni; no, per quelle di nuova generazione. I diesel "Euro 6d" di ultima generazione sono **in grado di rispettare ampiamente i sempre più stringenti limiti sugli NOx**. I risultati di prove condotte a febbraio 2019 **mostrano per alcuni modelli addirittura zero emissioni di NOx**.

Analogamente per il particolato allo scarico si riscontrano valori trascurabili e di molte volte inferiori a quelli del particolato non allo scarico (le cosiddette "emissioni non esauste"), che saranno sempre più prevalenti e in-

teressano tutte le alimentazioni. L'evoluzione tecnologica dei motori diesel "Euro 6" ha consentito di ridurre le emissioni di PM_{2,5} a valori trascurabili.

I diesel "Euro 6" emettono il 95 per cento in meno di NOx rispetto a un veicolo "Euro 0" e il 96 per cento in meno di PM rispetto a un "Euro 1".

Si pensi che **un'auto "Euro 6" produce 100 grammi di PM ogni circa 20.000 km, quanto un impianto a biomassa (pellet) di nuova generazione emette in solo 32 ore.**

Anche nel trasporto pesante sono stati compiuti gli stessi progressi: un camion "Euro VI" ha emissioni 8 volte inferiori rispetto a un "Euro III". Negli ultimi 25 anni si è registrata, in questo campo, una drastica riduzione delle emissioni inquinanti con un abbattimento del 95 per cento per gli NOx e del 97 per cento per i PM.

L'eliminazione delle alimentazioni diesel aiuta a ridurre le emissioni di CO₂?

La risposta fornita dai dati scientifici è categorica: no. **Grazie alla loro efficienza, i motori diesel presentano emissioni di CO₂ più contenute di un motore a benzi-**

FOCUS

na. A testimonianza di questa efficienza, nei primi due mesi del 2019, a un calo della quota di auto diesel immatricolate (passate dal 55,8 per cento al 43,2 per cento del totale) è corrisposto un aumento della CO₂ media (da 112,8 a 121,5 g/km) delle nuove auto immatricolate.

L'utilizzo del diesel, motorizzazione che peraltro vede l'industria italiana da sempre all'avanguardia, è fondamentale per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ previsti per il 2030. Con il solo ricambio del parco auto con modelli più efficienti, senza escludere alcuna alimentazione, si otterrebbe infatti una riduzione della CO₂ del 37 per cento, oltre gli impegni assunti in sede europea.

Esistono auto a zero emissioni?

No, non esistono. Per misurare correttamente il reale impatto sull'ambiente, occorre **valutare l'incidenza complessiva del binomio "veicolo-vettore energetico" considerando l'intero ciclo di vita (LCA)**. Su queste basi, si può affermare che non esistono auto a "zero emissioni".

Per ridurre realmente l'impatto ambientale del settore trasporti, **l'unico strumento efficace è favorire il ricambio del parco auto con i modelli più recenti**. Processo che oggi è rallentato da provvedimenti poco

efficaci, come il *bonus-malus* che non tiene conto dell'impatto del binomio "veicolo-vettore energetico" nell'intero ciclo di vita, o da divieti e limitazioni alle auto "Euro 6d", assolutamente ingiustificati da un punto di vista tecnico. Provvedimenti che ingenerano confusione nei consumatori e bloccano la sostituzione dei modelli vecchi con veicoli nuovi a bassissimo impatto ambientale.

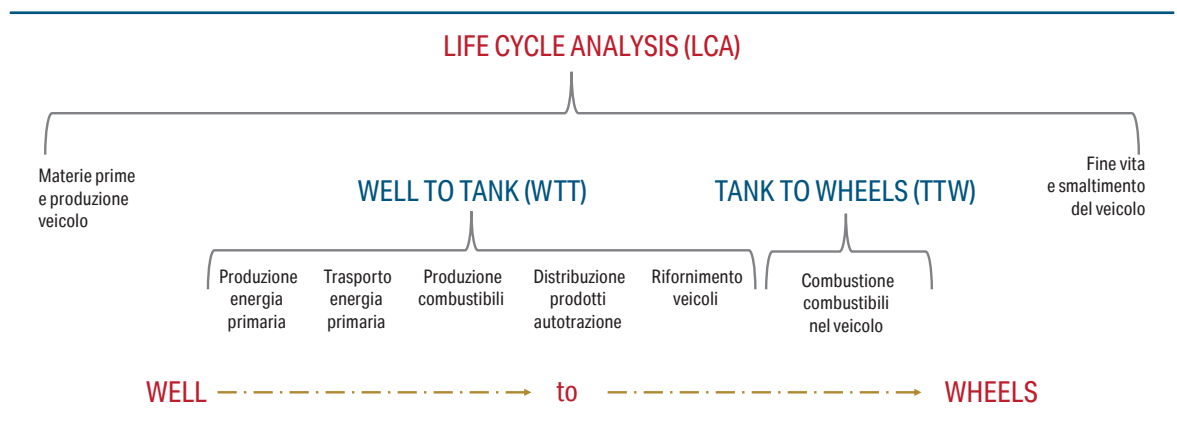
Quali soluzioni per rispettare gli obiettivi di riduzione della CO₂ nel lungo termine?

Soluzioni tecnologiche in grado di rispettare gli obiettivi di riduzione di CO₂ nel breve-medio termine sono già disponibili, si stanno inoltre studiando e sviluppando combustibili liquidi innovativi per traguardare la decarbonizzazione al 2050.

L'industria petrolifera sta investendo significativamente in Ricerca e Sviluppo, proprio con l'obiettivo di tagliare al 2050 dell'80-90 per cento le emissioni climalteranti (GHG) rispetto al 2015.

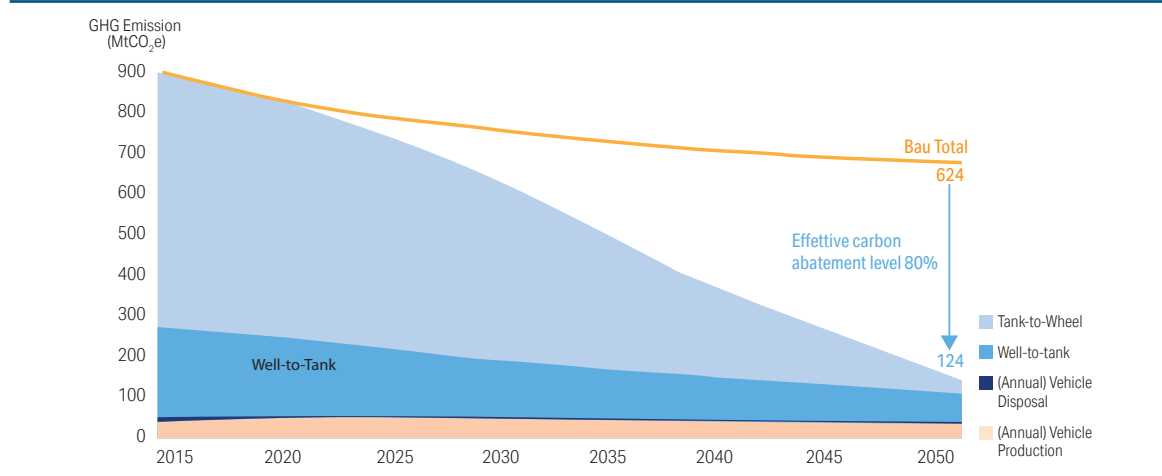
Nel breve termine il diesel è un'alimentazione che ha caratteristiche idonee ad essere protagonista dell'evoluzione verso una mobilità sostenibile, dato che sotto il profilo degli inquinanti, come visto, le soluzioni tecniche adottate riducono le emissioni a valori prossimi allo zero. In riferimento alla CO₂, tenendo conto dell'intero

Alimentazioni ad emissioni zero non esistono



FOCUS

Emissioni GHG nel ciclo di vita dei trasporti su strada in Europa



Fonte: Concawe (2018)

ciclo di vita, il diesel rimane la soluzione più efficace e sostenibile, sia economicamente che socialmente, per riguardare gli obiettivi al 2030.

Purtroppo, rispetto a questi dati di fatto, le scelte politiche vanno in direzione opposta: politiche tese a limitare o vietare l'uso dei motori diesel di nuova generazione sono del tutto ingiustificate non avendo alcun fondamento scientifico.

Tali politiche, creando incertezza nei consumatori, rallentano il ricambio del parco auto, mettendo a rischio

il raggiungimento degli obiettivi non solo al 2030 ma anche al 2020, e pongono seri problemi di sostenibilità per l'intera filiera *automotive* europea.

Sia per la riduzione della CO₂ che per il miglioramento della qualità dell'aria è indispensabile il passaggio verso auto più efficienti.

Se si affronta il problema delle emissioni su analisi motoristiche aggiornate e su riscontri oggettivi, si scopre che le alimentazioni diesel sono parte della soluzione e non la causa del problema.

focus

STUDIO CONFINDUSTRIA SU
“IL RUOLO DELL’INDUSTRIA ITALIANA
NELL’ECONOMIA CIRCOLARE”

QUALI SONO LE PROPOSTE DI POLICY:



abbattere le barriere non tecnologiche, derivanti da un approccio restrittivo del legislatore e degli enti preposti al controllo e al rilascio delle autorizzazioni, che di fatto rendono conveniente e preferibile ancora la gestione dei residui di produzione come rifiuto anziché come sottoprodotto, ovvero l'avvio di tali residui ad operazioni di riciclo/recupero;

favorire lo scambio di beni prodotti in linea con i principi dell'economia circolare, tenendo anche presente che il crollo dei prezzi di alcune materie prime rende economicamente difficile la scelta di materie “seconde”;

innalzare la capacità impiantistica “virtuosa” del Paese, favorendo l'efficienza degli impianti di riciclo e recupero esistenti, valutando la necessità di costruirne di nuovi e limitando al minimo la presenza di discariche sul territorio.

QUALI SONO LE CONCLUSIONI:

a livello internazionale ed europeo, il tema dell'uso efficiente delle risorse, e più in particolare dell'Economia circolare, sta assumendo sempre più importanza nelle policy presenti e di medio lungo periodo;

l'Italia non è all'anno zero grazie alla capacità innata dell'industria italiana nel ridurre la produzione di rifiuti e reimpiegarli nei propri processi produttivi;

questa capacità di innovare ha portato l'industria italiana, in diverse occasioni, addirittura ad anticipare gli orientamenti decisi a livello nazionale o a livello comunitario. È questo il caso del pacchetto di proposte della Commissione economia circolare, al quale l'industria italiana non può che guardare con interesse;

la Direttiva formulata a livello europeo impegnerà l'industria nei prossimi anni, con obiettivi ambiziosi. L'industria è pronta a fare la sua parte ma deve poter contare su un contesto normativo, tecnologico ed economico che sia di supporto e non di ostacolo al raggiungimento di tali obiettivi

scientifiche, supportato da numerosi studi indipendenti sull'evoluzione della qualità dell'aria nelle città. Tali studi evidenziano come il traffico veicolare spesso non sia la causa principale dell'inquinamento e dimostrano altresì come **date le emissioni prossime allo zero dei nuovi veicoli "Euro 6D", anche diesel**, il contributo al **miglioramento della qualità dell'aria** derivante dal traffico venga **più rapidamente conseguito all'aumentare della velocità con cui si rinnova il parco circolante, nonché da una attenta manutenzione e lavaggio delle strade.**

Regolamenti comunitari sui limiti di CO₂ di auto e veicoli commerciali e industriali

È stata definitivamente adottata la revisione della normativa comunitaria sui limiti alle emissioni della CO₂ in Cars/Van ai fini dell'omologazione dei veicoli, nonché una analoga normativa per i veicoli pesanti che introduce, per la prima volta, limiti alle emissioni di CO₂ dei veicoli Heavy Duty. Le due normative impongono target estremamente ambiziosi da raggiungere nel 2025 e nel 2030, non necessari per riguardare gli obiettivi di riduzione di CO₂ nei trasporti previsti al 2030 rispetto al 2005.

