

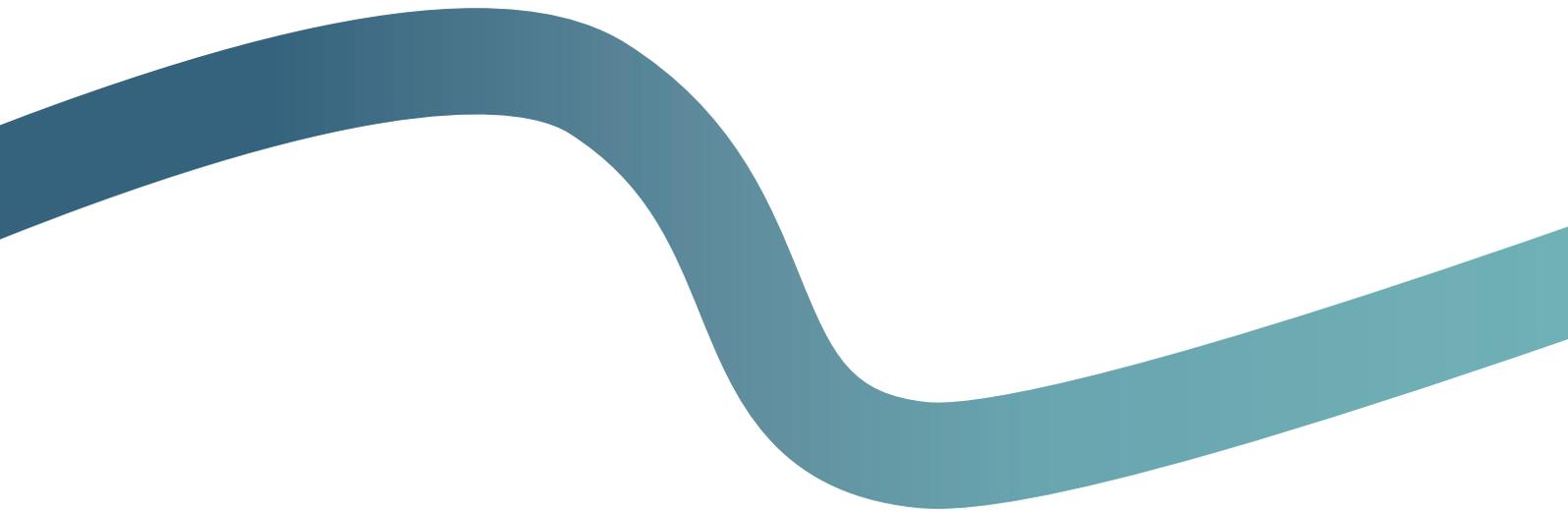
RELAZIONE ANNUALE 2020





unione petrolifera

RELAZIONE ANNUALE 2020



GLI ORGANI SOCIALI

(30 settembre 2020)

Presidente

Claudio SPINACI

Dario SCAFFARDI

Gian Luigi TRIBOLDI

Vice Presidenti

Azzam AL-MUTAWA

Gianni MURANO

Remo PASQUALI

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

(30 settembre 2020)

ALMA PETROLI	LUKOIL ITALIA
ATTILIO CARMAGNANI "AC"	NERI DEPOSITI COSTIERI
BP ITALIA	PETRA
CARBOIL	PETRONAS LUBRICANTS ITALY
COSTIERI D'ALESIO	PETROVEN
DECAL	RAFFINERIA DI GELA
DEPOSITI COSTIERI DEL TIRRENO	RAFFINERIA DI MILAZZO
DISMA	SARAS
ECOFUEL	S.A.R.P.O.M.
ENIFUEL	SERAM
ENI - DIVISIONE REFINING & MARKETING	SHELL ITALIA OIL PRODUCTS
ESSO ITALIANA	SIGEMI
IES - ITALIANA ENERGIA E SERVIZI	S.I.O.T.
IPLOM	SONATRACH RAFFINERIA ITALIANA
ISAB	SUPERBA
ITELYUM REGENERATION	TAMOIL
KRI	TOSCOPIETROL
KUWAIT PETROLEUM ITALIA	TOTAL ITALIA
LA PETROLIFERA ITALO RUMENA (P.I.R.)	

I SOCI AGGREGATI

AMBIENTE	LNG SHIPPING
ARCADIS	MARES
B&A CONSULTANCY	PETROLTECNICA
COSTIERO GAS LIVORNO	RES DATA
DALLA BERNARDINA	S.E.F. (ENIPOWER FERRARA)
ECOTHERM	SERFACTORING
ENI CORPORATE UNIVERSITY	SERVIZI AEREI
ENIPOWER	SIC
ENIPOWER MANTOVA	S.M.S.
ENI REWIND	STANTEC
ENI SERVIZI	TRALICE COSTRUZIONI
ENI - TRADING & SHIPPING	WOLFTANK DGM
ERG	WOOD
JACOBS ITALIA	

INDICE

IL MERCATO INTERNAZIONALE	9
Il quadro economico internazionale	9
La domanda e l'offerta di petrolio	11
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	13
L'evoluzione della raffinazione	16
L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA	17
Il quadro macroeconomico	17
I consumi di energia	21
La fattura energetica e petrolifera	30
I combustibili solidi	31
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	34
Il contributo del gas naturale	42
IL PETROLIO IN ITALIA	57
La produzione nazionale di idrocarburi	57
I consumi di prodotti petroliferi	61
I prezzi dei prodotti petroliferi	63
Le importazioni e le esportazioni	65
IL DOWNSTREAM ITALIANO	67
La capacità di raffinazione nel 2019	67
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	69
La logistica petrolifera	74
Infrastrutture e logistica portuale	75
La piattaforma PDC-Oil	76
Scorte d'obbligo: evoluzione normativa e attuazione	77
La sicurezza fisica (security) delle strutture petrolifere	78
Il progetto "Zero contanti"	80
GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI	87
L'andamento del gettito fiscale	87
Verso la digitalizzazione della filiera	88
e-DAS, INFOIL e il progetto "Full Digital"	91
Gli interventi fiscali legati all'emergenza COVID-19	96

INDICE

IL PETROLIO E L'AMBIENTE	99
Il <i>Green Deal</i> europeo: verso la <i>carbon neutrality</i> al 2050	99
" <i>Clean Fuels for All</i> ": la via europea alla decarbonizzazione	100
Il futuro del Refining Forum della Commissione europea	101
Il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC)	103
Rilascio Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA)	104
Air Quality Package: recepimento delle Direttive europee	105
La disciplina delle emissioni odorigene	106
I risultati della revisione della Direttiva IED	109
La nuova Direttiva europea per l'ETS 2021-2030	113
Tassonomia e finanza sostenibile	113
La proposta di revisione della Direttiva sulla tassazione energetica	114
Il Gruppo Strategico Carburanti Alternativi e Energie per la Mobilità: un anno di lavoro	114
Biocarburanti e biometano: il quadro normativo nazionale	114
L'attuazione delle nuove norme IMO per la qualità del bunker mondiale	115
Economia circolare ed uso efficiente delle risorse	116
Progetto Riqualificazione ambientale	116
Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)	117
SALUTE E SICUREZZA	119
COVID-19 e gestione dell'emergenza	119
Protocollo INAIL e UP sulla Salute e sicurezza sul lavoro	120
Tavolo per la sicurezza dell'autotrasporto	121
Salute e sicurezza nei luoghi di lavoro	121
Gestione delle sostanze chimiche	122
Attuazione della Direttiva 2012/18/UE (Seveso III)	123
Evoluzione della normativa antincendio	125
Performance sicurezza: downstream petrolifero in vetta alle classifiche	126

FOCUS

Il dirimente effetto del COVID-19 nel primo semestre del 2020	22
Le iniziative delle Aziende associate per la lotta al COVID-19	26
L'impegno delle Industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici - Il ruolo dell'OGCI	43
I terminali di GNL nel 2019	55
Il Rapporto OSSIF 2019	81
Premi e riconoscimenti del settore	82
Evoluzione assetti di mercato	83
Investimenti e attività industriali	84
Bio-Raffinerie ed economia circolare: la transazione prosegue	86
e-DAS - Documenti di circolazione telematici per i prodotti ad imposta assolta	92
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	102
Le migliori tecniche per il controllo dei COV/ODORI	107
<i>L'Inception Impact Assessment</i>	108
Lo sviluppo delle infrastrutture sensibili: lo studio di Confindustria Energia	109
Le iniziative sulla qualità dell'aria: i blocchi a Roma	110
Eventi progetto Riqualificazione ambientale	116
UP Education - Ambiente e Sostenibilità	117
Direttive sulla Salute e sulla sicurezza pubblicate nel 2019	122

APPENDICE STATISTICA

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI

I consumi energetici dei principali Paesi	129
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	129

MONDO

La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	130
I consumi petroliferi	131
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	132
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	133

MERCATO INTERNAZIONALE

Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	134
Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	134
Le quotazioni Cargoes Fob Singapore dei principali prodotti petroliferi	135
Le quotazioni Fob Pipeline US Gulf di alcuni prodotti petroliferi	135

ITALIA

I consumi energetici per fonti primarie	136
I consumi energetici per settori di utilizzo	136
La produzione di idrocarburi	137
Il bilancio petrolifero	137
Le importazioni di petrolio greggio	138
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	139
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	139
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	140
Le lavorazioni delle raffinerie	141
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	142
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	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 2019 la crescita dell'economia mondiale ha progressivamente perso slancio, chiudendo l'anno, stando alle stime del Fondo monetario internazionale (FMI)¹, con un **Pil in aumento del 2,9 per cento** (rispetto al 3,6 per cento del 2018). A segnare il passo sono state tutte le principali economie europee, ma anche gli Stati Uniti che negli anni precedenti avevamo mostrato una certa dinamicità.

Alla base di questo rallentamento, come rilevato dalla Banca Centrale Europea (BCE), le crescenti tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, il rallentamento della domanda cinese, tensioni geopolitiche in diverse aree del mondo e altri fattori esogeni che hanno alimentato il clima di incertezza in diverse economie emergenti.

Le attese ad inizio 2020 erano comunque per una moderata ripresa dell'attività, sebbene ancora in un clima di notevole incertezza, che avrebbe dovuto riportare la crescita intorno al 3,3 per cento nel 2020; una crescita sostanzialmente analoga (+3,4 per cento) era prevista per il 2021².

La situazione è però rapidamente mutata per il repentino diffondersi su scala globale della pandemia COVID-19, che ha costretto ad una drastica revisione di tutte le previsioni di crescita. Sempre secondo il FMI, per il 2020 il Pil dovrebbe segnare un -4,9 per cento (in ulteriore calo rispetto alle precedenti stime del -3 per cento), seguito da un rimbalzo fino al 5,4 per cento nel 2021, via via che la situazione tenderà a normalizzarsi, anche sulla scia delle misure di politica economica messe in campo dai diversi Governi.

Quest'anno il crollo più ampio del Pil (-8 per cento) impatterebbe sulle economie avanzate, a fronte del -3 per cento stimato per quelle emergenti. In particolare per l'Europa la riduzione stimata è del 10,2 per cento.

¹ World Economic Outlook, giugno 2020.

² World Economic Outlook, gennaio 2020.