Tale taglio, infatti, può essere agevolmente conseguito con il naturale rinnovo del parco. Peraltro, tale disciplina, considerando solo le emissioni allo scarico e non l'intero ciclo di vita almeno del prodotto, privilegia una sola tecnologia vanificando gli sforzi in corso per l'evoluzione dei biocarburanti e lo sviluppo dei carburanti *free/low carbon*.

Anche la gestione delle emissioni di CO₂ nei veicoli pesanti è particolarmente complessa, in quanto la tipologia dei mezzi destinati a questo trasporto è estremamente varia. Infatti, a seconda della missione cui sono destinati, i mezzi pesanti vengono spesso personalizzati per soddisfare specifiche esigenze, intervenendo sul numero di assi, sulla potenza del motore, sulla capacità del serbatoio del carburante, sulle dimensioni della cabina, sull'altezza del telaio, ecc. rendendo il controllo della CO₂ molto difficoltoso.

Il Refining Forum

Nel 2018 la Commissione europea ha confermato l'importanza e la validità dei Refining Forum, con l'organizzazione di un incontro "Tecnico" e di uno "High Level". In quello "Tecnico", svoltosi lo scorso 7 dicembre, con la partecipazione di tutte le Istituzioni comunitarie, degli esperti governativi, di FuelsEurope, delle NOIA e delle principa-

focus

**RIFIUTI – RESPONSABILITÀ
ESTESA DEL PRODUTTORE
INIZIATIVE CONCRETE
Protocollo d'intesa tra
CONFINDUSTRIA e CONOU**



**CONSORZIO NAZIONALE
PER LA GESTIONE, RACCOLTA
E TRATTAMENTO DEGLI OLI
MINERALI USATI**

Lo scorso 15 gennaio, Confindustria e CONOU - Consorzio Nazionale per la gestione, raccolta e trattamento degli oli minerali usati - hanno sottoscritto un Protocollo d'intesa per avviare una collaborazione, volta a sensibilizzare gli operatori economici, coinvolti nella filiera degli oli usati, alla corretta gestione degli stessi.

Il Protocollo prevede iniziative di carattere formativo e informativo al fine di ottimizzare, in particolare, le operazioni di raccolta e rigenerazione dell'olio minerale in linea con i principi dell'economia circolare. Tale collaborazione intende rappresentare un esempio di incontro fra le esigenze economiche e di sviluppo industriale con quelle di tutela dell'ambiente e salute dei cittadini, poiché un miglioramento del processo di gestione degli oli usati non solo genera un beneficio per l'intera collettività, ma favorisce l'ulteriore sviluppo di un'economia circolare impostata sul proficuo riutilizzo degli scarti e finalizzata a una crescita economica e sociale sostenibile.

li compagnie petrolifere, è stato approfondito il tema della recente strategia di decarbonizzazione di lungo termine dell'Unione europea. E' stato ribadito che, per raggiungere la neutralità carbonica al 2050, un ruolo determinante lo avranno ancora i combustibili liquidi (più o meno decarbonizzati) e le tecnologie di cattura, sequestro e riutilizzo della CO₂ (CCS/CCU¹).

Il 25 aprile scorso si è invece tenuto presso la Commissione europea, il Forum "High Level" con gli interventi del Commissario all'Energia e al Clima, Miguel Arias Cañete, di Dominique Ristori, Direttore generale per l'Energia e di John Cooper, Direttore Generale di FuelsEurope. Altri *speakers* di alto livello dell'industria e delle Istituzioni hanno animato l'evento.

Il Forum è stato dedicato al **ruolo dell'industria della raffinazione in Europa nei prossimi anni** e alle **sfide per preservare la competitività del sistema industriale europeo**. È stato, inoltre, riservato uno spazio *ad hoc* per i rappresentanti degli Stati membri per illustrare i propri Piani Nazionali Energia e Clima.

Revisione della Direttiva ETS periodo 2021 – 2030

Dopo l'approvazione della Direttiva ETS 2018/410/UE per il periodo 2021 – 2030, si è tenuto lo scorso febbraio a Roma un Workshop della Commissione europea per un dettagliato approfondimento delle regole ai fini dell'assegnazione gratuita di quote di emissione di CO₂ alle imprese a partire dal 2021. Al riguardo, è necessario **far riferimento al nuovo Regolamento - FAR (Free Allocation Rules) per comunicare tutti i dati necessari al rilascio delle quote**.

Sotto il profilo normativo sono tuttora ancora in corso le discussioni sulla revisione della Linea Guida sugli Aiuti di Stato per definire il regime di compensazione dei costi indiretti indotti dall'ETS. In merito, è importante che vengano adottate misure in grado di eliminare le alterazioni della competizione nel mercato interno europeo, ancora oggi presenti.

L'evoluzione della normativa sui biocarburanti

A livello nazionale, nel corso del 2018 è entrato in vigore il Decreto Ministeriale 21 marzo 2018 che ha previsto l'immissione in consumo dei primi biocarburanti avanzati. Nel 2018 sono state impiegate circa 20.000 tonnellate di avanzati liquidi che nel 2019 cresceranno ad oltre 70.000 tonnellate. Il mercato del biometano avanzato cresce

¹ CCS – Carbon Capture and Storage. CCU – Carbon Capture and Utilization.

più lentamente sia per le difficoltà di allacciamento alla rete di distribuzione del metano, sia per la titubanza ancora presente tra gli operatori agricoli.

A livello europeo, la materia è stata oggetto della **Direttiva RED II**¹ che, dopo una puntuale analisi, ha posto **obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili nei trasporti pari almeno al 14 per cento**, valore decisamente inferiore al target fissato dal PNIEC (21,6 per cento)². In connessione con la RED II sono state emanate dalla Commissione europea le regole per definire i biocarburanti ad alto valore di ILUC³. In base a tali regole, l'olio di palma potrà continuare ad essere impiegato solo se prodotto con colture poco intensive e in grado di abbattere la CO₂ di almeno il 60 per cento rispetto al diesel.

I bunker navali al 2020

Sono proseguiti nel 2018, e nella prima parte del 2019, i lavori in ambito ISO per definire le caratteristiche del nuovo prodotto a specifica IMO per i combustibili navali. L'aggiornamento della norma ISO 8217 non potrà completarsi prima del 2022, mentre nei prossimi mesi sarà adottata, come previsto, la specifica intermedia denominata PAS (Publicly Available Specification), che costituirà il documento tecnico di riferimento per tutti gli *stakeholder*.

Nell'ambito della PAS in via di adozione, sono state inserite regole empiriche che consentiranno di gestire i parametri di stabilità e compatibilità dei diversi prodotti disponibili nelle prime fasi di sviluppo del mercato del nuovo bunker. Successivamente, tali regole saranno meglio calibrate su esperienze dirette sui fuel reali. Da segnalare anche l'importante attività in corso in ambito IMO che sta elaborando regole e procedure per la corretta implementazione del nuovo bunker per evitare squilibri competitivi e distorsioni del mercato.

Finanza Sostenibile

All'inizio del 2019, la Commissione europea ha predisposto un pacchetto di **raccomandazioni rivolte al settore finanziario per sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio**. In particolare, le iniziative comunitarie sono dirette ad elaborare un quadro normativo per identificare gli investimenti sostenibili che rispettino i criteri ambientali a basse emissioni di carbonio.

¹ Direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea serie L n. 328 del 21 dicembre 2018.

² Vedi FOCUS – La strategia energetica e ambientale della proposta del nuovo Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima (Pniec) a pag. 98.

³ ILUC - Indirect Land Use Change.

Nei mesi scorsi si è tenuto l'ultimo trilaterale comunitario sul Regolamento sui *benchmark* che fanno parte del pacchetto Finanza Sostenibile nell'ambito del quale si è raggiunto un accordo politico. Sono stati quindi identificati i criteri per valutare i settori considerati "sostenibili", rinunciando ad escludere a priori investimenti in determinati settori. Non viene al riguardo evidenziato alcun riferimento al settore dei combustibili fossili da regolare in modo restrittivo: **risultato importante considerata la necessità di ingenti investimenti per la messa a punto di tecnologie per la decarbonizzazione dei combustibili liquidi**, che sarebbero stati messi a rischio con un esito diverso del trilaterale.

AIA-Rilascio Autorizzazioni Integrate Ambientali, relazione di riferimento, tariffe e garanzie finanziarie

In linea con le istruzioni fornite dal Ministero dell'Ambiente, nell'aprile 2016 le raffinerie hanno presentato l'istanza per il riesame complessivo AIA per adeguamento alle migliori tecniche disponibili concernenti la raffinazione di petrolio e gas (c.d. BAT – Best Available Techniques).

Nel corso del 2018, tutte le raffinerie hanno ottenuto il rinnovo complessivo delle autorizzazioni AIA, per l'adeguamento alle migliori tecniche disponibili concernenti la raffinazione di petrolio e gas¹, con una serie di prescrizioni non sempre coerenti con il quadro normativo di riferimento.

Le prescrizioni più rilevanti e severe, rispetto alle precedenti AIA, rilasciate nel periodo 2009-2011, hanno riguardato, in via generale, l'attuazione delle BAT 57-58 "*Gestione integrata delle emissioni NO_x e SO_x*", delle BAT 49-50 e 51 "*Processi di stoccaggio e movimentazione di idrocarburi liquidi*", nonché i limiti emissione di alcuni "*Microinquinanti*", il monitoraggio e le misure di riduzione delle "*Emissioni odorogene*".

In tale contesto di prescrizioni, diverse raffinerie hanno presentato al Ministero istanza di riapertura parziale delle AIA, proponendo l'utilizzo delle metodiche di valutazione rischi sito specifica basata sulle caratteristiche idrogeologiche dei suoli, sulle caratteristiche chimico/fisiche dei prodotti e tenendo conto di quanto già in essere in termini di costruzione dei serbatoi e di quanto già realizzato come strumenti automatici di controllo di livello e di piani di ispezione integrità.

¹ BAT di cui alla decisione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, ai sensi della Direttiva 2010/75/UE.

Si evidenzia che, in aggiunta alle su menzionate domande di riapertura AIA, richieste direttamente dai gestori, nel gennaio 2019 il Ministero ha disposto l'avvio di riesame AIA per le tre raffinerie siciliane, a seguito di formale richiesta ricevuta dalla Regione Sicilia per l'adozione del *Piano Regionale di Tutela della Qualità dell'Aria*, approvato dalla Giunta Regionale nel luglio 2018, contenente misure di riduzione delle emissioni industriali.

Novità sul fronte della relazione di riferimento a seguito della pubblicazione sul sito del Ministero dell'Ambiente del Decreto Ministeriale n. 104/2019¹, che reca le modalità per la redazione della **relazione di riferimento**. Il Decreto precedente (Decreto Ministeriale n. 272/2014) era stato annullato dal TAR Lazio² nel novembre 2017 per un vizio di forma e quindi il Ministero dell'Ambiente non aveva potuto procedere alla validazione delle relazioni di riferimento e alla conseguente richiesta delle relative garanzie finanziarie.

Con il nuovo Decreto (Decreto Ministeriale n. 104/2019), le relazioni di riferimento delle raffinerie presentate al Ministero dell'Ambiente potranno essere validate.

Il recepimento delle Direttive europee sulla qualità dell'aria (EU Air Quality Package)

Nel corso del 2018 sono proseguite a livello nazionale le attività di stesura dei Decreti di recepimento di alcune Direttive relative al pacchetto europeo "Air Policy Package".

Le Direttive, di particolare interesse per il settore petrolifero, sono già state recepite dalla legislazione italiana:

- Direttiva UE 2015/2193, relativa alla limitazione delle emissioni in atmosfera di SO₂, NO_x, e Polveri originati da impianti di combustione aventi potenza termica pari o superiore a 1 M e inferiore a 50 MW (c.d. **MCPD**³), recepita con il Decreto Legislativo del 15 novembre 2017, n. 183.
- Direttiva UE 2016/2284, in materia di riduzione delle emissioni nazionali in atmosfera di SO₂, NO_x, NMVOC, NH₃ e PM_{2.5} (c.d. **NEC**⁴, Tetti Emissione Nazionali), recepita con il Decreto Legislativo del 30 maggio 2018, n. 81.

¹ Pubblicato sul sito del Ministero dell'Ambiente, attesa pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

² Sentenza del TAR Lazio n. 11452 del 20 novembre 2017.

³ MCPD – Medium Combustion Plants Directive.

⁴ NEC – National Emissions Ceilings.

Il citato **Decreto MCPD** prevede l'adeguamento ai nuovi limiti di emissione degli impianti esistenti di potenza pari o inferiore a 5 MW a partire dal 1° gennaio 2030, mentre per quelli di potenza superiore a 5 MW e inferiori a 50 MW a partire dal 1° gennaio 2025. Per i nuovi impianti l'adeguamento è previsto dal 19 dicembre 2017.

Un medio impianto di combustione è classificato esistente qualora autorizzato alle emissioni prima del 19 dicembre 2017, a condizione che sia stato messo in esercizio entro il 20 dicembre 2018.

Sempre in relazione al Decreto MCPD, il Ministero dell'Ambiente sta procedendo, tramite un Decreto correttivo, al *Riordino del Titolo I della parte Quinta del Decreto Legislativo n. 152/06* (sulle norme di tutela della qualità aria e riduzione delle emissioni in atmosfera) e all'aggiornamento dei limiti di emissione delle sostanze pericolose, per l'uomo e ambiente. Il Decreto dovrebbe essere varato entro la fine del 2019.

Unione Petrolifera, tramite Confindustria, ha fornito un sostanziale contributo tecnico e di esperienze nell'ambito del processo di consultazione delle categorie interessate.

Al riguardo del **Decreto NEC**, i limiti percentuali di riduzione delle emissioni, rispetto all'anno di riferimento 2005, per l'Italia sono i seguenti:

- **per ogni anno dal 2020 al 2029:** 35 per cento (SO_2), 40 per cento (NO_x), 35 per cento (COVM); 5 per cento (NH_3); 10 per cento ($\text{PM}_{2.5}$);
- **a partire dal 2030** i limiti sono 71 per cento (SO_2), 65 per cento (NO_x), 46 per cento (COVM); 16 per cento (NH_3); 40 per cento ($\text{PM}_{2.5}$).

Le analisi dei dati reali del periodo 1990-2016, prodotti da ISPRA¹, evidenziano relativamente al settore petrolifero una sensibile riduzione delle emissioni di SO_2 , NO_x , NMVOC e $\text{PM}_{2.5}$, peraltro sostanzialmente presenti negli impianti di raffinazione, e non in quelli di stoccaggio ove non avvengono processi di combustione da cui derivano tali emissioni.

In sintesi, nel settore petrolifero nel periodo si è ottenuta una riduzione del 90 per cento degli SO_2 , un contributo delle emissioni NO_x , $\text{PM}_{2.5}$, NMCOV, NH_3 del tutto marginale rispetto al totale nazionale e

¹ ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

altri settori, un contributo marginale delle emissioni di sostanze classificate pericolose (H340, H350, H360).

Il settore petrolifero ritiene pertanto di essere **in linea con gli impegni totali nazionali** in materia di **riduzione delle emissioni in atmosfera** previsti dal 2020-2030.

Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)

Anche nel 2018 si è intensificata a livello internazionale, in ambito ISO TC 207, l'attività di elaborazione degli standard correlati alla mitigazione dell'effetto serra e all'allineamento dei vari sistemi di gestione ambientale prodotti e qualità¹.

Tali standard rappresentano, a livello globale, le migliori risposte tecnico-gestionali in materia ambientale, nonché di reputazione sociale verso i cittadini e le Istituzioni rispondendo al tema dello sviluppo sostenibile, inteso come equilibrio tra ambiente, società ed economia. Al riguardo, di rilievo, è la **nuova versione della ISO/EN/UNI 14001:2015** ("Sistemi di gestione ambientale. Requisiti e guida per l'uso"), e da tempo le Aziende associate hanno avviato le attività per l'aggiornamento delle certificazioni già in essere.

È inoltre in corso, in ambito ISO, un intenso processo di revisione e ampliamento delle norme tecniche sul contenimento delle emissioni gas serra e l'adattamento agli effetti dei cambiamenti climatici.

Le norme ISO più significative per il settore petrolifero, e alla cui elaborazione Unione Petrolifera ha partecipato e continua a partecipare, sono:

- **ISO 14064-1** "Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals" che include anche la quantificazione delle emissioni indirette collegate al ciclo di vita dei prodotti e servizi, e relativo ISO/TR 14069. "Technical Report for the application of ISO 14064-1";
- **ISO 14067** "Carbon Footprint of Products" per la quantificazione e comunicazione dei gas effetto serra emessi nel ciclo di vita dei prodotti;

¹ Tutte le norme relative ai sistemi di gestione devono essere elaborate sulla base di una identica struttura, denominata "High Level Structure", per facilitarne un approccio applicativo il più possibile integrato.

- **ISO 14090** *“Adaptation to climate change- Principles, requirements and guidelines”*;
- **ISO 14091** *“Adaptation to climate change vulnerability impacts and risk assessment”* focalizzata alla valutazione e adattamento dei rischi e potenziali effetti dannosi per la sicurezza e salute umana, indotti da eventi estremi di cambio climatico. Le valutazioni di tali pericoli, rischi e potenziali impatti Na-Tech sono peraltro previsti dal Decreto Legislativo n. 105/2015 di attuazione della Direttiva Seveso Ter.

SALUTE E SICUREZZA

Protocollo con il Dipartimento di Protezione civile

Unione Petrolifera e il Dipartimento di Protezione Civile (DPC) hanno firmato lo scorso 12 luglio un protocollo d'intesa per il rifornimento in emergenza di prodotti petroliferi. L'iniziativa ha lo scopo di facilitare le attività di rifornimento in casi di emergenza, attraverso la creazione di una rete di contatti tra il sistema logistico e petrolifero e il sistema nazionale di protezione civile.

Per individuare al meglio le iniziative più efficaci, sono in corso una serie di incontri conoscitivi tra il Dipartimento e Aziende associate per meglio comprendere, da un lato, il funzionamento del Servizio Nazionale di Protezione Civile ed il coordinamento con gli Enti Locali, oltre che il coinvolgimento degli operatori dei servizi essenziali, mentre dall'altro, le Associate hanno fornito un quadro sintetico delle disponibilità di stoccaggio e la distribuzione geografica delle strutture logistiche. Sono in corso approfondimenti su focus specifici come lo sviluppo di procedure standard di pagamento dei prodotti petroliferi in situazioni d'emergenza.

Saranno inoltre promossi seminari fra le strutture del DPC e le aziende per la reciproca conoscenza e lo scambio di know-how operativo e per l'ottimale gestione del flusso di informazioni.

In ultimo, è in corso un'attività congiunta verso gli Uffici territoriali del Governo (le Prefetture), per sensibilizzarli sulla necessità di una disciplina chiara e uniforme relativa alla circolazione dei veicoli adibiti al trasporto di carburanti in caso di emergenza.

Sicurezza delle merci pericolose

Nel corso dell'anno sono state portate avanti diverse iniziative per promuovere la sicurezza dei mezzi che trasportano merci pericolose:

- sono in via di attuazione le Convenzioni con il CCISS - Centro Coordinamento delle Informazioni sulla Sicurezza Stradale - sottoscritte in maniera volontaria da Aziende associate e propri tra-

FOCUS

LA PIATTAFORMA
SULLA SICUREZZA STRADALE
UP-CCISS

Le date

- 19 maggio 2017: firmato Protocollo d'intesa quadro tra il CCISS (Centro Coordinamento delle Informazioni sulla Sicurezza Stradale) del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) e l'Unione Petrolifera,
- 30 gennaio 2018: firmate le singole convenzioni tra il CCISS, le Aziende associate e i trasportatori con un'adesione di tipo volontaristico.

Le convenzioni consentono l'interscambio con il CCISS dei dati di traffico e dello stato della viabilità al fine di una distribuzione dei carburanti sul territorio nazionale sempre più in sicurezza. Grazie all'attivazione delle convenzioni, il CCISS può infatti tracciare in tempo reale la movimentazione dei prodotti petroliferi, con il dettaglio della loro tipologia e quantità, quale utile strumento di arricchimento della propria piattaforma per finalità di safety e security nonché per migliorare la sicurezza.

sportatori per la tracciatura dei mezzi che trasportano prodotti petroliferi alla rete carburanti;

- è stato aperto, ed ha quasi concluso i propri lavori, il Tavolo per sicurezza dell'autotrasporto avviato con le Associazioni di categoria FAI¹ e ANITA², per la condivisione di una procedura operativa per il carico al deposito e lo scarico presso i punti vendita dei carburanti;
- è stato avviato un Tavolo sulla sicurezza del trasporto di merci pericolose con Polizia Stradale, Associazioni di categoria dell'Autotrasporto e con le Associazioni della committenza (Federchimica e Unione Petrolifera).

Per quanto riguarda la **piattaforma della sicurezza stradale** è stata avviata la sperimentazione per la tracciatura dai flussi informativi tra **CCISS** e settore petrolifero, attraverso la messa a punto delle specifiche tecniche tra UIRNet³ e i provider delle Aziende di trasporto. Con la messa a regime dell'iniziativa, si potranno sviluppare in futuro ulteriori attività per la prevenzione, la sicurezza stradale e il contrasto all'illegalità.

Per quanto attiene al **tavolo di confronto sulla sicurezza dell'autotrasporto** tra Unione Petrolifera, ANITA e FAI, lo stesso ha portato a due iniziative. La prima, in tema di salute e sicurezza, per la raccolta dei dati di esposizione professionale al benzene. La Commissione europea intende infatti ridurre il Valore Limite di Esposizione a benzene sulle 8 ore di 20 volte (da 1 ppm a 0,05 ppm) e, a tal fine, le Associazioni europee dell'industria petrolifera (Concawe) e chimica (Cefic) hanno condotto un'indagine sulla filiera petrolifera (raffineria, depositi, trasporto, punti vendita) per quantificare l'impatto della proposta con un'ampia partecipazione dell'industria e dei trasportatori nazionali.

La seconda ha riguardato l'aggiornamento della procedura operativa di sicurezza per il carico di prodotti petroliferi al deposito e lo scarico ai punti vendita. La precedente edizione del 2007, infatti, non teneva conto del mutato quadro normativo di riferimento, per cui si è proceduto ad elaborare due diversi documenti dove le operazioni di scarico sono distinte in caso di impianto non presidiato e nel caso di presenza del gestore.

¹ FAI - Federazione Autotrasportatori Italiani.

² ANITA - Associazione Nazionale Imprese Trasporti Automobilistici.

³ UIRNet è organismo di diritto pubblico e soggetto attuatore unico del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, costituito nel 2005, per la realizzazione e la gestione della Piattaforma Logistica Nazionale Digitale, un sistema di Intelligent Transport System (ITS) creato per concentrare dati ed erogare servizi di sistema a tutti gli operatori e stakeholders della logistica e dei trasporti.

L'adozione della procedura verrà formalizzata con la sottoscrizione di un Protocollo d'intesa tra ANITA, FAI e Unione Petrolifera. Parallelamente, Unione Petrolifera ha avviato un confronto con le Associazioni di categoria dei gestori (Fegica, Faib e Figisc) per la predisposizione di un analogo protocollo che completi il quadro dei soggetti coinvolti.