PAESI INDUSTRIALIZZATI I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo		Indice prezzi al consumo ⁽¹⁾		Disoccupazione		Indebitamento pubblico ⁽²⁾	
	Variazione percentuale rispetto all'anno precedente				Percentuale delle forze di lavoro		Percentuale del Pil	
	2018	2019 ⁽³⁾	2018	2019 ⁽³⁾	2018	2019 ⁽³⁾	2018	2019 ⁽³⁾
Francia	1,7	1,3	2,1	1,3	9,0	8,5	-2,3	-3,0
Regno Unito	1,3	1,4	2,5	1,8	4,1	3,8	-2,2	-2,1
Germania	1,5	0,6	2,0	1,3	3,4	3,2	1,9	1,4
ITALIA	0,8	0,3	1,2	0,6	10,6	10,0	-2,2	-1,6
Area Euro (19 Paesi)	1,9	1,3	1,8	1,2	8,2	7,6	-0,5	-0,7
Usa	2,9	2,3	2,4	1,8	3,9	3,7	-5,7	-5,8
Giappone	0,3	0,7	1,0	0,5	2,4	2,4	-2,4	-2,8
Paesi Ocse	2,3	1,7	2,4	1,9	5,5	5,4	-2,9	-3,3

⁽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	2015	2016	2017	2018	2019 ^(*)
	(Milioni di tonnellate)							
Paesi Opec	1.485	1.675	1.638	1.749	1.804	1.794	1.781	1.680
Paesi Ocse	1.013	933	862	1.095	1.067	1.103	1.214	1.288
Altri Paesi	1.107	1.330	1.483	1.519	1.507	1.497	1.504	1.516
Totale	3.606	3.938	3.983	4.363	4.379	4.393	4.500	4.484
	(Quote percentuali)							
Paesi Opec	41,2	42,5	41,1	40,1	41,2	40,8	39,6	37,5
Paesi Ocse	28,1	23,7	21,7	25,1	24,4	25,1	27,0	28,7
Altri Paesi	30,7	33,8	37,2	34,8	34,4	34,1	33,4	33,8
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

^(*) Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review

MONDO I consumi energetici

(Milioni di tep)

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019 ^(*)
Combustibili solidi	2.317	2.991	3.650	3.843	3.735	3.787	3.838	3.783
Gas naturale	2.071	2.360	2.736	2.929	3.018	3.099	3.262	3.336
Petrolio	3.669	4.010	4.127	4.328	4.382	4.457	4.497	4.523
Nucleare	676	722	719	670	680	687	707	728
Idroelettrico	225	252	297	335	348	350	362	371
Geotermica, Eolica e Solare	60	70	110	204	226	258	287	315
Biomasse e rifiuti	1.015	1.089	1.205	1.271	1.296	1.311	1.327	1.354
Totale	10.033	11.494	12.844	13.580	13.685	13.949	14.280	14.410

^(*) Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

La domanda e l'offerta di petrolio

Nel 2019 la **domanda di petrolio** ha mostrato un profilo positivo, attestandosi in media a 100,1 milioni barili/giorno (+0,9 per cento in più rispetto al 2018). L'incremento, pari a 890 mila barili/giorno, sarebbe stato anche più ampio se alla forte dinamica dei Paesi non-Ocse (+1,1 milioni di barili/giorno, +2,2 per cento) non si fosse contrapposta la riduzione della domanda dei Paesi Ocse (-200.000 barili/giorno pari al -0,5 per cento), soprattutto di quelli asiatici dell'Ocse e Oceania¹. Il forte traino ai consumi dei Paesi non-Ocse anche nel 2019 è stato dato dalla Cina (+700.000 barili/giorno) e dagli altri Paesi asiatici (+290.000 barili/giorno), che insieme hanno rappresentato il 53 per cento della domanda totale non-Ocse.

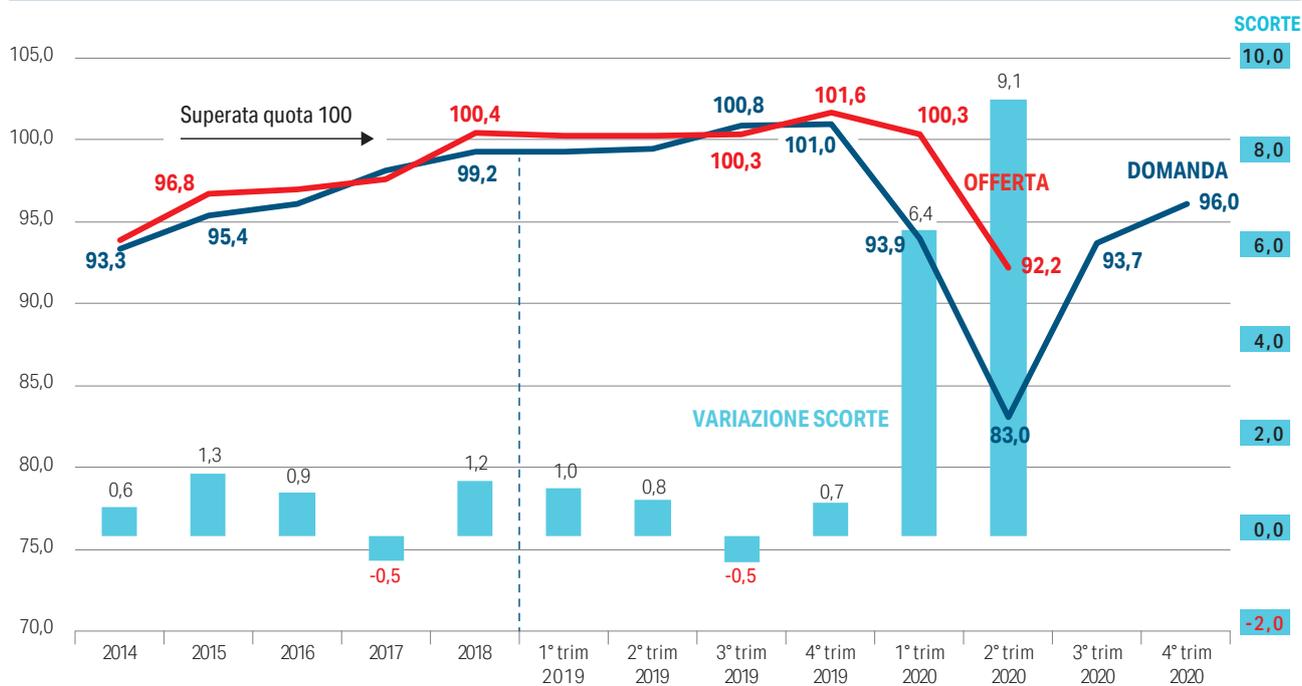
Per il 2020, ad inizio anno si prevedeva una domanda superiore ai 101 milioni barili/giorno ma, anche in questo caso, l'impatto del COVID-19 ha cambiato profondamente lo scenario, innescando un crollo della domanda talmente forte e rapido da mettere in seria difficoltà i Paesi produttori, tanto che nel giro di un paio di settimane i prezzi del greggio sono passati dagli oltre 64 dollari/barile di inizio anno ai 9-10 di fine aprile. Oltre la metà della popolazione mondiale -4,2 miliardi di persone- è stata interessata da misure di *lockdown* con riflessi evidenti sulla domanda di energia ed un impatto dirompente su quella di petrolio, che soddisfa oltre il 90 per cento della domanda nei trasporti di merci e persone, oggetto del blocco. Durante la fase più acuta dell'emergenza sanitaria le attività di trasporto a livello globale si sono infatti ridotte del 50-60 per cento, con cali di oltre il 90 per cento nei trasporti aerei. Nel solo primo trimestre, la domanda di petrolio è scesa sotto i 94 milioni barili/giorno rispetto agli oltre 99 dello stesso periodo del 2019, per poi arrivare a poco più di 83 nel secondo trimestre dell'anno, cioè 16 milioni barili/giorno in meno rispetto all'analogo periodo del 2019.

Stando alle ultime stime dell'Agenzia internazionale per l'energia (AIE), nella seconda parte del 2020 la domanda di petrolio dovrebbe gradualmente recuperare fino a 96 milioni barili/giorno nell'ultimo trimestre. La domanda petrolifera del 2020 sarebbe comunque inferiore di -8,4 milioni rispetto ai 100,1 del 2019. L'attesa è di tornare ai 97,1 milioni barili/giorno nel 2021.

In un simile contesto, la **produzione mondiale di petrolio**, che durante il 2019 aveva continuato a crescere, arrivando a sfiorare i 102 milioni barili/giorno nel quarto trimestre, ed un surplus di scorte di 700 mila barili/giorno, non è riuscita ad adeguarsi tempestivamente ad un crollo così immediato della domanda, soprattutto per i dissi-

¹ Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda.

MONDO Il mercato petrolifero e gli effetti del COVID-19
(Milioni di barili/giorno. Dati annuali 2015-2018; trimestrali dal 2019)



Fonte: AIE, Oil Market Report

di tra Russia e Arabia Saudita, inizialmente divise sulle strategie da adottare. Già nel vertice dell'Opec Plus del 5-6 marzo, convocato in vista della scadenza, il 31 marzo, dei tagli concordati a dicembre 2018 (2,1 milioni barili/giorno), si era registrato il rifiuto da parte della Federazione Russa, leader dei produttori non-Opec, di ratificare la proposta dell'Opec di rafforzare tali tagli e di estenderli fino alla fine dell'anno. La proposta prevedeva una riduzione di ulteriori 1,5 milioni barili/giorno (di cui 1 milione in capo all'Opec e 0,5 in carico ai Paesi non-Opec).

Un rifiuto che unitamente al successivo crollo della domanda ha innescato una inaspettata "guerra dei prezzi¹". Peraltro nel primo trimestre di quest'anno, l'inatteso e repentino crollo della domanda di 7 milioni di barili/giorno a fronte di una flessione di appena 1,3 milioni barili/giorno dell'offerta, rende palese un altro degli aspetti peculiari del mercato petrolifero del 2020: l'enorme quantità delle scorte, che nei primi due trimestri hanno toccato i valori record di 6,4 e 9,1 milioni di barili/giorno.

Il successivo vertice straordinario convocato il 12 aprile, il giorno di

¹ Rispetto ai 9 milioni barili/giorno delle decisioni Opec del 5 marzo, l'Arabia ha spinto fino a 12,7 milioni barili/giorno i suoi livelli estrattivi, attaccando la Russia nel suo mercato europeo con sconti fino a 7 dollari/barile rispetto al Brent.

Pasqua, quando era ormai evidente la portata della crisi, pur ribaltando l'esito fallimentare del precedente, non è riuscito a frenare il crollo delle quotazioni che per il Brent hanno raggiunto nella seconda metà di aprile punte minime di 9 dollari/barile¹. L'accordo ha quindi previsto un taglio dell'offerta² secondo un **decalage** fino al 2022, così articolato:

- una riduzione di 9,7 milioni barili/giorno da attuarsi nei mesi di maggio e giugno;
- un taglio di 7,7 milioni barili/giorno nel secondo semestre dell'anno;
- a seguire, per un periodo di 16 mesi, dal 1° gennaio 2021 al 30 aprile 2022, il mantenimento di un taglio di 5,8 milioni barili/giorno.

Un programma che è stato sostanzialmente rispettato, necessariamente anche per adeguarsi al "vuoto dell'offerta", che nel secondo trimestre ha registrato un ulteriore crollo di oltre 17 milioni barili/giorno, facendo schizzare le scorte ai record storici di oltre 9 milioni barili/giorno.

Con la fine del *lockdown*, in molti Paesi la domanda del terzo trimestre ha recuperato 10,7 milioni barili/giorno e di recente il programma previsto dei tagli è stato al centro di un dibattito sulla sua possibile revisione.

I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

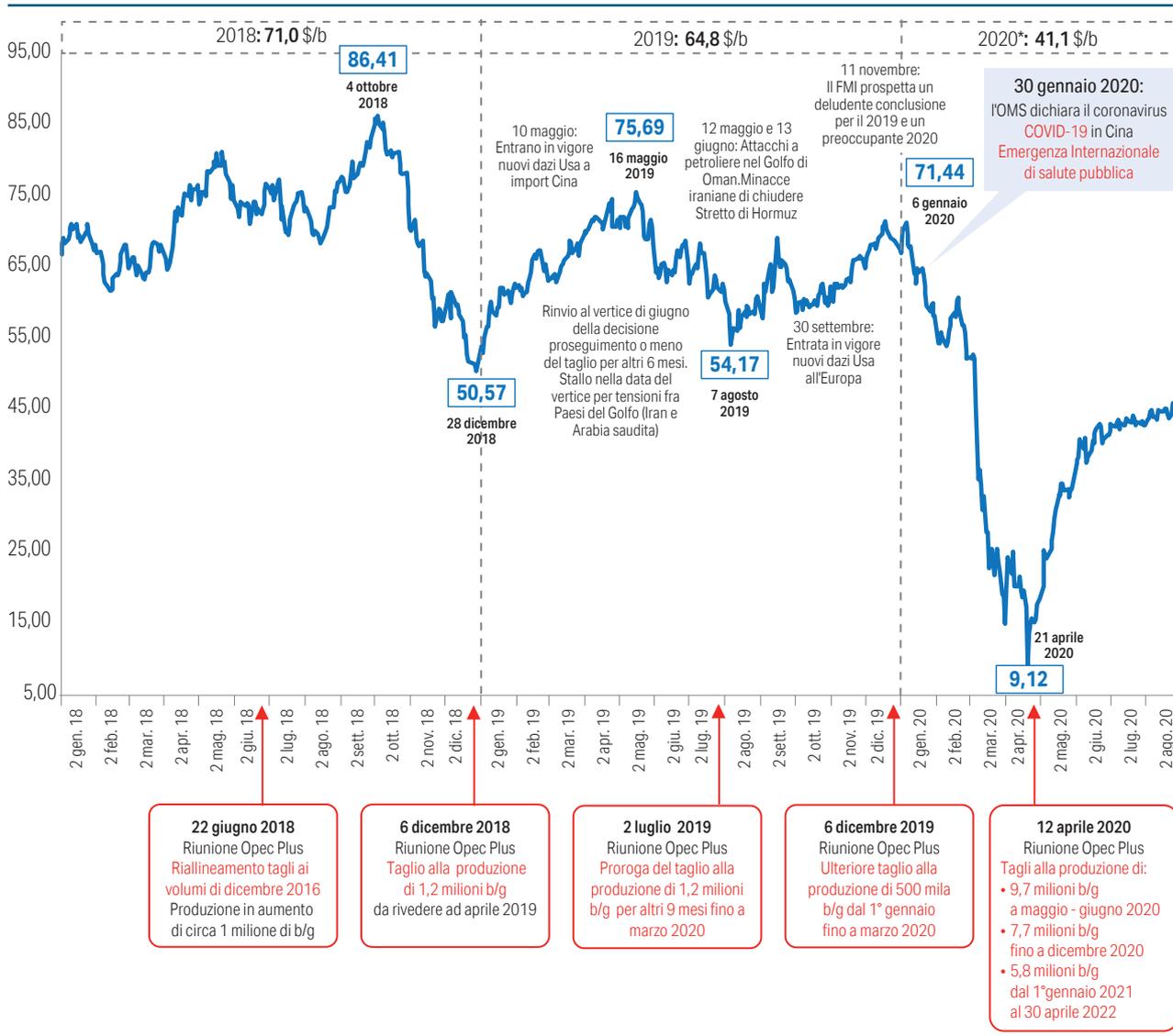
L'evoluzione dei prezzi del greggio durante il 2019 aveva lasciato intravedere una ritrovata stabilità sui 60-70 dollari/barile, valori condivisi sia dai Paesi produttori che consumatori e utili anche a sostenere investimenti in nuova capacità produttiva.

La pandemia ha rotto tutti gli equilibri e spinto ai minimi degli ultimi 30 anni i prezzi del greggio, che hanno poi faticosamente recuperato terreno dopo le drastiche decisioni dell'Opec Plus e la graduale ripresa delle attività economiche in molte delle aree sottoposte a *lockdown*. Un recupero che però è stato lento, nonostante gli impegni presi dai Paesi produttori che, nell'immediato, non hanno sortito alcun effetto rialzista, al punto che nei giorni immediatamente successivi all'accordo raggiunto nel vertice del 12 aprile hanno continuato a perdere consistentemente terreno.

¹ In data 21 aprile 2020 il Brent il ha toccato il minimo di 9,12 dollari/barile. Negli ultimi 40 anni un valore più basso si è rilevato solo il 10 dicembre 1998, con la quotazione di 9,10 dollari/barile.

² La riduzione è calcolata in base alla produzione di ciascun Paese ad ottobre 2018, ad eccezione di Arabia Saudita e Russia che hanno come riferimento 11 milioni barili/giorno.

PETROLIO Quotazioni internazionali giornaliere Brent dated
(Dollari/barile)



(*) Media primi 8 mesi 2020.

Fonte: UP su dati Platts

Negli stessi giorni sui mercati americani il **WTI per consegna maggio faceva registrare addirittura un valore negativo, chiudendo a meno 37,6 dollari/barile**, una cosa mai vista prima, schiacciato da crollo dei consumi, produzione elevata, e capacità di stoccaggio esaurita, nonché dalla speculazione.

Una chiara tendenza al rialzo è cominciata ad emergere intorno alla metà di maggio, via via che i tagli hanno cominciato a realizzarsi e con la parziale ripresa di molte delle attività sottoposte a *lock-down*, elementi che hanno ingenerato un sentimento di ottimismo nei mercati.

In media mensile si è dunque passati dai 18,5 dollari/barile di aprile fino ai 40,3 di giugno (+118 per cento), passando per i 29,4 di maggio. La media del primo semestre di quest'anno, sui 40 dollari/barile, è più bassa di oltre 26 dollari (-40 per cento) rispetto al primo semestre del 2019.

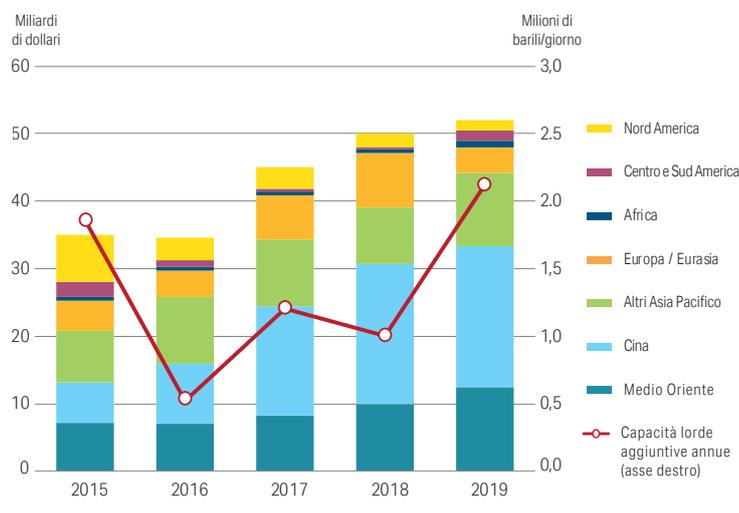
La tenuta dei prezzi, da cui dipendono in larga parte le produzioni di *shale oil* americano, entrate in profonda crisi, e molte delle economie del Golfo, sarà legata: ai tempi di ripresa dell'economia mondiale; alla graduale ricostruzione della domanda, ovvero da quanta parte del calo di oggi diventerà strutturale; alla tenuta dell'Opec Plus, che ha mostrato appieno i suoi punti di debolezza; alla capacità dei Paesi produttori, americani *in primis*, di sopravvivere alla battuta d'arresto a cui, forzatamente, sono andati incontro.

Il duplice *shock* della domanda e dell'offerta, con il drastico crollo quotazioni in questa prima parte del 2020 hanno inciso pesantemente sul **mercato petrolifero, che sta fronteggiando la più grave delle crisi della sua storia**. Gli operatori hanno dovuto rivedere rapidamente e drasticamente le proprie **politiche di investimento nel settore E&P** che, stando alle stime dell'AIE, nel 2020 dovrebbero ridursi di un terzo rispetto al 2019 (in termini assoluti, di 155 miliardi di dollari), risultando del 58 per cento inferiori rispetto al picco del 2014 (-451 miliardi di dollari).

Sempre secondo l'AIE, il taglio degli investimenti che si profila nel corso di quest'anno potrebbe portare nel 2025 ad una riduzione dell'offerta pari a 9 milioni barili/giorno, con il rischio in prospettiva di non riuscire a soddisfare una domanda in ripresa, sebbene inferiore ai livelli pre-crisi, con inevitabili riflessi sui prezzi.

In riferimento ai **prezzi dei principali prodotti raffinati** sui mercati internazionali, nel 2019 la quotazione media annua della benzina si è attestata a 40,8 centesimi euro/litro (in calo del 4,7 per cento rispetto al 2018), mentre quella del gasolio a 45,2 centesimi euro/litro (in calo del 2,7 per cento).

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 2020

Nel 2020 tali prodotti hanno risentito del dilagare della pandemia per il blocco praticamente totale di gran parte delle attività di trasporto, con la benzina che ad aprile è arrivata a quotare poco più di 10 centesimi euro/litro, mentre il gasolio intorno ai 14 centesimi.

In media, nei primi sei mesi del 2020 la quotazione della benzina è stata pari a 25,9 centesimi euro/litro (-36,2 per cento rispetto al primo semestre 2019), mentre il gasolio ha quotato 29,1 centesimi di euro/litro (-36 per cento).

L'evoluzione della raffinazione

Nel 2019 a livello mondiale, la capacità di raffinazione è stata pari a 102,8 milioni barili/giorno¹, con un incremento di 2,2 milioni barili/giorno rispetto all'anno precedente, il più elevato dal 2010². Complessivamente lo scorso anno sono stati investiti 54,4 **miliardi di dollari in nuova capacità di raffinazione**, di cui oltre la metà concentrati in Cina che si conferma il principale centro di raffinazione a livello mondiale.

¹ AIE, Oil 2020, Analysis and forecast to 2025, marzo 2020.

² AIE, Annual investments in new refining capacity and gross capacity additions 2015-2019, aprile 2020.

L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA

Il quadro macroeconomico

In crescita da sei anni, anche se in progressivo rallentamento, nel 2019 il **Pil è aumentato solo dello 0,3 per cento** in media annua.

Peraltro, la sua dinamica ha subito nell'ultimo trimestre del 2019 una battuta di arresto (in calo dello 0,2 per cento), che ha interrotto la debole tendenza positiva prevalsa nell'arco dei quattro trimestri precedenti. Tale stagnazione dell'attività economica, si è protratta anche ad inizio 2020, prima dell'esplosione della pandemia¹, che ha totalmente cambiato le prospettive economiche a livello mondiale.

Il debole andamento economico del 2019 è il risultato del progressivo peggioramento di entrambe le componenti della domanda. Quella interna ha risentito del calo degli investimenti, a causa di un contesto interno e internazionale di estrema incertezza, mentre i consumi delle famiglie hanno ristagnato. La domanda estera ha mostrato un graduale peggioramento, in linea con la flessione del commercio internazionale, conseguente ai conflitti tariffari fra Stati Uniti e Cina, in attenuazione nella seconda parte dell'anno.

Solo a dicembre Stati Uniti e Cina hanno raggiunto un primo accordo commerciale² (*phase-one deal*), riducendo le tensioni economiche fra loro in atto dall'inizio del 2018, anche se i dazi in vigore restano complessivamente più elevati rispetto a due anni fa.

Ai dazi imposti dagli USA e alle misure compensative attivate dai Pa-

¹ A febbraio 2020, con l'inizio della diffusione nel Paese del virus COVID-19, l'economia italiana è stata colpita da uno shock imprevedibile e di straordinaria portata. Uno shock congiunto di offerta e di domanda: al progressivo blocco, temporaneo ma prolungato di molte attività economiche sul territorio nazionale, necessario per arginare l'epidemia, si è associato infatti un crollo della domanda di beni e servizi, sia dall'interno che dall'estero. Il che, in questa fase di emergenza sanitaria, ha gravemente compromesso le prospettive economiche del nostro Paese nell'anno in corso. Vedi anche Focus "Il dirompente effetto del COVID-19 nel primo semestre del 2020" a pag. 22.