Le diverse iniziative di confronto che Unione Petrolifera ha promosso con le Associazioni dell'autotrasporto e, attraverso Protezione civile, con Viabilità Italia presieduta dal Capo della Polizia stradale, hanno portato lo scorso 15 febbraio all'apertura del **tavolo di confronto permanente con polizia stradale sul trasporto di merci pericolose**. Il tavolo, presieduto dal Capo delle Specialità della Polizia di Stato e allargato alle Associazioni delle committenze (Federchimica e UP) e dei vettori (ANITA e FAI), è volto ad avviare attività comuni nel campo della sicurezza del trasporto di merci pericolose. In particolare, sono state individuati tre specifici aspetti: l'approfondimento statistico dei fenomeni della irregolarità e della incidentalità nel trasporto di merci pericolose, la formazione e la comunicazione.

Salute e sicurezza nei luoghi di lavoro

Continua il processo di aggiornamento del quadro di riferimento sulla tutela dei lavoratori nei luoghi di lavoro, avviato dalla Commissione europea nel 2015. Lo scorso 16 gennaio è stata pubblicata la seconda modifica alla Direttiva sui **rischi di esposizione ad agenti cancerogeni e mutageni**¹ che ha ricompreso tra le attività esposte ad "agenti cancerogeni" quelle "comportanti penetrazione cutanea degli oli minerali precedentemente usati nei motori a combustione interna per lubrificare e raffreddare le parti mobili all'interno del motore", nonché quelle "comportanti esposizione alle emissioni di gas di scarico dei motori diesel". Nel febbraio scorso è stata raggiunto un accordo tra Parlamento e Consiglio sulla terza proposta di Direttiva che introduce nuovi valori limite di esposizione per agenti chimici cancerogeni sul luogo di lavoro (cadmio, berillio e formaldeide).

Altra novità importante per la valutazione della salute negli ambienti di lavoro è stata la revisione e la pubblicazione della **norma tecnica (UNI EN 689:2018)** che consente di dimostrare la conformità con i limiti di esposizione attraverso misure rappresentative dell'esposizione per inalazione ad agenti chimici.



Campagna europea
Salute e sicurezza
negli ambienti di lavoro
in presenza di
**SOSTANZE
PERICOLOSE 2018-19**



¹ Direttiva (UE) 2019/130 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 gennaio 2019 che modifica la Direttiva 2004/37/CE sulla protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da un'esposizione ad agenti cancerogeni o mutageni durante il lavoro.

focus

**“PROGETTO
RIQUALIFICAZIONE
AMBIENTALE”**

Nel dicembre scorso è stato dato l'avvio al “Progetto Riqualificazione Ambientale”, con l'ingresso in Associazione di 11 nuovi soci aggregati¹ che operano nei servizi ambientali. Il progetto, di grande rilievo per il settore, è volto alla definizione e alla diffusione dei migliori standard operativi nei campi dell'ingegneria ambientale, della bonifica e riqualificazione dei siti contaminati, del recupero dei siti petroliferi, con particolare riferimento ai punti vendita carburanti.

¹ Ambiente s.p.a., Amec Foster Wheeler Italiana, B&A Consultancy, Ecotherm, Intergeo Italia, Jacobs, Mares, Petroltecnica, Syndial, Stantec e Tralce costruzioni.

Proseguono le attività dell'**Organismo Paritetico Nazionale**¹ (OPN), di riferimento per le aziende del CCNL Energia e petrolio per attività formative in tema di salute, sicurezza e ambiente. L'OPN è composto dalle Parti stipulanti il contratto: Confindustria Energia, Filctem CGIL, Femca CISL, Uiltec UIL. La Conferenza Nazionale 2018 per i Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza e l'Ambiente (RLSA) e i Responsabili del Servizio Prevenzione e Protezione (RSPP) si è tenuta lo scorso 11 ottobre a Gela ed ha sviluppato il tema della “Formazione d'eccellenza su salute, sicurezza ed ambiente”. Con l'occasione è stata presentata l'attività di collaborazione dell'OPN sui progetti di formazione obbligatoria dei lavoratori. Inoltre, a gennaio del 2019, è stato rinnovato il protocollo d'intesa tra le Parti stipulanti ed INAIL per cui saranno avviate ulteriori attività finalizzate alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e alla diffusione della cultura della sicurezza.

Costituito il Gruppo Strategico Lubrificanti

È stato costituito, in seno ad Unione Petrolifera, un nuovo Gruppo Strategico dedicato ai “Lubrificanti”, volto a valorizzare il ruolo insostituibile di tali prodotti nella mobilità e nelle attività industriali.

Il Gruppo sta svolgendo iniziative per:

- promuovere iniziative per la lotta all'illegalità nel mercato dei lubrificanti;
- valorizzare il contributo dei lubrificanti alla riduzione dell'inquinamento e delle emissioni climalteranti, sia per l'uso autotrazione che in campo industriale ed energetico;
- supportare il Ministero dello Sviluppo Economico nell'adeguamento delle metodologie di rilevazione ufficiali dei dati sui consumi dei prodotti petroliferi alle specificità del settore lubrificanti in evoluzione.

**Attuazione della Direttiva 2012/18/UE
(Seveso TER)**

Le Aziende associate rientranti nel campo di applicazione della Direttiva, hanno trasmesso ai competenti soggetti istituzionali le notifiche e la documentazione previste entro i termini e secondo le modalità prescritte.

Il Decreto Legislativo n. 105/2015 prevede, nell'ambito dei Sistemi di Gestione Sicurezza (SGS-PIR), più sistematici ed espliciti obblighi

¹ Il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio 25.01.2017 ha trasformato la precedente Commissione Paritetica Nazionale HSE nell'Organismo Paritetico Nazionale a carattere permanente di cui all'art. 2, co. 1, lettera ee) del Decreto Legislativo n. 81/08.

da parte gestori, sia di valutazione degli scenari incidentali “Na-Tech” derivanti da eventi naturali disastrosi (geofisici, idrogeologici e meteo), che piani di monitoraggio e controllo dei rischi legati all’invecchiamento di apparecchiature ed impianti per tenere conto dei meccanismi di deterioramento quali: corrosione, erosione e fatica termica e meccanica.

Al riguardo della **valutazione dei rischi Na-Tech**, previsti dalla precedente legislazione Seveso, ancorché non esplicitamente e dettagliatamente, le aziende hanno verificato e adeguato le proprie strutture critiche agli eventi naturali, in particolare sismici, in relazione alle specifiche zone in cui sono localizzate, procedendo, ove opportuno, a ulteriori verifiche strutturali.

Relativamente alla **tematica dei potenziali rischi legati all’invecchiamento delle attrezzature critiche** degli stabilimenti, INAIL, per mandato ricevuto nel 2017 dal Coordinamento del Ministero dell’Ambiente per l’uniforme applicazione sul territorio nazionale della nuova disciplina (Decreto Legislativo n. 105/2015), ha finalizzato e divulgato nel primo trimestre 2018, la Linea Guida *“Metodo di Valutazione Sintetica dell’adeguatezza del programma di gestione dell’invecchiamento negli stabilimenti Seveso”*.

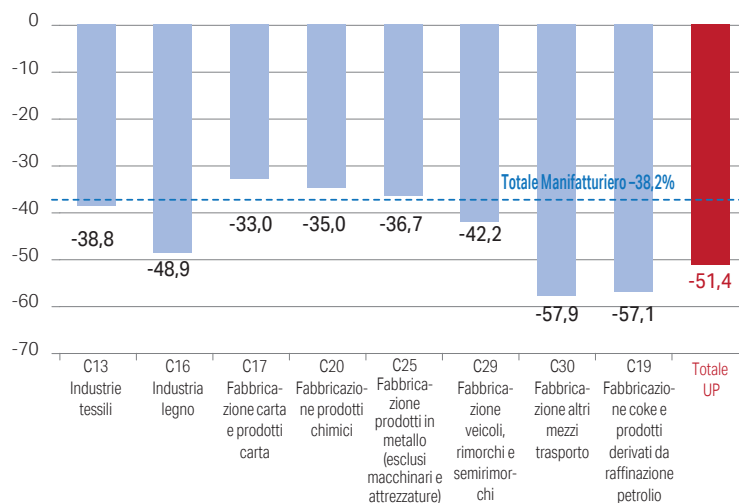
Il metodo, applicabile sia agli stabilimenti di soglia superiore che di soglia inferiore¹, ha l’obiettivo di fornire ai soggetti istituzionali incaricati delle ispezioni, un primo strumento di controllo che può essere sperimentato e testato sul campo, congiuntamente con i gestori, nelle ispezioni del 2019 o utilizzato autonomamente dai gestori, in via preventiva prima delle ispezioni stesse.

Nella sua prima versione il metodo si riferisce, per motivi di priorità, esclusivamente ai sistemi di contenimento primari statici, escludendo al momento le macchine rotanti (pompe, compressori ventilatori).

La Guida è stata elaborata da uno specifico gruppo di lavoro, costituito da esperti del Centro ricerche INAIL, da rappresentanti ISPRA, ARPA regionali, coadiuvati da Consulenza scientifica della Università di Messina, con il supporto operativo delle Associazioni di settore (Unione Petrolifera, Federchimica, Assogasliquidi).

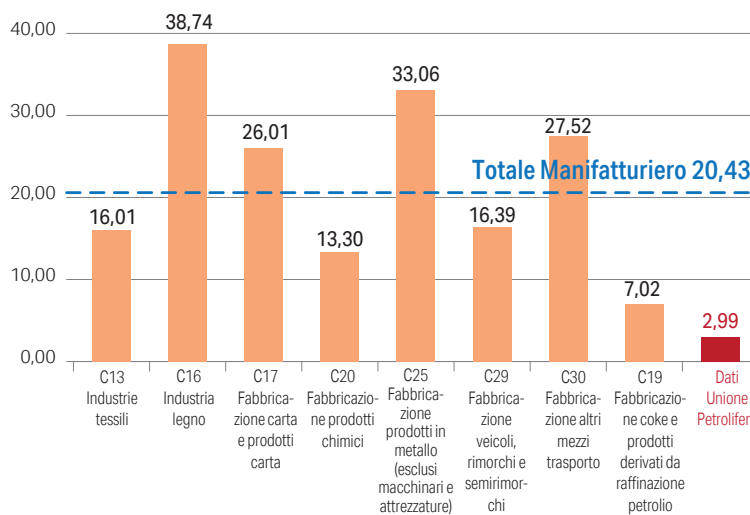
Nel terzo trimestre del 2018, al fine di rafforzare la conoscenza e migliorare ulteriormente la comprensione da parte delle Aziende associate dei contenuti e delle modalità applicative della guida INAIL, Unione Petrolifera ha tenuto 2 seminari interni.

¹ Gli stabilimenti che hanno quantitativi di sostanze pericolose più bassi delle soglie inferiori indicate nel Decreto Legislativo n. 105/2015 non rientrano nella disciplina della Seveso; tutti gli stabilimenti con quantitativi pari o superiori alle soglie inferiori rientrano invece nella Seveso, ma con alcune prescrizioni meno severe degli stabilimenti di soglia superiore.

**ITALIA** Riduzione percentuale 2010-2017 numero infortuni^(*) denunciati a INAIL

^(*) Infortuni in occasione lavoro per settore di attività economica.

Fonte: INAIL

ITALIA Frequenza media per 1000 addetti 2010/2017 degli infortuni denunciati INAIL^(*)

^(*) Calcolati su numero lavoratori anno 2017.

Fonte: Elaborazioni UP su dati INAIL

Ai seminari hanno partecipato oltre 70 esperti aziendali responsabili dei settori ispettivi, di manutenzione ed operativi, con esercitazioni applicative per raffinerie e depositi.

INAIL, ISPRA e Protezione civile hanno tenuto, nei seminari, importanti interventi di approfondimento dei vari aspetti della tematica.

Restando in tema di invecchiamento delle attrezzature, INAIL riprenderà a breve le riunioni del gruppo di lavoro, con l'obiettivo di esaminare i problemi incontrati nel primo anno di applicazione sperimentale.