² L'intesa, preliminare per una discussione più ampia sui rapporti economici fra i due Paesi, da un lato ha evitato gli aumenti delle tariffe statunitensi, previsti inizialmente per metà dicembre, e ha dimezzato quelli introdotti in settembre; dall'altro il Governo cinese si è impegnato ad aumentare le importazioni di beni agricoli ed energetici dagli Stati Uniti e ha offerto garanzie sulla difesa della proprietà intellettuale e sulla politica del cambio.

ITALIA I dati macroeconomici

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ⁽¹⁾
Variazione percentuale vs anno precedente											
Prodotto interno lordo ⁽²⁾	-5,3	1,7	0,7	-3,0	-1,8	—	0,8	1,3	1,7	0,8	0,3
Produzione industriale ⁽³⁾	-18,6	7,0	0,8	-5,8	-3,1	-0,6	1,0	2,1	3,8	0,6	-1,1
Inflazione	0,8	1,5	2,8	3,0	1,2	0,2	0,1	-0,1	1,2	1,2	0,6
Investimenti fissi lordi ⁽²⁾	-9,7	-0,2	-1,4	-9,7	-6,4	-2,2	1,8	4,0	3,2	3,1	1,4
Percentuale delle forze di lavoro											
Disoccupazione	7,7	8,4	8,4	10,7	12,1	12,7	11,9	11,7	11,2	10,6	10,0
Miliardi di euro											
Saldo import-export	-5,9	-30,0	-25,5	9,9	29,2	41,9	41,8	49,6	47,6	39,3	52,9
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	-81	-68	-59	-48	-46	-48	-42	-41	-42	-39	-29
Debito delle Amministrazioni pubbliche ⁽⁴⁾	1.839	1.921	1.973	2.055	2.136	2.203	2.239	2.286	2.330	2.381	2.410
Pil a euro correnti	1.577	1.611	1.649	1.624	1.613	1.627	1.655	1.696	1.737	1.766	1.788

⁽¹⁾ Dati provvisori.⁽²⁾ Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2015.⁽³⁾ Variazioni indice grezzo 2015=100. Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale (NIC).⁽⁴⁾ A fine anno.

Fonte: CSC su dati Istat

ITALIA I consumi di energia

(Milioni di tep)

	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ⁽¹⁾	Variazione 2019 vs. 2018	Peso sul totale 2019
Combustibili solidi	12,8	17,0	14,9	13,7	13,0	11,7	10,4	9,4	6,6	-29,8%	3,9%
Gas naturale ⁽²⁾	58,4	71,2	68,1	50,7	55,3	58,1	61,6	59,5	61,0	+2,5%	36,1%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	9,7	9,6	10,2	8,1	8,3	9,7	8,4	-13,0%	5,0%
Petrolio	92,0	85,2	72,2	57,3	58,7	57,6	57,7	59,0	57,8	-2,0%	34,2%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	22,9	34,7	32,6	32,1	31,7	33,6	35,3	+4,9%	20,8%
TOTALE	185,9	197,8	187,8	166,0	169,8	167,6	170,2	171,2	169,1	-1,3%	100,0%

⁽¹⁾ Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.⁽²⁾ 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

esi coinvolti, si sono aggiunti fattori geopolitici destabilizzanti e il rallentamento dell'economia cinese, che hanno continuato ad influenzare negativamente il commercio mondiale.

Il peggioramento del commercio internazionale ha **impattato evidentemente sulle nostre esportazioni, indebolendo il settore manifatturiero**.

Le esportazioni italiane di beni e servizi hanno infatti continuato a rallentare i loro ritmi di crescita: +1,2 per cento nel 2019, rispetto al +2,3 e +5,4 rispettivamente nel 2018 e nel 2017.

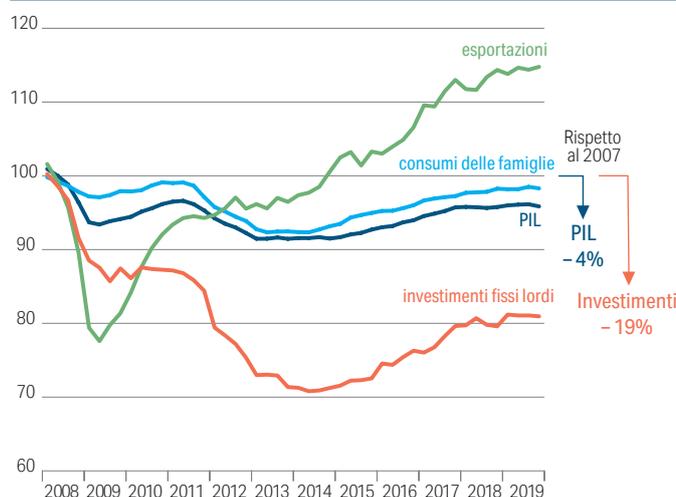
Nel corso del 2019 la **produzione industriale** è diminuita dell'1,1 per cento, per la prima volta dal 2014 in conseguenza di diversi fattori:

- la **debolezza della domanda interna**, quindi degli ordini, accentuatasi nel 2019 rispetto all'anno precedente;
- il **rallentamento nel resto dell'Europa** e in molti altri Paesi, che hanno pesato sugli ordini esteri, dato che circa un terzo della produzione italiana è destinata ai mercati esteri;
- la **crisi della produzione del settore automotive tedesco**, esplosa nel 2019 e rivelatasi più duratura delle attese iniziali, che ha indebolito la domanda della componentistica italiana¹;
- l'**incertezza**, notevolmente accentuatasi nel corso dell'anno, che ha spinto molte imprese a soddisfare i minori ordini attingendo alle scorte, piuttosto che a nuova produzione;
- il **minor supporto degli incentivi fiscali** per gli acquisti di beni strumentali nel 2019, dopo i buoni risultati degli anni precedenti.

Grazie al sostegno degli incentivi, che avevano prodotto aumenti superiori al 3 per cento nel 2017 e 2018, nel 2019 gli **investimenti fissi lordi** hanno segnato un riassetto fisiologico al ribasso, con una crescita dimezzata (+1,4 per cento) rispetto all'anno precedente.

Nel 2019 la dinamica della spesa in macchinari e apparecchiature ha seguito la tempistica degli incentivi fiscali sugli acquisti di questa tipologia di beni, con un significativo rimbalzo nel secondo trimestre, per la reintroduzione del superammortamento da aprile e rallentando successivamente per il prevalere del peggioramento delle valutazioni degli imprenditori, con il calo delle attese sull'andamento della domanda, interna ed estera.

¹ Secondo i dati del Centro Studi Confindustria, la Germania è il primo partner commerciale per l'Italia: il valore dei beni esportati rappresenta il 12,5 per cento del totale dell'export italiano. Inoltre per alcune Regioni italiane le esportazioni verso la Germania superano il 30 per cento del valore aggiunto manifatturiero.

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

Rispetto ai livelli ante crisi del 2007 il Pil e gli investimenti del 2019 sono stati ancora inferiori rispettivamente del 4 e 19 per cento: insieme alla Grecia, siamo l'unico Paese dell'Eurozona a non aver recuperato il calo degli anni della crisi.

In riferimento al **mercato del lavoro**, nel 2019 ha segnato un deciso miglioramento in termini tendenziali, con un aumento del tasso di occupazione (+0,6 punti percentuali) e un'analoga riduzione del tasso di disoccupazione.

In particolare, l'**occupazione** ha raggiunto a novembre i massimi storici dal 1977, con una significativa dinamica dei dipendenti permanenti e dell'occupazione giovanile.

Nel 2019 la **spesa delle famiglie** è stata caratterizzata da una dinamica debole (+0,4 per cento), neanche della metà rispetto all'anno precedente, dato l'andamento quasi stagnante del reddito: nonostante l'incremento delle risorse disponibili derivante dagli effetti del Reddito di cittadinanza, ha infatti prevalso l'aumento della propensione al risparmio (passata all'8,7 per cento del reddito disponibile, rispetto all'8,2 per cento del 2018), spiegata da un intensificarsi dei motivi precauzionali.

L'**indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)** è aumentato con una **variazione media annua dello 0,6 per cento**, dimezzando quella del 2018 (+1,2 per cento).

ITALIA PIL, domanda nazionale e commercio con l'estero

(Variazioni percentuali sul periodo precedente di valori concatenati 2015; 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
	2016	1,3	4,0	1,2	0,7	1,8	1,9	3,9
	2017	1,7	3,2	1,5	-0,1	1,7	5,4	6,1
	2018	0,8	3,1	0,9	0,1	1,1	2,3	3,4
	2019	0,3	1,4	0,4	-0,4	-0,2	1,2	-0,4
	2019 I	0,2	2,0	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	2,7
	II	0,1	-0,4	0,1	0,1	0,1	0,7	0,9
	III	—	0,2	0,3	—	0,4	-0,3	1,0
	IV	-0,2	-0,5	—	—	-0,9	0,2	-2,0

⁽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

La leggera ripresa dell'inflazione osservata a fine anno, principalmente per l'accelerazione dei prezzi dei carburanti, con un'inversione di tendenza rispetto agli ultimi mesi, non ha tuttavia modificato lo scenario di generale moderazione dei prezzi che ha caratterizzato l'intero 2019. Nell'anno, i prezzi dei beni sono aumentati dello 0,4 per cento e quelli dei servizi dell'1,0 per cento.

In particolare, i prezzi dei **Beni energetici non regolamentati** hanno registrato una **variazione tendenziale nulla in media d'anno**, rispetto al +6,0 per cento del 2018: nel primo e secondo trimestre registrano variazioni tendenziali positive (pari rispettivamente a +1,5 per cento e +1,7 per cento), mentre nel terzo e quarto trimestre un'inversione di tendenza (-1,6 per cento per entrambi). A incidere sull'andamento annuale sono stati sia i **prezzi del Gasolio per mezzi di trasporto (passati da +8,1 per cento a -0,2 per cento)**, sia quelli **della Benzina (da +5,4 per cento in media d'anno a -1,5 per cento)**, sia quelli degli Altri carburanti (da +5,7 per cento a -3,3 per cento).

Nel 2019 l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** è sceso di 9,5 miliardi di euro, passando dal 2,2 all'1,6 per cento del Pil. Il **debito pubblico** è invece giunto a poco meno di 2.410 miliardi di euro, ma la sua incidenza sul Pil è rimasta invariata rispetto a quella del 2018 e pari al **134,8 per cento**.

I consumi di energia

Dopo due anni di recupero, nel 2019 la domanda di energia è tornata a ridimensionarsi, con una contrazione dell'1,3 per cento rispetto al 2018: secondo le prime stime¹ si è attestata sui 169,1 Mtep, un valore analogo a quello del 1990.

Rispetto al **minimo del ventennio (166,0 Mtep nel 2014)**, è più elevata di poco più di 3 Mtep (+1,9 per cento). Siamo tuttavia del 14,5 per cento più bassi rispetto al **picco dei consumi rilevato nel 2005** (197,8 Mtep), non solo per effetto delle conseguenze della crisi economica, ma anche i miglioramenti di efficienza energetica comunque raggiunti.

Nel corso del 2019 hanno contribuito a frenare i consumi di energia non solo il debole andamento economico (Pil +0,3 per cento) tornato a flettere nell'ultimo trimestre, ma anche le condizioni climatiche, piuttosto miti². Con una congiuntura economica in stagnazione, la domanda di energia dal 2019 ha risentito essenzialmente delle va-

¹ MISE, La situazione energetica nazionale nel 2019, giugno 2020.

² Mentre maggio ha rilevato valori inferiori alla media, a giugno e luglio le temperature sono state particolarmente elevate.

FOCUS

IL DIROMPENTE EFFETTO DEL COVID-19 NEL PRIMO SEMESTRE DEL 2020

Durante la stesura del presente documento, anche il nostro Paese è stato coinvolto in una inattesa e straordinaria crisi, che ha drasticamente modificato il contesto economico fin qui descritto.

Partito dalla Cina, il virus¹ COVID-19 ha infatti seguito inizialmente le vie aeree del commercio e del turismo, poi tutte le altre strade di contatto che l'hanno reso presto una pandemia a livello globale.

Dopo la Cina, epicentro del contagio, in Europa è stata proprio l'Italia, il virus ha poi coinvolto i diversi Paesi europei che avevano maggiormente localizzato le loro attività nel est asiatico, o le cui produzioni erano più legate alle forniture cinesi.

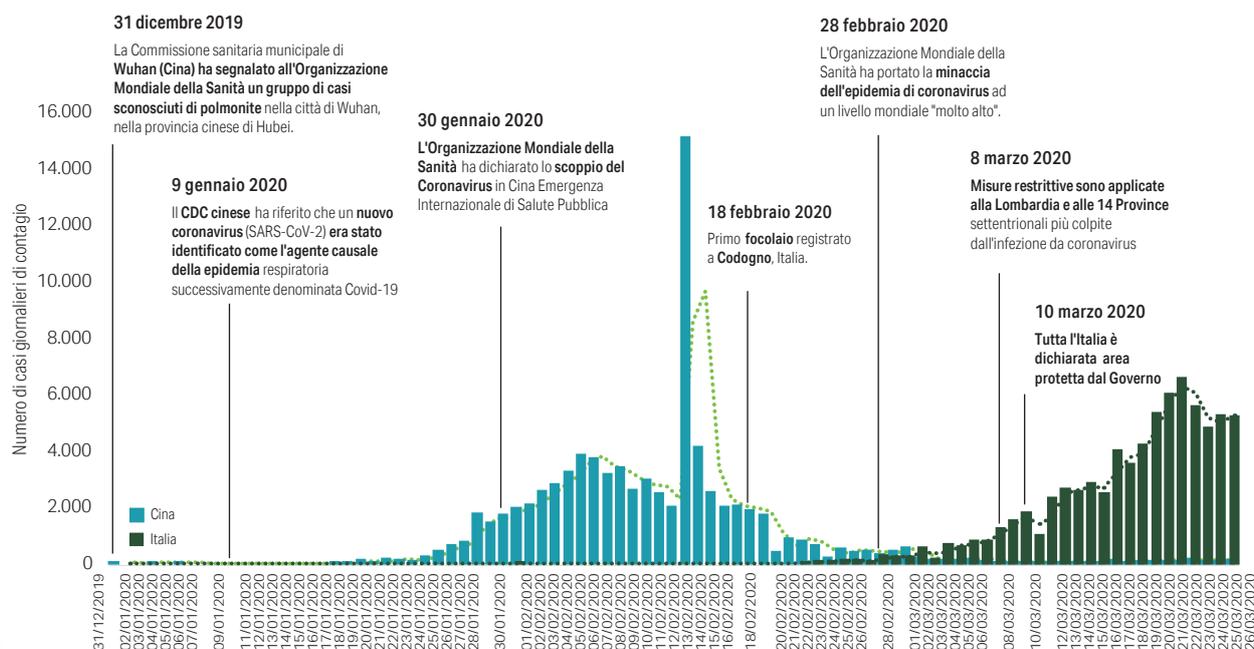
Le misure per contrastare il rapidissimo dilagare della

¹ La malattia causata dal virus SARS-COV-2 è stata denominata dall'Organizzazione Mondiale della Sanità "COVID-19" dall'acronimo di CO (corona); VI (virus); D ("disease", malattia) e 19 (anno di identificazione del virus).

pandemia messe in atto in Cina, in Italia e a seguire negli altri Paesi fra cui anche gli Stati Uniti, hanno necessariamente dovuto essere drastiche: per la prima volta nella storia è stato attuato un *lockdown* totale delle persone e delle attività produttive, ad eccezione di quelle essenziali (sanitarie, alimentari ed altre a loro supporto, quali quelle energetiche, fra cui la fornitura dei carburanti²). Aver inchiodato completamente il movimento e le attività produttive, commerciali, l'istruzione e il tempo libero di intere nazioni ha prodotto effetti inimmaginabili sulle economie mondiali, con previsioni dei tempi di recupero ancora di difficile quantificazione.

² Tutte le attività della filiera petrolifera, dalla raffinazione fino alla distribuzione dei carburanti al consumo, sono state inserite nell'elenco delle attività essenziali già dal primo Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri l'11 marzo 2020, al fine di assicurare nei mesi di *lockdown* la movimentazione delle merci, dei mezzi di soccorso e delle persone operanti nei servizi essenziali.

ITALIA I primi passi del COVID nel nostro Paese a inizio 2020



Fonte: Deloitte, "COVID-19: Possibile evoluzione e impatto economico", su dati WHO e ISS 26 marzo 2020

FOCUS

In Italia dopo la messa in quarantena di 11 Comuni in Lombardia e Veneto ad inizio marzo, una numerosa serie di Decreti ha esteso progressivamente le misure restrittive all'intero territorio nazionale e il Governo, dichiarando tutta l'Italia area protetta, ha avviato dal **9 marzo al 3 maggio la Fase 1** con il *lockdown* e la chiusura di tutte le attività non ritenute essenziali.

Le misure di contenimento sono state poi progressivamente allentate nella **Fase 2** dal **4 maggio al 14 giugno**, fino alla **Fase 3** di convivenza con virus, partita dal **15 giugno**, che è tuttora in corso.

Le fasi degli interventi di contenimento del contagio in Italia

Fase 1	9 marzo - 3 maggio: <i>Lockdown</i>
Fase 2	4 maggio - 14 giugno: Allentamento delle misure di contenimento
Fase 3	dal 15 giugno: Convivenza con il COVID-19

Il blocco delle attività produttive ha avuto effetti immediati e drastici sul contesto macroeconomico del nostro Paese, che già al termine del 2019 era caratterizzato da segnali di debolezza (-0,2 per cento nel quarto trimestre 2019).

Secondo i dati Istat¹ il Pil si è contratto del 5,5 per cento nel 1° trimestre 2020, seguito da un crollo ancora più ampio del 12,8 per cento nel successivo rispetto al trimestre precedente, di quasi del 18 per cento se rapportato al 2019.

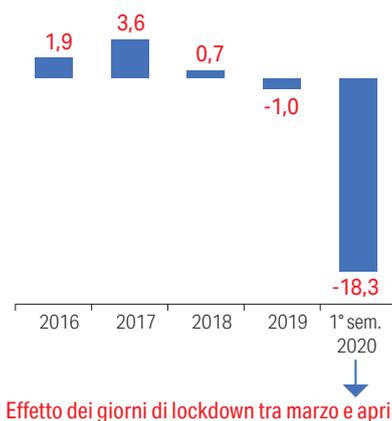
La produzione industriale analogamente è scesa del 20 per cento circa nel 1° semestre rispetto allo stesso periodo del 2019, con punte di -44 per cento e -26 per cento in aprile e maggio.

L'Istat certifica che a giugno 2020² l'impatto della crisi sulle aziende è stato di intensità e rapidità straordinarie, determinando seri rischi per il 38,8 per cento delle imprese italiane (rappresentative con circa 3,6 milioni

¹ Istat, conti economici trimestrali, 31 agosto 2020. Dati destagionalizzati e corretti per gli effetti di calendario.

² Istat, Nota mensile n. 5-6, maggio/giugno 2020.

ITALIA Il calo della produzione industriale⁽¹⁾ nel periodo del *lockdown*



⁽¹⁾ Variazione di dati grezzi.

Fonte: Istat

di addetti, del 29 per cento degli occupati con un valore aggiunto di circa 165 miliardi di euro, pari al 22,5 per cento del totale nazionale), che hanno denunciato l'esistenza di fattori economici e organizzativi tali da mettere a rischio la sopravvivenza nel corso dell'anno.

Le caratteristiche della lotta alla pandemia, con notevoli stress sul settore sanitario e farmaceutico, da un lato, e il totale blocco di settori economicamente rilevanti per il nostro Paese, quali quello del turismo e della ristorazione, dall'altro, hanno determinato tendenze non omogenee fra i diversi comparti produttivi (ad esempio alimentari e informatiche).

Nel periodo del *lockdown* e in parte anche nelle successive fasi è stato ampio il ricorso al lavoro da remoto, lo *smart working*, che ha rappresentato una soluzione ideale per garantire il proseguimento delle attività lavorative dalla propria abitazione, evitando la condivisione degli spazi, potenzialmente causa di contagio.

Secondo l'indagine condotta dall'Istat³ le medie (50-249 addetti) e grandi (250 addetti e oltre) imprese

³ Istat, situazione e prospettive delle imprese nell'emergenza sanitaria Covid-19, 15 giugno 2020.

FOCUS

ITALIA Gli effetti del lockdown

(Variazioni percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente)



⁽¹⁾ Variazione di valori concatenati anno 2015.

Stime preliminari per il 2020.

⁽²⁾ Variazione di dati grezzi.

⁽³⁾ Stime provvisorie.

Fonte: UP su dati Enea, Istat, MISE e Terna

FOCUS

hanno adottato lo *smart working* rispettivamente nel 73 per cento e nel 90 per cento dei casi e anche dopo la fine del *lockdown* (maggio-giugno) tale quota è rimasta significativa soprattutto nelle grandi e medie imprese (25,1 per cento e 16,2 per cento) con evidenti riflessi sulla mobilità delle persone.

Secondo le prime stime Enea¹, la frenata del Pil, della produzione industriale, nonché i fattori climatici² nel 1° semestre di quest'anno hanno prodotto una flessione del 14 per cento della domanda di energia complessiva del nostro Paese: calo mai rilevato nella storia in Italia dal dopoguerra.

Con un crollo di oltre il 20 per cento i prodotti petroliferi, fondamentali nella mobilità di persone e merci, hanno evidentemente risentito in misura più ampia rispetto alle altre fonti di energia del lungo periodo di *lockdown* sperimentato in Italia.

L'emergenza sanitaria ha reso evidente il **valore strategico della filiera petrolifera** per garantire il tempestivo approvvigionamento energetico su tutto il territorio nazionale. Il settore non si è sottratto a questo compito evidenziando ancora una volta il profondo senso di responsabilità che lo contraddistingue.

Il drastico calo delle vendite, dovuto al *lockdown* esteso all'intero Paese, ha avuto pesanti riflessi su tutta la filiera che nonostante ciò è rimasta pienamente attiva, nel

¹ Enea, Analisi trimestrali e del sistema energetico italiano, 2/2020.

² Secondo le stime Enea anche la componente climatica ha favorito un impulso alla riduzione dei consumi del 2020, date le temperature più miti in gennaio e febbraio, rispetto agli stessi mesi del 2019. Per contro una spinta, benché decisamente marginale, al loro incremento può essere imputata al calo dei prezzi delle commodity energetiche (gas naturale, elettricità e prodotti petroliferi) nello stesso periodo.

rispetto di tutte le misure di prevenzione e contenimento previste:

- **le raffinerie**, quali impianti a ciclo continuo, hanno ridotto la propria attività al minimo tecnico e in alcuni casi hanno dovuto anticipare le fermate di manutenzione straordinaria, con significativi problemi operativi;
- **gli impianti di stoccaggio** hanno drasticamente ridotto la propria movimentazione di prodotti;
- **gli impianti di distribuzione carburanti** hanno visto crollare le proprie vendite, con crisi di gestione, sia sulla viabilità ordinaria che su quella autostradale.

Alla crisi della domanda legata all'emergenza sanitaria si è poi aggiunta quella del crollo del prezzo del petrolio, che si è ridotto in due settimane del 60 per cento fattori che hanno generato in pochi giorni un ammanco di cassa per il settore per oltre 4 miliardi.

Le immissioni in consumo di carburanti nel periodo marzo-giugno, se paragonate a quelle dello stesso periodo dello scorso anno, sono calate drasticamente, con una perdita di volumi di oltre 4 milioni di tonnellate pari al meno 38,4 per cento. In particolare, il mese peggiore è stato aprile, con un *lockdown* completo che ha ridotto le immissioni al consumo di carburante di quasi il 63 per cento.