Sempre in relazione alle tematiche Seveso, UNI/CTI ha completato la revisione della norma UNI 10617/2012, sui «Sistemi Gestione Sicurezza dei Stabilimenti Seveso», per adeguarla ai nuovi requisiti del Decreto Legislativo n. 105/2015.

Tematica stazioni pompaggio condotte

A seguito di un quesito del CTR Liguria, il Coordinamento per l'uniforme applicazione sul territorio nazionale della disciplina per il controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose (**Decreto Legislativo n. 105/2015**), ha chiarito, relativamente al serbatoio "volano" presente in alcuni oleodotti, che

"In base al dettato normativo, con particolare riferimento alle condizioni indicate all'art. 2 comma 2 lettera d) del Decreto Legislativo n. 105/2015, essendo escluse le stazioni di pompaggio esterne ai confini di stabilimento, in caso di esclusivo ausilio, di queste, all'attività di rilancio in linea del prodotto, sarebbe possibile escludere il serbatoio, in quanto parte integrante delle stazioni stesse e quindi funzionale solo ed esclusivamente al sistema di trasporto in questione".

L'intero quesito con relativa risposta è stato pubblicato sul sito del Ministero dell'Ambiente nel giugno 2019.

Performance sicurezza 2018

L'industria petrolifera prosegue nel miglioramento continuo delle prestazioni per la sicurezza e la prevenzione dei rischi, intensificando le iniziative per il miglioramento del fattore umano tramite programmi di formazione e partecipazione del personale, intesi a determinare una sempre più diffusa cultura della sicurezza.

L'impegno costante si è concretizzato in risultati oggettivi, come evidenziano gli indici di frequenza e quelli di gravità degli infortuni sul lavoro nel settore petrolifero, che si confermano da lungo tempo es-

sere fra i più virtuosi nelle classifiche stilate da INAIL.

Nel periodo 2010-2017 il numero degli infortuni sul lavoro denunciati a INAIL dal totale settore **Petroliero Downstream** si è ridotto di oltre il 51 per cento, rispetto al 38 per cento dell'intero comparto manifatturiero. L'indice di frequenza media degli infortuni, per 1000 addetti, nel 2017 è stato pari a 3,0 per il downstream petrolifero e a 20,4 per il manifatturiero. Ciò colloca il downstream petrolifero non solo tra i più virtuosi tra i settori industriali ma anche rispetto al comparto dei Servizi, dove i migliori performanti sono l'”attività finanziaria ed assicurativa” con un indice pari a 3,3 nel 2017.

Ciò non esime dal mantenere costante l'impegno per raggiungere il traguardo di zero infortuni, già raggiunto da vari stabilimenti con record significativi in termini di durate e di migliaia di addetti.

APPENDICE STATISTICA



unione petrolifera



MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI I consumi energetici dei principali Paesi (2017)
(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro elettricità ⁽¹⁾	Nucleare ⁽²⁾	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.731,4	4.621,9	3.156,0	918,7	596,4	486,8	13.511,2	1,8
Area OCSE	893,4	2.206,8	1.442,5	314,8	442,6	304,9	5.605,0	4,4
Stati Uniti	332,1	913,3	635,8	67,1	191,7	94,8	2.234,8	6,8
Ex Urss	157,0	203,4	494,1	56,7	65,9	0,9	978,0	3,3
Giappone	120,5	188,3	100,7	17,9	6,6	22,4	456,4	3,6
Cina	1.892,6	608,4	206,8	261,5	56,2	106,7	3.132,2	2,2
India	424,0	222,0	46,6	30,7	8,5	21,8	753,6	0,6
Area UE (28 Paesi)	234,3	645,4	401,4	67,8	187,9	152,4	1.689,2	3,3
Belgio/Lussemburgo	2,9	32,2	14,1	0,1	9,5	3,5	62,3	5,2
Francia	9,1	79,7	38,5	11,1	90,1	9,4	237,9	3,7
Germania	71,3	119,9	77,5	4,4	17,2	44,8	335,1	4,0
Olanda	9,1	40,8	31,0	—	1,2	4,0	86,1	5,0
Regno Unito	9,0	76,3	67,8	1,3	15,9	21,0	191,3	2,9
Spagna	13,4	64,8	27,5	4,2	13,2	15,7	138,8	3,0
Italia	9,8	60,6	62,0	8,2	—	15,4	156,0	2,6

⁽¹⁾ Dato relativo alla produzione.

⁽²⁾ Valore diverso da quello fornito dalle statistiche nazionali, per una diversa valutazione del potere calorifico attribuito a ogni kWh prodotto.

Fonte: BP Statistical Review

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2017)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	34,2
Area OCSE	26	39,4
Stati Uniti	14	40,9
Ex Urss	—	20,8
Giappone	90	41,3
Cina	20	19,4
India	44	29,5
Area UE (28 Paesi)	58	38,2
Belgio/Lussemburgo	78	51,7
Francia	53	33,5
Germania	67	35,8
Olanda	56	47,4
Regno Unito	36	39,9
Spagna	75	46,7
Italia^(*)	79	38,8

^(*) Dati non coincidenti con quelli forniti dalle statistiche nazionali, per una diversa metodologia di calcolo.

Fonte: BP Statistical Review

MONDO La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche
 (Milioni di tonnellate)

	Produzione			Riserve ^(*)		
	2017	2018		al 1/1/2018	al 1/1/2019	
	Quantità	Quantità	%	Quantità	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	807,3	810,0	18,4	28.099	28.250	12,5
di cui: Stati Uniti	571,0	573,0	13,0	4.833	4.850	2,1
Canada	236,3	237,0	5,4	23.266	23.400	10,4
AMERICA LATINA	477,7	478,0	10,9	45.696	45.600	20,2
di cui: Messico	109,5	110,4	2,5	904	880	0,4
Venezuela	108,3	107,0	2,4	41.235	41.200	18,3
Altri Paesi	259,9	260,6	5,9	3.557	3.520	1,5
MEDIO ORIENTE	1.481,1	1.470,0	33,4	110.195	110.150	48,8
di cui: Arabia Saudita	561,7	560,0	12,7	36.318	36.300	16,1
Iran	234,2	231,6	5,3	21.446	21.400	9,5
Iraq	221,5	221,0	5,0	20.295	20.300	9,0
Kuwait	146,0	147,0	3,3	13.847	13.847	6,1
U.A.E.	176,0	176,0	4,0	13.342	13.342	5,9
Altri Paesi	141,7	134,4	3,1	4.947	4.961	2,2
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	375,5	382,0	8,7	6.224	6.240	2,8
di cui: Indonesia	46,4	42,0	1,0	452	455	0,2
Cina	191,5	194,5	4,4	3.496	3.500	1,6
Altri Paesi	137,6	145,5	3,3	2.276	2.285	1,0
AFRICA	383,3	388,0	8,8	17.380	17.500	7,8
di cui: Algeria	66,6	65,1	1,5	1.664	1.664	0,8
Libia	40,8	42,0	1,0	6.598	6.598	2,9
Nigeria	95,3	102,8	2,3	5.110	5.120	2,3
Altri Paesi	180,6	178,1	4,1	4.008	4.118	1,8
EUROPA	162,6	165,4	3,8	1.550	1.500	0,7
di cui: Norvegia	88,8	89,5	2,0	870	860	0,4
Regno Unito	46,6	46,7	1,1	282	270	0,1
Altri Paesi	27,2	29,2	0,7	398	370	0,2
EX URSS	699,6	703,0	16,0	16.211	16.210	7,2
di cui: Russia	554,4	555,0	12,6	10.914	10.914	4,9
Azerbaijan	39,2	42,0	1,0	955	955	0,4
Kazakhstan	86,9	81,0	1,8	4.093	4.093	1,8
A Altri Paesi	19,1	25,0	0,6	249	248	0,1
TOTALE	4.387,1	4.396,4	100,0	225.355	225.450	100,0
- di cui Opec	1860,3	1.935,0		166.150	166.000	
incidenza % sul totale	42,4	44,0		73,7	73,6	

(*) Le riserve comprendono i giacimenti di sabbie bituminose in Canada (circa 26.900 milioni tonn) e in Venezuela (circa 35.600 milioni tonn. area dell'Orinoco Belt).
 Fonte: BP Statistical Review per la produzione (per il 2018 stima Unione Petrolifera); Oil and Gas Journal per le riserve (per il 2019 stima Unione Petrolifera)

MONDO I consumi petroliferi
(Milioni di tonnellate)

	2017		2018	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	964	21,5	984	21,6
– di cui: Stati Uniti	862	19,2	883	19,4
Canada	102	2,3	101	2,2
AMERICA LATINA	405	9,0	404	8,9
– di cui: Brasile	140	3,1	140	3,1
Messico	80	1,8	79	1,7
MEDIO ORIENTE	419	9,4	416	9,2
– di cui: Arabia Saudita	167	3,7	160	3,5
Iran	85	1,9	86	1,9
AFRICA	188	4,2	188	4,1
– di cui: Egitto	41	0,9	42	0,9
ESTREMO ORIENTE	1.550	34,6	1.600	35,2
– di cui: Cina	606	13,5	627	13,8
Giappone	180	4,0	177	3,9
India	219	4,9	228	5,0
AUSTRALIA	54	1,2	52	1,2
EUROPA	903	20,1	902	19,8
– di cui: Francia	75	1,7	73	1,6
Germania	115	2,6	110	2,4
Italia	59	1,3	60	1,3
Paesi Bassi	40	0,9	41	0,9
Regno Unito	74	1,7	75	1,6
Russia	150	3,3	156	3,4
TOTALE	4.483	100,0	4.546	100,0

Fonte: BP (per il 2017); elaborazione UP su dati IEA per il 2018

MONDO La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio
(Milioni di tonnellate/anno)

	Al 1° gennaio 2010			Al 1° gennaio 2018		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	146	989	22,5	146	1.031	22,6
– di cui: Stati Uniti	129	894	20,3	131	927	20,3
Canada	17	95	2,2	15	104	2,3
AMERICA LATINA	72	406	9,2	70	346	7,6
– di cui: Argentina	10	28	0,6	8	32	0,7
Brasile	13	95	2,2	15	107	2,3
Messico	6	77	1,7	6	47	1,0
Venezuela	6	64	1,5	5	64	1,4
MEDIO ORIENTE	44	362	8,2	53	454	10,0
– di cui: Arabia Saudita	7	104	2,4	9	145	3,2
Iran	9	73	1,7	12	102	2,2
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	165	1.243	28,2	174	1.418	31,1
– di cui: Cina	54 ^(*)	340	7,7	62 ^(*)	519	11,4
Giappone	30	236	5,4	22	191	4,2
Corea del sud	6	136	3,1	7	148	3,2
India	21	200	4,5	22	238	5,2
Indonesia	8	51	1,2	8	56	1,2
AFRICA	45	161	3,7	49	167	3,7
– di cui: Egitto	9	36	0,8	9	38	0,8
EUROPA	132	842	19,1	111	777	17,0
– di cui: Francia	11	96	2,2	7	62	1,4
Germania	15	111	2,5	11	102	2,2
Italia	17	116	2,6	12	100	2,2
Paesi Bassi	6	59	1,3	7	61	1,3
Regno Unito	10	89	2,0	7	62	1,4
Spagna	9	65	1,5	9	78	1,7
EX URSS	59	401	9,1	56	366	8,0
– di cui: Russia	40	271	6,2	39	256	5,6
TOTALE MONDO	663	4.404	100,0	659	4.559	100,0

(*) Non sono considerate le piccole raffinerie indipendenti (c.d. "teapots").