Nonostante il momento di forte difficoltà economica, oltre che sanitaria, anche il nostro settore, non ha tuttavia esitato a garantire solidarietà e supporto al territorio in cui opera, soprattutto nelle necessità del sistema sanitario³.

³ Vedi Focus "Le iniziative delle Aziende Associate per la lotta al Covid-19", che rappresenta solo una sintesi delle molteplici iniziative, tuttora in corso.

FOCUS

LE INIZIATIVE DELLE AZIENDE ASSOCIATE PER LA LOTTA AL COVID-19

■ **ALMA PETROLI DONA CENTRALI DI TELEMONITORAGGIO**

Alma Petroli ha acquistato e donato al Reparto di Anestesia e Rianimazione dell'Ospedale Santa Maria delle Croci di Ravenna tre stazioni di monitoraggio non invasivo per pazienti sedati e otto sistemi di telemonitoraggio a distanza. I dispositivi permettono un controllo continuo delle condizioni dei Pazienti ricoverati anche in aree diverse e distanti.

■ **ENI PARTNER DI "COVID 2 HOSPITAL", IRCCS SACCO E SAN MATTEO**

Eni è partner unico della Fondazione Policlinico Universitario Agostino Gemelli IRCCS per la realizzazione del COVID 2 Hospital a Roma (ex Ospedale privato Columbus), la struttura sarà dedicata esclusivamente alla cura dei pazienti affetti da coronavirus. Con l'Ospedale IRCCS Luigi Sacco di Milano realizzerà un nuovo pronto soccorso dedicato alle malattie infettive. A Pavia, con l'IRCCS Policlinico San Matteo, Eni partecipa alla realizzazione di una unità ad alto livello di isolamento del dipartimento di malattie infettive e sta finanziando campagne informative di utilità pubblica con la Federazione italiana dei medici di medicina generale. L'impegno economico per questa serie di interventi è pari a circa 30 milioni di euro. Eni ha inoltre messo a disposizione il supercalcolatore di Ferrara Erbo-gnone, recentemente presentato nella sua ultima versione HPC5, per supportare le indagini statistico-sanitarie dell'emergenza in essere.

■ **ESSO E SARPOM DONANO LUBRIFICANTI ALLA CROCE ROSSA**

Continua l'impegno delle società del Gruppo Exxon-Mobil anche nella fase di ripresa, con la donazione di lubrificanti Mobil Delvac per le flotte di diversi Comitati della Croce Rossa Italiana e di altre organizzazioni locali attive nelle Province di Milano, Novara, Savona e Torino. Esso e Sarpom inoltre sostengono l'Ospedale San Raffaele di Milano nella preziosa attività di contrasto al virus con la donazio-

ne di lubrificante per l'impianto di cogenerazione, che alimenta la fornitura di energia della struttura.

■ **ESSO ITALIANA SOSTIENE FONDAZIONE ANT E RACCOLTA FONDI**

La Esso Italiana ha erogato un contributo di 15 mila euro alla Fondazione ANT per il sostegno di attività di assistenza domiciliare ai malati oncologici seriamente messe a rischio in questo particolare momento di difficoltà. Attivata altresì una raccolta fondi tra il personale Esso e SARPOM a cui la Esso Italiana contribuirà con un valore equivalente al totale che verrà raccolto, fino a 25 mila dollari. I progetti specifici a cui destinare l'importo saranno individuati in base alle esigenze del momento ed in relazione all'importo raggiunto, dando priorità alle necessità delle comunità in cui le Società operano.

■ **GRUPPO NERI DONA DPI E APPARECCHIATURE ALL'OSPEDALE ALFIERI**

Gruppo Neri di Livorno scende in campo e dona apparecchiature alla terapia intensiva: quattro video-laringoscopi e due ventilatori polmonari, oltre ad uno stock di diecimila mascherine di tipo Ffp2 all'Ospedale livornese Alfieri.

■ **ISAB ED ERG DONANO LAPTOP AGLI STUDENTI DELLE SCUOLE MEDIE DELLA PROVINCIA DI SIRACUSA**

Per garantire l'accesso alle lezioni da remoto anche ai ragazzi provenienti da famiglie meno abbienti, un importante supporto è stato fornito alla Scuola secondaria di 1° Grado della Provincia di Siracusa, mediante la fornitura di 31 laptop di ultima generazione, inclusa la licenza per i principali sistemi operativi e l'assistenza tecnica per un anno, ad altrettante Scuole medie dalla provincia di Siracusa. Il Progetto, implementato con il contributo paritario delle Società ISAB ed ERG, è stato coordinato dal Comando Provinciale dei Carabinieri e dall'Ufficio Scolastico Territoriale di Siracusa.

FOCUS

■ ISAB LUKOIL DONA APPARECCHIATURE ALL'ASP DI SIRACUSA E AL CENTRO COVID DI AUGUSTA

È stato fornito un aiuto concreto al territorio, con particolare riguardo al sistema sanitario locale con una serie di donazioni. La più grande di queste è stata la fornitura all'ASP di Siracusa, da parte di diverse aziende del Polo, e tra queste appunto ISAB, di 12 monitor multiparametrici e 3 centrali di monitoraggio per il completamento di 12 postazioni di terapia intensiva per pazienti COVID in condizioni critiche all'Umberto I di Siracusa. Un'ulteriore fornitura di ecografi, elettrocardiografi e carrelli attrezzati è stata donata al centro COVID-19 di Augusta. Iniziative per un totale di circa 250 mila euro (ISAB ha partecipato mettendo a disposizione un quinto della somma).

■ ISAB SOSTIENE IL TERRITORIO CON DONAZIONI AI COMUNI DI PRIOLO, MELILLI E AUGUSTA

Il sostegno al territorio è arrivato anche mediante donazioni destinate ai Comuni della zona, Priolo, Melilli e Augusta. In particolare ISAB ha finanziato la manutenzione di aree verdi pubbliche, la pulizia straordinaria e la sanificazione di strade limitrofe ai propri impianti, appartenenti al Comune di Melilli.

■ ITELYUM A SOSTEGNO OSPEDALE DI LODI E POLICLINICO SAN MATTEO DI PAVIA

Itelyum si mobilita a sostegno dell'Ospedale Maggiore di Lodi e del Policlinico San Matteo di Pavia, con una donazione di 200 mila euro per potenziare la terapia intensiva e l'attività diagnostica per la ricerca della positività al coronavirus.

■ Q8 AIUTA LA FONDAZIONE FRANCESCA RAVA NPH ITALIA

Q8 ha annunciato di avere inserito all'interno del Catalogo "StarQ8" un nuovo premio con l'obiettivo di aiutare la Fondazione Rava nel sostegno agli Ospedali italiani, attraverso l'acquisto di attrezzature e materiali sanitari dedicati e con l'invio di beni di prima necessità alle comunità per minori e alle

mense per i poveri in difficoltà.

■ Q8 OFFRE CORSE GRATUITE AL PERSONALE SANITARIO DI ROMA E MILANO

È attiva su FREE NOW, piattaforma per la mobilità urbana leader in Europa, la nuova opzione "EROI", in partnership con Q8, che offre al personale sanitario corse taxi gratuite da e per le strutture sanitarie. A Milano e Roma circa 300 tassisti volontari, iscritti alla app FREE NOW, si sono resi disponibili a servire gli ospedali attrezzati per il COVID-19. I tassisti volontari riceveranno un contributo in Q8Ticketfuel, i buoni carburante digitali di Q8, per ogni corsa effettuata. Il servizio parte da Milano e Roma e potrebbe essere successivamente esteso anche ad altre città.

■ RAFFINERIA DI MILAZZO-POSTAZIONI MEDICHE PER OSPEDALE FOGLIANI

Raffineria di Milazzo ha acquistato dieci postazioni di terapia intensiva per l'Ospedale Fogliani di Milazzo per una spesa di 400 mila euro. A scegliere e a commissionare le attrezzature indispensabili per affrontare l'emergenza COVID sarà l'Azienda sanitaria di Messina, che individuerà tra i macchinari top di gamma disponibili sul mercato ventilatori, monitor e pompe siringa.

■ SARAS SOSTIENE LOMBARDIA E SARDEGNA E FINANZIA PROGETTI SANITARI

Saras ha donato un milione di euro in favore della Regione Lombardia. La società ha anche partecipato al finanziamento di progetti specifici per rafforzare le strutture sanitarie della Lombardia e della Sardegna e ha messo a disposizione delle strutture che stanno coordinando l'emergenza a Cagliari la fornitura di carburante necessaria per gestire l'emergenza.

■ LA RESPONSABILITÀ SOCIALE DI SARAS

Saras ha, in questi mesi, supportato diverse iniziative in favore del sistema sanitario italiano per contrastare il COVID-19: la Regione Lombardia, gli Ospedali Niguarda e Sacco di Milano, gli Ospedali Brotzu e SS. Trinità e di Cagliari. Saras ha inoltre

FOCUS

dato il suo contributo tecnologico al mondo della scuola, donando personal computer per la didattica *online* ad alcune Scuole medie di Sarroch e Milano. I dipendenti del gruppo Saras hanno inoltre donato all'Ospedale SS. Trinità di Cagliari strumentazione necessaria per diagnosi e cura.

■ SARPOM SOSTIENE ONLUS "FOR LIFE" DI NOVARA

Sarpom ha donato all'Azienda Ospedaliero Universitaria "Maggiore della Carità" di Novara, tramite l'onlus "For Life" di Novara la somma necessaria all'acquisto di un tromboelastografo TEG analyzer, apparecchiatura fondamentale in terapia intensiva COVID-2019. Ha inoltre partecipato alla raccolta fondi straordinaria promossa dalla Fondazione degli Ospedali di Abbiategrasso, Cuggiono, Legnano e Magenta Onlus, dell'ASST Ovest Milanese, nell'ambito del progetto "Raccolta Fondi Straordinaria Emergenza Ospedaliera Coronavirus". La donazione è servita a contribuire all'acquisto di un ecografo per l'Ospedale Fornaroli di Magenta, indispensabile per favorire l'inquadramento diagnostico dei pazienti affetti da COVID-19.

■ SONATRACH: CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY NELL'EMERGENZA

Sonatrach continua con azioni di solidarietà in questa fase di ripresa: i lavoratori dell'azienda hanno donato parte dello stipendio con il raddoppio da parte dell'azienda stessa a supporto di associazioni di volontariato del territorio di Augusta, Melilli, Napoli e Palermo. Il supporto erogato è stato devoluto per fronteggiare le nuove necessità sociali scaturite per effetto dei provvedimenti restrittivi, per il contenimento dell'emergenza sanitaria.

■ SONATRACH FORNISCE DPI E MACCHINARI PER TERAPIA INTENSIVA

Sonatrach ha realizzato una fornitura di mascherine, tute tyvek e guanti in lattice agli Ospedali della

provincia di Siracusa oltre a monitor multiparametrici e centrali di monitoraggio per le postazioni di terapia intensiva, nonché la produzione dell'igienizzante per le mani, grazie ai tecnici del proprio laboratorio, da fornire ad alcuni presidi della Polizia del territorio.

■ TAMOIL VICINA AGLI OSPEDALI DI MILANO E CREMONA

Tamoil Italia ha donato 100 mila euro a favore dell'Ospedale Sacco di Milano e 100 mila euro a favore dell'Ospedale Maggiore di Cremona: due ospedali e due comunità, quella milanese e quella cremonese, a cui Tamoil Italia è da sempre profondamente legata. Tamoil Italia sostiene inoltre le attività della Croce Rossa di Cremona e Trecate, sedi dei propri depositi, garantendo rifornimenti gratuiti alle ambulanze nei prossimi mesi. Il personale Tamoil stesso unito alla società in questa iniziativa ha voluto contribuire donando alcune ore del proprio lavoro.

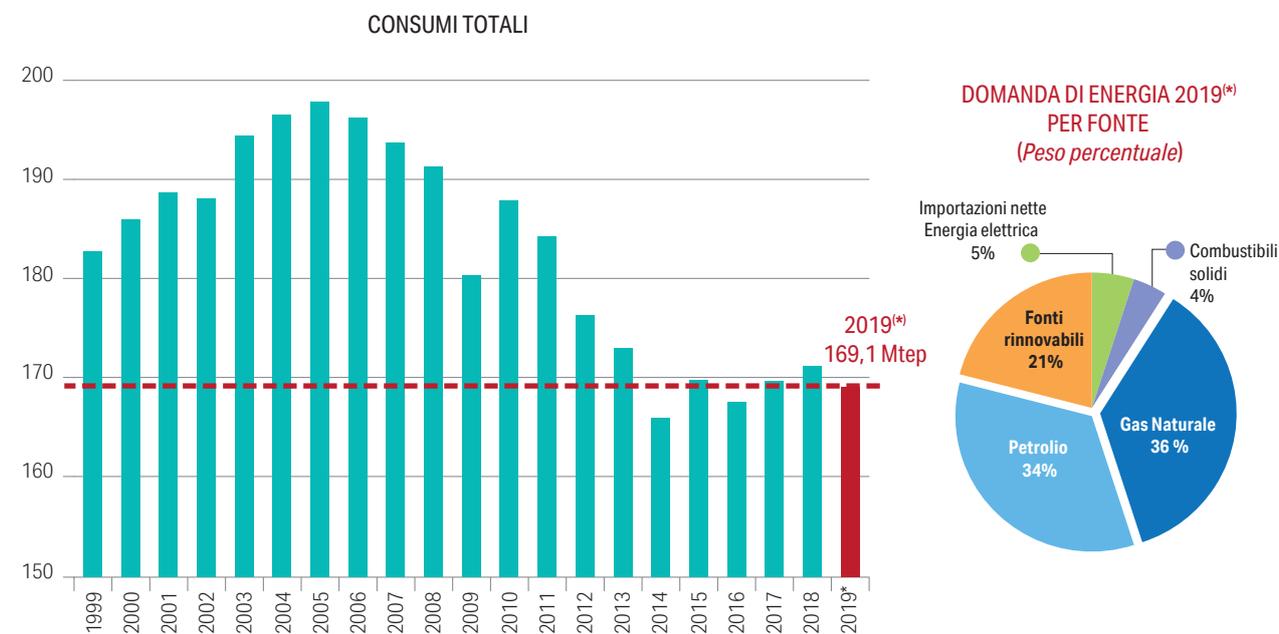
■ TOTAL ITALIA SOSTIENE ASST PAPA GIOVANNI XXIII

Total Italia, ha contribuito con 50 mila euro alla raccolta fondi promossa dall'ASST Papa Giovanni XXIII a sostegno dell'Ospedale di Bergamo per fronteggiare l'emergenza sanitaria Coronavirus. I fondi raccolti verranno utilizzati per l'acquisto di ventilatori, dispositivi di ventilazione non invasiva, monitoraggi emodinamici, cuffie, camici e occhiali monouso.

■ TOTAL SOSTIENE LA CARITAS AMBROSIANA

Total, attraverso il "Fondo San Giuseppe" sostiene la Caritas Ambrosiana. Una raccolta fondi creata per aiutare le persone con difficoltà economiche o che hanno perso il lavoro a causa dell'emergenza nel territorio milanese. Tutti i dipendenti hanno devoluto un certo numero di ore del proprio lavoro. Total Italia si è impegnata a donare in aggiunta un contributo pari a quanto devoluto dai propri collaboratori. Grazie a questa iniziativa sono stati donati 1.300 pasti.

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



(*) Dati provvisori.

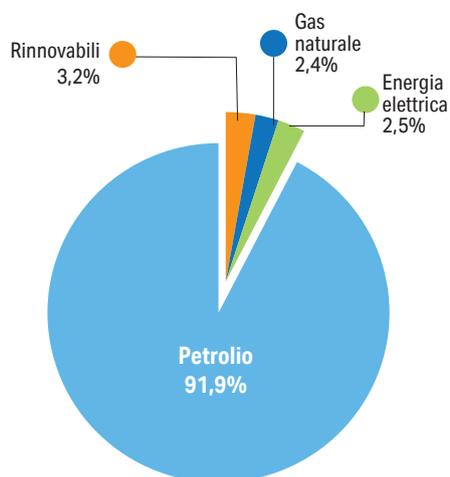
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

riazioni delle temperature: l'ondata di caldo durante l'estate ha spinto infatti a un forte rialzo la domanda elettrica (luglio +3,1 per cento).

In relazione alle diverse fonti si segnalano andamenti in flessione per tutte, ad eccezione di gas e rinnovabili:

- con 61,0 Mtep il **gas naturale** segna un incremento del 2,5 per cento, sostenuto sostanzialmente dalla minore produzione idroelettrica (-9,2 per cento primi 10 mesi), e quindi dal recupero nella produzione termoelettrica. Con un peso del 36,1 per cento si conferma la prima fonte energetica italiana;
- in aumento anche le **fonti rinnovabili**, passate da 33,6 a 35,3 Mtep (+4,9 per cento), dato che la contrazione del 5,1 per cento della produzione idroelettrica è stata compensata dall'incremento di quella eolica (+14 per cento), fotovoltaica (+4,6 per cento) e dalle biomasse (+2,1 per cento);
- continua invece il forte ridimensionamento a 6,6 Mtep dei **combustibili solidi** (-29,8 per cento), in conseguenza della minore competitività degli impianti a carbone legata ai prezzi della CO₂;
- in forte discesa anche le **importazioni nette di energia elettrica**, che hanno registrato un sensibile calo (-13,0 per cento), tornando a 8,4 Mtep;

ITALIA Peso % delle fonti energetiche nei trasporti nel 2019^(*)



^(*) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

- stimato sui 57,8 Mtep si riduce del 2 per cento anche il **petrolio**, che ha contribuito a soddisfare il 34,2 per cento del totale della domanda di energia, attestandosi come seconda fonte, ma restando fondamentale per il settore dei trasporti, in cui rappresenta una quota del 91,9 per cento. La riduzione del suo peso rispetto al 92,4 per cento del 2018 è stata assorbita in parte dalle rinnovabili (biocarburanti), passate dal 3,0 al 3,2 per cento, e in parte dal gas naturale (salito dal 2,1 al 2,4 per cento).

La fattura energetica e petrolifera

Nel 2019 il calo delle quotazioni petrolifere in dollari (-8,6 per cento) è stato accompagnato dall'indebolimento del cambio euro/dollaro (-5,1 per cento), con una conseguente riduzione più contenuta della fattura energetica. L'indebolimento dell'euro sul dollaro ha infatti frenato gli effetti del calo dei prezzi al barile, con una riduzione della fattura petrolifera di circa 0,9 miliardi (-4,0 per cento). Rispetto al picco del 2012 (34 miliardi di euro), è stata più bassa del 57 per cento.

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 riduzione di oltre 3,4 miliardi di euro**, attestandosi a **39,353 miliardi di euro, contro i 42,771 del 2018 (-8,0 per cento)**. Rispetto alla cifra record del 2012 di 64,9 miliardi di euro, il risparmio è stato pari a 25,5 miliardi.

Il peso della **fattura energetica sul Pil** nel 2019 è sceso al 2,2 per cento rispetto al 2,4 del 2018 e al 4 per cento del 2012, anno con l'incidenza più elevata dell'ultimo decennio¹.

Le quotazioni di tutte le fonti hanno rilevato una flessione rispetto

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"
(Miloni di euro)

	2000	2008	2010	2012	2014	2015	2017	2018	2019 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	1.009	2.927	2.270	2.775	1.404	1.316	1.643	1.566	1.210
Gas naturale	7.835	22.253	18.998	24.189	15.524	14.526	12.772	15.360	13.914
Petrolio	18.653	32.474	28.432	33.908	24.912	16.190	17.542	22.559	21.654
Biocarburanti e biomasse	67	480	1.148	1.636	1.037	860	1.016	893	776
Altre ⁽²⁾	1.523	1.948	2.409	2.389	1.780	2.053	1.753	2.393	1.799
Totale	29.087	60.082	53.257	64.897	44.657	34.945	34.726	42.771	39.353

⁽¹⁾ Valori provvisori.

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

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

all'anno precedente; in particolare il gas, la cui spesa per gli approvvigionamenti netti dell'estero è scesa del 9 per cento circa, pari a 1,4 miliardi in meno.

Le quotazioni del greggio in ribasso hanno inciso per meno di 1 miliardo sulla **fattura petrolifera, passata da 22,559 miliardi di euro del 2018, a 21,654 miliardi del 2019.**

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio in euro è stato pari a 426,3 contro i 442,2 del 2018 (-3,6 per cento), quale risultante di un minore costo all'origine, attenuato dall'indebolimento dell'euro rispetto al dollaro, attestatosi a 1,12, verso l'1,18 euro/dollaro del 2018.

Il peso sul Pil della fattura petrolifera nel 2019 è rimasto attorno all'1,5 per cento, rispetto al 2,7 per cento del 2012. Nel periodo di picco (1980-83) era stato invece mediamente del 4,5 per cento.

La produzione nazionale di greggio e gas naturale nel 2019 ha consentito di avere un esborso energetico complessivo, e in particolare quello petrolifero, più bassi rispettivamente di 2,7 e 1,7 miliardi di euro.

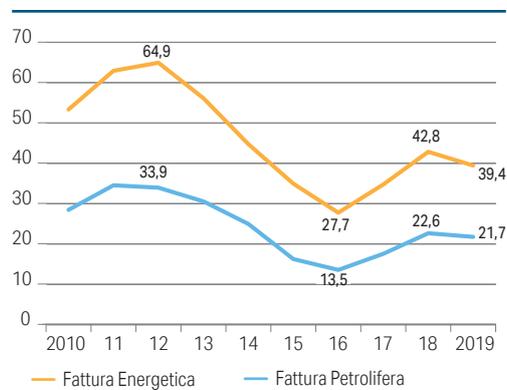
I combustibili solidi

Anche nel 2019 la domanda di combustibili solidi, secondo i dati provvisori si è drasticamente ridotta: con un **calo di circa il 30 per cento** rispetto all'anno precedente, sono tornati a **6,6 Mtep**.

Un livello quasi la metà rispetto al 2000 e del 60 per cento più basso rispetto ai **16,6 Mtep del 2012** (anno del picco): il peso al 9,4 per cento di allora dei combustibili solidi sulla domanda energetica del nostro Paese è così sceso al 3,9 per cento.

Tale andamento è conseguente alla sempre minore convenienza eco-

ITALIA Fattura energetica e petrolifera
(Miliardi di euro)



Fonte: UP su dati ISTAT

ITALIA Il costo del greggio importato

	1990	2000	2008	2010	2012	2015	2016	2017	2018	2019	Variazione % 2019 vs. 2018
Fob dollari/barile	22,5	26,9	95,3	78,0	111,1	50,8	41,3	52,1	69,6	63,6	-8,6%
Cif dollari/tonnellata	172,2	205,0	711,8	581,0	825,2	383,3	311,1	391,1	521,7	477,0	-8,6%
Cambio Dollaro/Euro ⁽¹⁾	1,2887	0,9174	1,4900	1,3246	1,2840	1,1089	1,1059	1,1311	1,1797	1,1190	-5,1%
Cif Euro/tonnellata	133,6	223,5	477,7	438,6	642,6	345,6	281,3	345,7	442,2	426,3	-3,6%

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

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Unione Petrolifera

nomica nell'uso dei combustibili solidi nella produzione termoelettrica, attualmente sui 4 Mtep rispetto ai quasi 11 Mtep di 7 anni fa.