Fonte: Oil & Gas Journal e altri

MONDO I prezzi “SPOT” dei principali greggi (2018)
(Fob \$/barile)

	Grado api	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Arabian light	67,42	64,03	64,40	68,91	74,68	74,26	74,16	73,38	78,16	80,02	66,36	58,24	62,50
Arabian heavy	65,24	61,60	61,49	66,47	72,24	72,30	72,50	72,35	77,14	78,47	65,40	57,24	60,47
Iranian heavy	65,85	62,27	62,15	66,50	72,15	71,69	71,44	70,46	75,28	77,04	62,83	54,84	60,87
Iranian light	68,32	62,64	63,44	68,76	74,60	72,56	72,10	70,34	76,40	78,08	62,79	55,96	63,37
Kuwait	65,74	62,14	62,23	66,99	72,55	72,38	72,33	71,82	76,82	78,56	65,15	57,10	60,94
Dubai	66,15	62,69	62,76	68,29	74,20	73,61	73,09	72,47	77,22	79,40	65,79	57,29	61,61
Oman	66,42	63,00	63,31	68,34	74,38	73,69	73,20	72,72	78,75	80,23	66,31	57,69	61,63
Bonny light	69,92	66,02	67,05	72,75	77,73	74,86	75,06	73,29	79,45	82,09	65,90	57,82	64,64
Libyan Essider	68,23	64,36	64,89	70,43	75,25	72,27	72,43	70,74	77,10	79,62	63,11	55,66	63,09
Saharan Blend	69,93	66,01	66,69	72,13	77,25	73,37	73,93	72,64	79,55	81,12	64,96	56,41	64,74
Basrah light	66,11	62,31	62,27	67,06	72,83	71,90	72,02	71,10	76,18	78,26	64,12	56,12	61,44
Isthmus	67,57	64,83	65,40	68,10	73,03	70,92	69,63	67,05	74,44	80,03	65,43	55,58	62,57
W.T.I.	63,70	62,15	62,76	66,32	69,89	67,70	71,03	67,99	70,20	70,75	56,75	49,52	57,94
Merey	59,14	57,68	56,94	60,25	68,29	69,25	70,37	67,38	69,31	75,25	65,87	49,89	56,04
Suez Blend	66,99	61,31	61,93	67,62	73,67	71,85	71,50	69,81	76,80	78,46	62,71	55,83	62,04
Brent Dtd	69,13	65,16	65,89	71,58	76,85	74,17	74,33	72,64	78,80	81,12	64,66	56,96	64,14
Ekofisk	69,99	65,81	66,63	72,61	78,28	73,99	74,54	72,84	79,30	82,13	65,04	57,83	64,98
Ural ^(*)	68,69	63,01	63,63	69,16	75,23	73,55	73,20	71,62	78,50	80,16	64,41	57,18	63,75
Girassol	69,77	66,09	66,89	71,80	76,75	73,54	74,40	73,20	79,48	82,24	65,66	57,52	64,97
OPEC REFERENCE BASKET		66,85	63,48	63,76	68,43	74,11	73,22	73,27	72,26	77,18	79,39	65,33	56,94

^(*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2018)
 (\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10 ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s	Bunker 380 CST ⁽¹⁾ Rotterdam
Gennaio	659,8	588,2	654,1	611,1	602,1	364,4	364,4	368,6
Febbraio	628,7	551,2	641,0	576,2	565,7	348,4	348,4	352,0
Marzo	643,2	567,4	643,8	585,1	573,8	348,3	348,3	352,3
Aprile	690,9	603,2	687,9	636,1	625,9	370,8	370,8	374,8
Maggio	735,2	662,8	729,8	679,2	661,8	415,7	415,7	419,4
Giugno	710,0	628,5	701,6	660,0	644,1	417,4	417,4	423,7
Luglio	725,4	638,7	698,7	654,5	639,7	427,5	427,5	431,3
Agosto	739,1	636,6	693,8	658,3	644,7	416,0	416,0	420,9
Settembre	733,8	672,1	728,3	691,0	681,1	429,1	429,1	432,9
Ottobre	709,2	657,8	764,9	722,7	709,3	462,8	462,8	469,5
Novembre	580,5	501,6	667,3	641,5	616,4	395,9	395,9	404,8
Dicembre	505,8	458,9	587,8	553,6	536,5	334,8	334,8	345,0

⁽¹⁾ CST= Centistokes (unità di misura della viscosità).

Fonte: Platts

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2018)
 (\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10 ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	658,7	592,2	656,9	613,3	608,2	382,7	357,8
Febbraio	626,0	555,2	642,4	580,8	573,2	362,8	341,9
Marzo	635,3	571,4	641,7	589,5	579,5	363,2	341,9
Aprile	700,2	607,2	693,1	640,7	627,4	385,3	363,5
Maggio	750,3	666,8	729,0	683,8	666,1	430,2	408,9
Giugno	722,5	632,5	702,8	661,3	647,6	435,3	410,6
Luglio	737,3	642,7	703,4	660,8	647,4	439,9	420,8
Agosto	748,6	640,6	697,4	663,1	651,5	426,2	410,2
Settembre	739,5	676,1	731,0	697,0	686,3	442,0	423,1
Ottobre	711,1	661,8	766,1	726,8	715,2	476,1	457,1
Novembre	582,3	505,6	668,9	636,2	624,8	414,1	390,2
Dicembre	509,3	452,9	593,6	551,9	544,5	352,6	329,0

Fonte: Platts

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2018)
(\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	644,5	569,1	637,5	604,5	597,7	380,3	362,9
Febbraio	614,7	535,5	625,8	576,1	563,1	360,1	345,5
Marzo	632,2	552,2	625,5	584,4	571,2	357,7	344,8
Aprile	680,5	589,6	678,0	635,5	621,9	382,1	367,2
Maggio	730,0	649,1	713,7	679,3	661,0	427,6	414,4
Giugno	709,6	615,3	688,1	655,1	647,4	431,1	422,8
Luglio	712,5	626,4	689,4	654,8	644,4	436,5	425,6
Agosto	706,6	625,2	684,2	658,9	648,4	422,6	415,7
Settembre	717,7	661,2	718,2	691,9	681,6	439,4	425,7
Ottobre	702,9	642,9	750,1	719,7	702,2	471,8	455,6
Novembre	565,8	484,8	651,5	627,0	612,3	410,1	396,6
Dicembre	494,2	435,2	570,5	539,6	533,7	347,0	328,1

Fonte: Platts

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2018)
(\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10 ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	654,9	582,7	655,4	617,7	612,7	389,0	371,8
Febbraio	623,4	546,9	640,9	587,0	576,1	368,8	354,5
Marzo	640,8	563,4	640,2	595,1	583,8	366,0	353,4
Aprile	688,3	599,8	691,6	645,3	633,4	390,8	376,2
Maggio	738,0	659,3	727,5	689,1	672,5	436,8	423,9
Giugno	717,2	625,2	701,3	664,6	658,4	438,8	439,8
Luglio	719,6	635,7	701,9	663,8	656,9	444,0	433,4
Agosto	713,3	633,9	695,9	667,4	658,3	431,1	424,5
Settembre	724,5	670,1	729,5	700,4	691,5	447,0	433,6
Ottobre	711,3	653,9	764,6	730,2	715,1	483,0	467,2
Novembre	575,0	496,9	667,5	638,6	626,5	422,2	408,2
Dicembre	506,6	451,6	592,1	555,0	552,0	362,4	344,0

Fonte: Platts

ITALIA I consumi energetici per fonti primarie (Milioni di tep)

	2017		2018 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	10,4	6,1	9,2	5,4
Gas naturale	61,6	36,3	59,5	34,5
Petrolio	57,7	34,0	98,6	34,0
Importazioni nette di energia elettrica	8,3	4,9	9,7	5,6
Fonti rinnovabili ⁽²⁾	31,7	18,7	35,3	20,5
TOTALE CONSUMI	169,7	100,0	172,3	100,0
Tep pro-capite	2,8		2,9	

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprende: a) energia elettrica di origine idrica (al netto dei pompaggi), geotermica, vegetali, biomasse, RSU, eolico, fotovoltaico, energia da pressione; b) energia termica per i settori domestico e industriale derivante da vegetali, biomasse, geotermica, solare, RSU (per la quota biodegradabile).

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA I consumi energetici per settori di utilizzo (Milioni di tep)

	2017		2018 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	2,9	1,7	3,0	1,8
Industria	27,1	16,0	27,2	15,8
Trasporti	38,9	22,9	40,1	23,3
Usi civili	47,8	27,6	48,1	27,9
Usi non energetici	5,6	3,3	5,7	3,3
Bunkeraggi	3,1	1,7	3,2	1,8
Totale impieghi finali	125,4	73,2	127,3	73,9
Consumi e perdite del settore energetico	6,2	4,3	5,8	3,4
Trasformazioni in energia elettrica	38,1	22,5	39,2	22,7
TOTALE CONSUMI	169,7	100,0	172,3	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA La produzione di idrocarburi

	1990	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	4.555	6.084	5.047	5.748	5.455	3.746	4.138	4.673
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	31	27	25	17	15	14	10	11
Gas naturale (Milioni di metri cubi) ^(*)	17.296	16.633	12.071	8.302	7.286	6.877	6.021	5.657	5.553

^(*) I valori esprimono metri cubi fisici fino al 1990 e metri cubi da 38,1 MJ dal 1995, convertiti come da Bilancio Energetico Nazionale.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA Il bilancio petrolifero (2017)^(*) (Migliaia di tonnellate)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	4.684	Consumi	60.903
Importazioni di greggio ⁽¹⁾	62.053	Esportazioni	29.801
Importazioni di semilavorati	3.156		
Importazioni di prodotti finiti	17.018		
Da scorte	3.793		
TOTALE	90.704	TOTALE	90.704

^(*) Dati provvisori.

⁽¹⁾ Le importazioni di greggio fanno riferimento al solo conto proprio in assenza di volumi importati per conto committente estero.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA Le importazioni di petrolio greggio^(*)
(Migliaia di tonnellate)

	2017		2018	
	Quantità totali	%	Quantità totali	%
Arabia Saudita	6.055	9,1	7.236	11,7
Iran	9.324	14,1	6.033	9,7
Iraq	8.568	12,9	9.222	14,9
Kuwait	3.680	5,5	1.041	1,7
TOTALE MEDIO ORIENTE	27.627	41,6	23.532	37,9
Algeria	1.259	1,9	1.565	2,5
Angola	931	1,4	956	1,5
Camerun	649	1,0	743	1,2
Congo	78	0,1	—	—
Egitto	989	1,5	1.303	2,1
Gabon	318	0,5	139	0,2
Ghana	132	0,2	104	0,2
Guinea Equatoriale	347	0,5	360	0,6
Libia	5.139	7,7	6.296	10,1
Mauritania	119	0,2	34	0,1
Nigeria	1.705	2,6	2.306	3,7
Tunisia	271	0,4	332	0,5
TOTALE AFRICA	11.935	18,0	14.138	22,8
Azerbaijan	12.386	18,7	11.794	19,0
Kazakhstan	3.476	5,2	2.889	4,7
Russia	6.539	9,9	5.679	9,2
Turkmenistan	165	0,2	—	—
TOTALE EX- URSS	22.566	34,0	20.362	32,8
Albania	91	0,1	71	0,1
Grecia	—	—	102	0,2
Norvegia	1.293	1,9	1.219	2,0
Regno Unito	—	—	168	0,3
TOTALE EUROPA	1.384	2,1	1.560	2,5
Canada	780	1,2	775	1,2
Colombia	144	0,2	—	—
Messico	199	0,3	—	—
Usa	1.521	2,3	1.548	2,5
Venezuela	193	0,3	138	0,2
TOTALE AMERICA	2.837	4,3	2.461	4,0
TOTALE	66.348	100,0	62.053	100,0
- di cui : OPEC	37.517	56,5	35.292	56,9

^(*) Le importazioni di greggio fanno riferimento al solo "conto proprio" in assenza di volumi importati per "conto committente estero".
Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati
(Migliaia di tonnellate)

	2017		2018 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.361	12,0	2.264	11,2
Benzine	140	0,7	353	1,8
Virgin Naphta	1.702	8,7	1.688	8,4
Carboturbo/Petrolio	2.928	14,9	2.782	13,8
Gasolio	5.127	26,1	5.376	26,6
Olio combustibile totale	847	4,3	1.692	8,4
- di cui olio combustibile Atz	517	2,6	1.253	6,2
- di cui olio combustibile Btz	330	1,7	439	2,2
Lubrificanti	299	1,5	365	1,8
Bitume	36	0,2	43	0,2
Biocarburanti	1.036	5,3	880	4,4
Coke di petrolio	856	4,4	962	4,8
Altri ⁽²⁾	621	3,2	613	3,0
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	15.953	81,2	17.018	84,4
Semilavorati	3.700	18,8	3.156	15,6
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	19.653	100,0	20.174	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprende altri chimici, altri petroliferi, ossigenati, ecc.

⁽³⁾ Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio
(Migliaia di tonnellate)

	2017		2018 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	305	1,0	227	0,8
Benzine	8.445	26,3	8.484	28,5
Virgin Naphta	1.569	4,9	883	3,0
Carboturbo/Petrolio	888	2,8	984	3,3
Gasolio	10.188	31,8	8.982	30,1
Olio combustibile totale	5.258	16,4	4.448	14,9
- di cui olio combustibile Atz	4.383	13,7	3.621	12,1
- di cui olio combustibile Btz	875	2,7	827	2,8
Lubrificanti	1.201	3,7	1.109	3,7
Bitume	1.286	4,0	1.370	4,6
Altri ⁽²⁾	1.284	4,0	1.399	4,7
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	30.424	94,9	27.886	93,6
Semilavorati e greggio	1.631	5,1	1.915	6,4
TOTALE PRODOTTI, SEMILAVORATI E GREGGIO	32.055	100,0	29.801	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprende: altri chimici, altri petroliferi, biocarburanti, ossigenati, ecc.

⁽³⁾ Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti
(Migliaia di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.530	11.320	8.180	8.180	8.850	7.650
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	14.345	14.600	12.700	14.150	13.250
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.365	3.250	3.300	3.400	3.450	3.350
Fiumicino (Roma)	3.310	3.680	3.580	4.030	3.330	—	—	—	—
Gela (Caltanissetta)	3.570	3.840	2.590	2.050	2.110	—	—	—	—
Genova - Multedo ^(*)	20.320	18.600	14.160	15.605	13.700	11.000	9.750	9.500	9.400
La Spezia	130	5	—	—	—	—	—	—	—
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.550	4.220	3.800	4.100	4.410
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	7.385	7.760	8.060	8.230	10.400	9.110
Napoli	3.620	—	—	—	—	—	—	—	—
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	11.145	7.570	7.230	8.160	9.350	9.500
Ravenna	270	235	60	40	165	90	160	140	120
Savona -Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	5.955	6.260	6.110	6.250	6.380
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.480	1.040	1.600	1.050	760
Trieste ^(*)	25.865	27.190	34.520	36.990	34.500	41.100	41.710	42.390	41.320
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.760	5.630	—	—	—	—
TOTALE	110.260	112.000	119.700	128.400	115.665	105.080	103.800	109.630	105.250

^(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).

^(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Le lavorazioni delle raffinerie
(Migliaia di tonnellate)

MATERIA PRIMA LAVORATA	2017		2018	
Greggio nazionale	3.368		4.271	
Greggio estero	66.288		62.770	
Semilavorati	9.379		10.475	
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.277		1.362	
TOTALE	80.312		78.878	
PRODOTTI OTTENUTI	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.691	2,1	1.577	2,0
Benzina auto	14.497	18,1	14.244	18,1
Virgin Naphta	6.287	7,8	5.417	6,9
Carboturbo/Petrolio	2.804	3,5	3.175	4,0
Gasolio	32.216	40,1	31.226	39,6
Olio combustibile totale	7.638	9,5	6.927	8,8
- di cui olio combustibile Btz	1.868	2,3	1.496	1,9
Lubrificanti	1.333	1,7	1.277	1,6
Bitume	2.629	3,3	2.774	3,5
Altri prodotti	1.325	1,6	1.224	1,5
Semilavorati	3.896	4,9	5.038	6,4
Consumi e perdite	5.996	7,5	5.999	7,6
TOTALE	80.312	100,0	78.878	100,0

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA La capacità dei principali impianti delle raffinerie

Dati al 1° gennaio	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici		Isomeriz. naphta ^(*)	Alkilazione ^(*)	Mtbe ^(*)	Idrogeno	Desolf. distillati medio-pesanti
			Cracking	Reforming					
	Milioni di tonnellate/anno				Migliaia di tonnellate/anno				
2010	123,3	26,03	38,03	13,38	3.245	1.820	230	324,6	47.524
2011	124,1	25,74	38,31	13,39	3.263	2.152	244	329,8	49.204
2012	118,7	23,41	39,69	12,33	2.782	2.165	246	386,0	47.916
2013	112,5	21,16	39,27	11,71	2.482	2.137	256	336,4	46.843
2014	112,4	21,16	37,25	11,04	2.482	1.729	179	351,0	46.150
2015	100,4	15,23	36,21	11,05	2.371	1.697	182	390,6	40.470
2016	100,4	15,23	36,29	11,05	2.371	1.677	182	390,6	40.799
2017	100,4	13,06	36,30	11,05	2.371	1.677	182	392,3	41.269
2018	100,9	13,83	36,39	11,16	2.347	1.677	182	396,0	40.857
2019 ^(*)	100,9	13,83	36,69	11,06	2.347	1.737	182	435	40.857

^(*) Capacità di produzione.

^(*) Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva ⁽¹⁾ al 1° gennaio 2018 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni ⁽²⁾ (Migliaia di tonnellate)	
			2017	2018
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	10,0	9.244	
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	6.385	
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	—	2.769	
IES	Mantova	—	54	
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,2	4.910	
Iplom	Busalla (GE)	1,9	1.817	
NORD E TIRRENO			25.179	26.131
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.705	
Alma	Ravenna	—	388	
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,2	3.852 ⁽³⁾	
ADRIATICO			7.945	7.863
Isab	Priolo (SR)	19,4	9.562 ⁽⁴⁾	
Esso	Augusta (SR)	8,0	9.835 ⁽⁵⁾	
Raffineria di Gela	Gela (CL)	—	167 ⁽⁴⁾	
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	10.889	
Saras	Sarroch (CA)	15,0	16.735 ⁽⁴⁾	
ISOLE			47.188	44.884
TOTALE		87,2	80.312	78.878

⁽¹⁾ Si intende la capacità, definita "tecnico-bilanciata", supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica. L'introduzione di questo concetto di capacità, come il più realistico ai fini del calcolo dell'utilizzo degli impianti, è il risultato di un'analisi puntuale delle situazioni di ogni singola raffineria.

⁽²⁾ Relative a greggio, semilavorati, additivi, ossigenati e metano.

⁽³⁾ Include semilavorati di importazione per carica all'impianto di visbreaking.

⁽⁴⁾ Include riciclo di derivati da Petrolchimica.

⁽⁵⁾ Include residuo di importazione per carica agli impianti vacuum.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi
(Migliaia di tonnellate)

	2017	2018 ⁽¹⁾		Variazione % 2018 vs. 2017
	Quantità	Quantità	Peso %	
GPL	3.361	3.264	6,3	-2,9%
- di cui autotrazione	1.667	1.614	3,1	-3,2%
- di cui combustione	1.694	1.650	3,2	-2,6%
BENZINA AUTO ⁽²⁾	7.487	7.331	14,2	-2,1%
- di cui rete totale	7.333	7.211	14,0	-1,7%
Carboturbo	4.381	4.685	9,1	6,9%
Petrolio	4,1	3,2	—	-22,0%
GASOLIO AUTOTRAZIONE	23.797	24.072	46,7	1,2%
- di cui rete totale	15.558	15.638	30,3	0,5%
Gasolio riscaldamento	1.020	1.003	1,9	-1,7%
Gasolio agricolo	2.054	2.110	4,1	2,7%
Gasolio marina	284	274	0,5	-3,5%
Gasolio termoelettrica	42	43	0,1	2,4%
TOTALE GASOLI⁽³⁾	27.197	27.502	53,4	1,1%
Olio combustibile Atz	464	381	0,7	-17,9%
Olio combustibile Btz	462	450	0,9	-2,6%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	926	831	1,6	-10,3%
- di cui olio combustibile per termoelettrica	389	278	0,5	-28,5%
LUBRIFICANTI	406	399,5	0,8	-1,6%
- di cui rete	3,7	3,4	—	-8,1%
Bitume	1.409	1.429	2,8	1,4%
Altri prodotti ⁽⁴⁾	1.639,9	1.764,0	3,4	7,6%
Fabbisogno petrolchimico netto	3.432	4.319	8,4	25,8%
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	50.243	51.528	100,0	2,6%
Bunkeraggi gasolio	470	475		1,1%
Bunkeraggi olio combustibile	2.621	2.693		2,7%
Bunkeraggi lubrificanti	33	31,3		-5,2%
TOTALE BUNKERAGGI	3.124	3.199,3		2,4%
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	5.996	5.999		0,1%
- di cui consumi e perdite di raffineria	3.629	3.569		-1,7%
- di cui consumi in raffineria di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	1.890	2.014		6,6%
- di cui consumi in raffineria per produzione di energia elettrica e termica	477	416		-12,8%
Variazione scorte⁽⁵⁾	+268	+177		...
TOTALE CONSUMI	59.631	60.903		2,1%

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprende ETBE e Bioetanolo.

⁽³⁾ Comprende Biodiesel.

⁽⁴⁾ Comprende Coke di petrolio.

⁽⁵⁾ Si è indicato con un segno+ un prelievo da scorte, con un segno - una ricostituzione di scorte.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico. Per il 2017 elaborazione UP per benzina e gasolio per assicurare un campione omogeneo a quello ampliato introdotto dal MiSE nel 2018.

ITALIA La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio

	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Autostradali	465	457	466	438	439	413
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	8.878	8.659	8.326
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	4.989	4.924	4.874
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	2.882	2.645	2.445
TOTALE CAMPIONE⁽¹⁾	23.014	21.298	21.120	17.187	16.667	16.058
<i>di cui: – con Gasolio</i>	<i>20.140</i>	<i>20.647</i>	<i>20.854</i>	<i>17.025</i>	<i>16.610</i>	<i>16.037</i>
<i>– con Gpl</i>	<i>1.252</i>	<i>1.357</i>	<i>1.537</i>	<i>1.800</i>	<i>1.800</i>	<i>16.032</i>
<i>– con Benzina senza piombo</i>	<i>22.725</i>	<i>21.174</i>	<i>21.023</i>	<i>17.037</i>	<i>16.612</i>	<i>1.770</i>
<i>– con self-service/pre-pay⁽²⁾</i>	<i>7.717</i>	<i>11.649</i>	<i>14.789</i>	<i>14.734</i>	<i>14.186</i>	<i>13.988</i>
<i>– con self-service/post-pay⁽²⁾</i>	<i>3.998</i>	<i>6.162</i>	<i>8.356</i>	<i>8.871</i>	<i>8.808</i>	<i>9.001</i>
TOTALE ITALIA⁽³⁾	23.900	22.400	22.900	21.000	20.900	21.000
Erogato medio⁽⁴⁾	1.479	1.621	1.486	1.345	1.353	1.367

⁽¹⁾ Il campione del 2017 comprende Eni, Esso, IES, IP Gruppo Api, Lukoil, Q8, Tamoil e TotalErg.

⁽²⁾ Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2011 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e servito.

⁽³⁾ Stima.

⁽⁴⁾ Benzina e gasolio rete, in metri cubi.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA I tipi di greggio maggiormente importati

Nome del greggio	Paese di origine	Milioni tonn.	Variazione % vs. 2017
AZERI LIGHT	<i>Azerbaijan</i>	7,83	-2,2
ARABIAN LIGHT	<i>Arabia Saudita</i>	6,85	29,4
BASRAH LIGHT	<i>Iraq</i>	4,96	57,1
AZERI BLEND	<i>Azerbaijan</i>	3,97	-6,9
URALS	<i>Russia</i>	3,79	-36,5
IRANIAN HEAVY	<i>Iran</i>	3,34	-46,6
CPC BLEND	<i>Kazakhstan</i>	2,89	-16,2
EBCO	<i>Iraq</i>	2,41	19,2
FOROOZAN	<i>Iran</i>	1,63	22,5
ES SIDER	<i>Libia</i>	1,52	51,3
SIBERIAN LIGHT	<i>Russia</i>	1,48	164,5
SAHARAN BLEND	<i>Algeria</i>	1,48	36,3
BU ATTIFEL	<i>Libia</i>	1,45	32,1
AMNA	<i>Libia</i>	1,38	29,3
WESTERN DESERT	<i>Egitto</i>	1,24	59,5
IRANIAN LIGHT	<i>Iran</i>	1,07	-38,6
KUWAIT	<i>Kuwait</i>	1,04	-71,7
CRUDE OIL BLEND	<i>Iraq</i>	0,97	-53,8
KIRKUK	<i>Iraq</i>	0,76	-8,0
AMENAM BLEND	<i>Nigeria</i>	0,75	—
LOKELE	<i>Camerun</i>	0,74	14,5
MIDLAND SWEET	<i>Usa</i>	0,70	34,7
HIBERNIAN blend	<i>Canada</i>	0,68	-21,2
BOURI	<i>Libia</i>	0,65	6,5
EL SHARARA	<i>Libia</i>	0,50	-12,7
HEIDRUN	<i>Norvegia</i>	0,45	149,7
TROLL	<i>Norvegia</i>	0,45	—
ARCTIC	<i>Russia</i>	0,40	—
ARABIAN BERRY	<i>Arabia Saudita</i>	0,39	-46,7
EBOK	<i>Nigeria</i>	0,38	-43,2
ALTRI GREGGI		5,89	—
TOTALE IMPORTAZIONI		62,05	-6,5

ITALIA Il costo Cif del petrolio greggio importato in “Conto proprio” per Paesi di provenienza nel 2018

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	33,2	1,9	7.236	520,9
Kuwait	30,1	2,6	1.041	497,3
Iran	30,2	2,0	6.033	498,3
Iraq	30,0	2,7	9.222	493,1
TOTALE MEDIO ORIENTE	31,0	2,3	23.532	503,2
Algeria	44,4	0,1	1.565	546,5
Angola	28,3	0,4	956	532,3
Camerun	22,8	0,4	743	531,2
Egitto	40,8	0,4	1.303	534,8
Gabon	34,0	0,4	139	536,4
Ghana	34,7	0,4	104	523,0
Guinea Equatoriale	30,3	0,3	360	549,0
Libia	37,2	0,4	6.296	522,8
Mauritania	23,0	0,5	34	420,2
Nigeria	33,4	0,2	2.306	545,0
Tunisia	31,4	0,9	332	522,6
TOTALE AFRICA	35,9	0,3	14.138	531,8
Azerbaijan	36,7	0,2	11.794	544,9
Kazakhstan	45,7	0,6	2.889	520,2
Russia	31,1	1,2	5.679	514,3
TOTALE EX- URSS	36,4	0,5	20.362	532,9
Albania	9,4	6,1	71	431,1
Grecia	29,2	3,8	102	559,1
Norvegia	30,0	0,3	1.219	555,4
Regno Unito	34,7	1,0	168	528,5
TOTALE EUROPA	29,5	0,9	1.560	547,0
Canada	33,7	0,4	775	552,0
Usa	40,1	0,8	1.548	540,7
Venezuela	16,0	2,5	138	327,0
TOTALE AMERICA	36,7	0,8	2.461	532,3
TOTALE	34,1	1,2	62.053	521,7

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in “Conto proprio”

	Anno 2017			Anno 2018		
	Migliaia di tonn.	Costo Cif		Migliaia di tonn.	Costo Cif	
		\$/tonn.	Euro/tonn.		\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	5.716	392,27	369,56	5.510	504,85	413,81
Febbraio	5.239	394,23	370,42	4.734	490,49	397,22
Marzo	4.780	370,98	347,21	5.152	482,47	391,10
1° TRIMESTRE	15.735	386,45	363,06	15.397	492,95	401,11
Aprile	4.942	378,58	353,06	5.158	510,60	415,94
Maggio	5.313	365,31	330,38	5.378	547,61	463,14
Giugno	5.823	340,81	303,49	4.626	541,96	464,07
2° TRIMESTRE	16.078	360,52	327,61	15.162	533,29	447,37
Luglio	5.682	346,58	301,08	5.604	551,18	471,67
Agosto	5.945	369,70	313,13	5.638	530,21	459,10
Settembre	5.450	397,88	333,94	4.753	570,06	488,94
3° TRIMESTRE	17.077	371,00	315,76	15.995	549,40	472,37
Ottobre	5.532	413,32	351,59	5.324	594,07	517,30
Novembre	6.270	446,56	380,44	4.731	511,36	449,86
Dicembre	5.657	467,39	394,88	5.444	427,69	375,69
4° TRIMESTRE	17.458	442,78	375,98	15.499	510,38	446,97
ANNO	66.348	391,01	345,69	62.053	521,71	442,24
Variazione % 2018 vs. 2017				-6,5	33,4	27,9

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2018)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	Gpl auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.C. Denso BTZ (Euro/kg)
PREZZO AL CONSUMO ⁽¹⁾					
Gennaio	1,564	1,439	0,678	1,233	0,457
Febbraio	1,565	1,438	0,665	1,210	0,436
Marzo	1,547	1,422	0,654	1,205	0,425
Aprile	1,562	1,438	0,646	1,238	0,445
Maggio	1,608	1,485	0,651	1,282	0,494
Giugno	1,645	1,524	0,666	1,293	0,514
Luglio	1,632	1,510	0,675	1,285	0,515
Agosto	1,629	1,506	0,677	1,287	0,510
Settembre	1,639	1,521	0,689	1,303	0,515
Ottobre	1,657	1,554	0,705	1,336	0,554
Novembre	1,630	1,550	0,706	1,305	0,522
Dicembre	1,534	1,473	0,676	1,249	0,461
ANNO	1,603	1,490	0,674	1,260	0,489
PREZZO INDUSTRIALE ⁽²⁾					
Gennaio	0,554	0,562	0,408	0,607	0,384
Febbraio	0,554	0,561	0,398	0,589	0,365
Marzo	0,540	0,548	0,389	0,584	0,355
Aprile	0,552	0,562	0,382	0,612	0,373
Maggio	0,589	0,600	0,386	0,647	0,418
Giugno	0,620	0,632	0,398	0,657	0,435
Luglio	0,609	0,621	0,406	0,650	0,436
Agosto	0,606	0,617	0,408	0,651	0,432
Settembre	0,615	0,629	0,417	0,665	0,436
Ottobre	0,630	0,656	0,431	0,692	0,473
Novembre	0,608	0,653	0,431	0,667	0,443
Dicembre	0,529	0,590	0,407	0,621	0,387
ANNO	0,585	0,604	0,405	0,630	0,413

⁽¹⁾ Dati calcolati in base alle rilevazioni settimanali dei "prezzi medi praticati" effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il valore dell'anno è il risultato della media dei valori dei 12 mesi ponderati in base alle vendite.

⁽²⁾ Il prezzo industriale corrisponde al prezzo al consumo meno la componente fiscale.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

EUROPA I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione al 15 maggio 2019

	BENZINA SENZA PIOMBO (Euro/litro)			GASOLIO AUTOTRAZIONE (Euro/litro)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,306	0,711	54,4	1,249	0,618	49,5
Belgio	1,439	0,850	59,1	1,459	0,853	58,5
Bulgaria	1,134	0,552	48,7	1,144	0,521	45,5
Cipro	1,243	0,638	51,3	1,266	0,613	48,4
Croazia	1,328	0,742	55,8	1,353	0,683	50,5
Danimarca	1,701	0,966	56,8	1,433	0,713	49,8
Estonia	1,414	0,799	56,5	1,374	0,722	52,5
Finlandia	1,604	0,987	61,5	1,436	0,738	51,4
Francia	1,580	0,954	60,4	1,482	0,856	57,8
Germania	1,533	0,899	58,7	1,308	0,679	51,9
Grecia	1,641	1,030	62,8	1,414	0,696	49,2
Irlanda	1,442	0,877	60,8	1,349	0,751	55,7
Lettonia	1,322	0,716	54,2	1,248	0,601	48,1
Lituania	1,275	0,656	51,4	1,196	0,555	46,4
Lussemburgo	1,285	0,659	51,3	1,143	0,521	45,6
Malta	1,360	0,757	55,7	1,230	0,660	53,7
Olanda	1,736	1,097	63,2	1,403	0,747	53,3
Polonia	1,220	0,617	50,6	1,205	0,567	47,1
Portogallo	1,571	0,936	59,6	1,397	0,747	53,5
Regno Unito	1,467	0,906	61,8	1,550	0,920	59,3
Repubblica Ceca	1,282	0,721	56,2	1,258	0,643	51,1
Romania	1,219	0,623	51,1	1,250	0,598	47,8
Slovacchia	1,405	0,778	55,4	1,274	0,610	47,9
Slovenia	1,359	0,792	58,3	1,289	0,701	54,4
Spagna	1,355	0,708	52,2	1,259	0,598	47,5
Svezia	1,574	0,937	59,5	1,552	0,748	48,2
Ungheria	1,237	0,640	51,7	1,260	0,614	48,8
Italia	1,624	1,021	62,9	1,518	0,891	58,7

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

EUROPA I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 15 maggio 2019

	GASOLIO RISCALDAMENTO (Euro/litro)			O.C. BTZ (usi industriali) (Euro/kg)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	0,839	0,249	29,7	0,471	0,146	31,0
Belgio	0,737	0,146	19,9	0,379	0,082	21,7
Bulgaria	1,055	0,506	48,0	—	—	—
Cipro	0,846	0,146	17,3	0,700	0,130	18,5
Croazia	0,759	0,198	26,1	0,574	0,136	23,8
Danimarca	1,440	0,621	43,2	0,985	0,597	60,6
Estonia	0,910	0,210	23,0	—	—	—
Finlandia	1,082	0,458	42,3	—	—	—
Francia	0,970	0,318	32,8	0,587	0,237	40,4
Germania	0,746	0,180	24,2	—	—	—
Grecia	—	—	—	0,514	0,045	8,8
Irlanda	0,740	0,210	28,4	0,575	0,170	29,6
Lettonia	0,824	0,176	21,4	—	—	—
Lituania	0,679	0,139	20,5	0,385	0,082	21,3
Lussemburgo	0,665	0,092	13,8	—	—	—
Malta	1,000	0,385	38,5	—	—	—
Olanda	1,131	0,700	61,9	0,773	0,171	22,2
Polonia	0,811	0,206	25,4	0,418	0,093	22,3
Portogallo	1,229	0,591	48,1	0,660	0,131	19,9
Regno Unito	0,713	0,161	22,6	—	—	—
Repubblica Ceca	0,795	0,230	29,0	0,406	0,089	21,9
Romania	1,119	0,577	51,6	0,454	0,088	19,4
Slovacchia	—	—	—	0,555	0,234	42,1
Slovenia	1,020	0,339	33,2	0,681	0,225	33,0
Spagna	0,812	0,238	29,3	0,456	0,096	21,1
Svezia	1,214	0,609	50,1	0,892	0,583	65,3
Ungheria	1,260	0,614	48,8	0,539	0,136	25,2
Italia	1,344	0,645	48,0	0,502	0,077	15,3

Fonte: Unione Petroliera su dati Commissione Europea, Direzione Energia



unione petrolifera



-  Piazzale Luigi Sturzo, 31
00144 - Roma (Roma)
-  Tel. 06.5423651 - Fax 06.59602925
-  unione petrolifera@pec.it
info@unione petrolifera.it
-  www.unione petrolifera.it
-  @UPetrolifera