La forte diminuzione dello *Switching Price*¹ nel corso dell'anno (dai 28,7 euro per tonnellata di CO₂ in media di nel 2018 a 11,8 euro), l'incremento del prezzo delle quote d'emissione (in media da 15,4 a 24,6 euro) e la contestuale riduzione del prezzo del carbone e ancora più marcata per il gas, hanno reso mediamente meno conveniente la produzione da centrali a carbone, rendendo la maggioranza delle centrali alimentate a gas naturale in grado di "spiazzare" nell'ordine di merito le centrali a carbone, sostenendone la sostituzione.

Peraltro, seguendo quanto già previsto dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017 anche la versione definitiva dal **PNIEC**², presentata alla Commissione a fine 2019, prevede un processo di decarbonizzazione del mix elettrico, con il progressivo *phase-out* delle 8 centrali a carbone ancora attive.

Tuttavia, rispetto alla Proposta iniziale messa in discussione, la loro chiusura totale prevista entro il 2025, viene ora subordinata alla realizzazione degli impianti sostitutivi e delle infrastrutture necessarie: il raggiungimento entro il prossimo quinquennio è divenuto quindi un **target potenziale**, vincolato ai tempi tecnici nuovi investimenti nel sistema elettrico, per il quale sarebbero **necessari almeno 46 miliardi dei 180 totali** previsti per l'intero settore energetico nazionale.

Le maggiori criticità per il sistema elettrico nazionale da risolvere sono in Sardegna, dove sono localizzate le centrali del Sulcis (Enel) da 580 MW e di Fiumesanto (EP Produzione) da 640 MW (quest'ultima è nell'elenco degli impianti essenziali fino al 2024), dato che la loro definitiva dismissione avrebbe **impatti sul sistema energetico ed economico** dell'Isola, vuoi per la presenza di industrie energivore, come quelle siderurgiche, vuoi per la mancanza di possibili alternative, quali le infrastrutture di gas naturale.

Per poter sostenere il *phase-out* del carbone nell'Isola, fra le misure considerate vi è quella considerata essenziale: il cavo triterminale, denominato "*Tyrrhenian Link*", la connessione elettrica Continerente-Sicilia-Sardegna, che è fra i principali interventi del Piano di sviluppo decennale di Terna (2027), della quale il tempo di entrata in esercizio del primo dei due cavi da 500 MW sarebbe anticipato

¹ Lo "*Switching Price*" è il prezzo teorico al quale le due tecnologie (carbone-gas) di vengono egualmente attrattive dal punto di vista del ricavo marginale. In particolare, nel secondo trimestre i prezzi delle quote di emissione, si sono stabilizzati sopra i 25 euro, superando per la prima volta lo *Switching Price*. (GSE, Rapporto Annuale sulle aste di quote europee di emissione, 2019).

² PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Vedi Focus a pag. 102.

al 2026, dato che le autorizzazioni¹ all'opera ("fast track") sono attese già per il 1° trimestre 2022.

Ad essa andrebbero aggiunti anche 400 MW di potenza, o da centrale a gas o da accumuli, ma quest'ultima ipotesi attualmente non sembra economicamente sostenibile.

Per la realizzazione delle infrastrutture necessarie alla centrale a gas si sta valutando se saranno sufficienti i depositi costieri di GNL o se sia necessario realizzare una dorsale².

Per la trasformazione delle altre centrali a carbone esistenti permane comunque anche nel Continente l'esigenza prioritaria di mantenere in sicurezza la rete elettrica nazionale.

Nel 2019 per quattro di esse (Torrevaldaliga Nord (1.980 MW), Brindisi Sud (2.640 MW), Fusina (980 MW) e La Spezia (600 MW)), sono stati presentati progetti per sostituirle con *peaker* a gas e CCGT³, che di recente non hanno ottenuto l'esenzione richiesta della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA): il che ne allunga i tempi autorizzativi.

In particolare, per alcune (come la centrale Eugenio Montale di La Spezia e Fusina (Venezia), la cui chiusura è stata chiesta già nel 2021 ed il cui progetto a gas è stato ammesso alle aste 2022/2023 del *capacity market*, con probabile consegna al 2023, vi sarebbe il rischio di penali se i nuovi impianti a gas non saranno attivati per tale data.

Per la centrale di Torrevaldaliga Nord, entrata a regime nel 2010, il progetto di riconversione prevede 1,12 GW di *peaker* a gas a completare in 1,68 GW CCGT, oltre a 60 MW di *storage*.

Per quella a Porto Tolle (Rovigo) è stata prevista la bonifica e la trasformazione in polo turistico entro il 2023 e anche quelle di Monfalcone (330 MW) e Brescia (70 MW) saranno chiuse o riconvertite entro il 2025.

Per quanto riguarda la situazione all'estero, quella europea è molto diversa da quella asiatica, in cui ad esempio, a seguito dell'arresto quasi totale del settore nucleare dopo il disastro di Fukushima nel 2011, il Giappone all'inizio del 2020 ha dichiarato di avere in programma la costruzione di 22 nuove centrali a carbone nei prossimi 5 anni.

¹ Peraltro, dato che i suoi costi sono notevolmente aumentati (da 2,6 a 3,5-3,7 miliardi di euro) e che rappresentano oneri che saranno traslati in tariffa, le approvazioni si attendono anche dall'ARERA.

² Per questa infrastruttura RSE ha effettuato l'analisi costi-benefici comparata fra elettricità e gas su incarico dell'ARERA.

³ CCGT - Combined Cycle Gas Turbine.

PNIEC Graduatoria dei 21 Paesi membri utilizzatori di carbone nella produzione termoelettrica

Graduatoria	Paese	Previsto phase out del carbone nel PNIEC	Data phase out nel PNIEC	Capacità installata a carbone	
				nel 2019 (GW netti)	PNIEC 2030 (GW netti)
1	Francia	✓	2022	3,0	—
2	Irlanda	✓	2025	0,9	—
3	Italia	✓	2025	8,1	—
4	Olanda	✓	2029	4,8	—
5	Finlandia	✓	2029	2,0	—
6	Portogallo	✓	2030	1,9	—
7	Danimarca	✓	2030	2,6	—
8	Austria	✓	non decisa	0,6	—
9	Regno Unito	no	—	11,6	—
10	Svezia	no	—	0,1	—
11	Spagna	no	—	9,4	0-1,2
12	Ungheria	no	—	1,0	0,2
13	Croazia	no	—	0,3	0,2
14	Slovacchia	no	—	0,6	0,6
15	Slovenia	no	—	1,0	1,0
16	Grecia	no	—	4,1	2,7
17	Romania	no	—	5,5	3,2
18	Bulgaria	no	—	4,7	4,7
19	Repubblica Ceca	no	—	9,2	7,2
20	Germania	no	—	44,4	17,0
21	Polonia	no	—	26,9	22,9

N.B.: Belgio, Cipro, Estonia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo e Malta non hanno centrali a carbone.
 Fonte: Climate Action Network (CAN) Europe e Sandbag, "Just transition or just talk", maggio 2019

In Europa solo 8 Stati membri, fra cui il nostro, hanno inserito nei loro Piani energia-clima al 2030 un impegno esplicito per il *phase-out* del carbone, mentre 11 non azzereranno la capacità e 3 sono intenzionati a divenire "coal-free" nel prossimo decennio, senza però indicare obiettivi esatti nei loro PNIEC.

Complessivamente, rispetto agli attuali 143 GW, l'Unione ridurrà del 58 per cento la capacità a carbone di qui al 2030 contro la totale eliminazione di questa fonte entro 10 anni, necessaria per rispettare l'Accordo di Parigi.

Anche Regno Unito (che oggi ha in funzione 11,6 GW), Austria (0,6 GW) e Svezia (0,1 GW) hanno dichiarato di voler arrivare al *phase-out* entro il 2030, ma nei rispettivi PNIEC non c'è un'indicazione temporale precisa.

Peraltro, le dismissioni per i Paesi come la Germania, che sono fortemente dipendenti da questa fonte di energia, si stanno rivelando complesse e costose: nei primi di luglio di quest'anno il Parlamento tedesco ha approvato l'accordo che prevede un primo round di chiusure entro il 2022 e dell'ultima centrale al più tardi entro il 2038, con compensazioni per 40 miliardi di euro ai Land interessati dall'uscita dal carbone¹, altri 4,35 miliardi alle aziende proprietarie delle centrali, nonché sussidi alle industrie energivore colpite dall'eventuale aumento dei prezzi elettrici e ammortizzatori sociali per i lavoratori del settore fino al 2043.

Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Dopo il calo degli anni 2016 e 2017 a seguito della scarsa idraulicità, nel 2019 le **Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)** complessivamente hanno ripreso la loro crescita, segnando, secondo le prime stime, un **aumento del 4,9 per cento e con 35,3 Mtep hanno soddisfatto il**

¹ Nord Reno-Westfalia, Sassonia-Anhalt, Sassonia e Brandeburgo.

20,8 per cento della domanda energetica del nostro Paese (erano al 19,6 per cento nel 2018)¹.

In riferimento alla **produzione elettrica da rinnovabili** (115,8 TWh), dopo il rimbalzo di oltre il 10 per cento del 2018, nel 2019 il nuovo incremento è stato dell'1,3 per cento, in quanto la contrazione della **generazione idroelettrica**, scesa di quasi 2,5 TWh rispetto al 2018 (-5,1 per cento), è stata più che compensata dall'aumento della produzione da FER intermittenti, sia **eolica**, che ha rilevato la crescita più rilevante (+2,5 TWh, +14 per cento verso 2018), sia **fotovoltaica** (FV) (+1 TWh, +4,6 per cento), nonché dalle **biomasse** (+2,1 per cento). Risulta invece in leggero calo la **geotermoelettrica** (-0,5 per cento).

Nell'insieme, le FER hanno superato anche nel 2019 il target del 17 per cento al 2020, attestandosi a oltre il 18,1 per cento dei consumi di energia. Alla fine dello scorso anno risultavano in esercizio circa 900 mila impianti FER elettrici: oltre 880 mila FV, più di 5.600 eolici e i restanti altre fonti (idraulica, geotermica, bioenergie), per una potenza complessiva sui 55,5 GW.

Per quanto riguarda la componente A_{SOS}^2 a carico dei consumatori elettrici, da cui sono tratte le risorse per l'incentivazione delle FER, secondo il GSE³ nel 2019 si è attestata sui 11,4 miliardi di euro, in leggero decremento rispetto agli 11,6 miliardi del 2018. La diminuzione degli oneri è derivata da fattori contingenti, fra i quali la scadenza di impianti ex CV e CIP 6/92 e il prezzo dell'energia inferiore rispetto al 2018. Per il 2020

il fabbisogno economico è stimato a circa 11,8 miliardi di euro, nuovamente in aumento rispetto al 2019, principalmente per la sensibile diminuzione del prezzo dell'energia elettrica ipotizzata per il 2020 (in media a 47 euro/MWh) e l'ingresso di nuove convenzioni nell'ambito del Decreto Ministeriale 23 giugno 2016 e del Decreto Ministeriale 4 luglio 2019.

Dopo essere rapidamente aumentato dai circa 3 miliardi del 2009 a oltre 13 nel 2014 e poi fino a 14,4 nel 2016 (anno di picco), nel

¹ MISE, "La situazione energetica nazionale nel 2019", giugno 2020.

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 (A_{RIM} , "Rimanti oneri generali"), vi è confluita da tale data.

³ Nel 2019, oltre agli 11,4 miliardi di euro per l'incentivazione della produzione elettrica da rinnovabili, il GSE ha gestito 1,3 miliardi di euro per l'efficienza energetica e le FER termiche, 800 milioni di euro relativi ai biocarburanti e 1,3 miliardi derivanti dalle aste ETS, per complessivi 14,8 miliardi di euro. GSE, "Rapporto delle attività 2019", maggio 2020.

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 suo fabbisogno complessivo al di sotto di un miliardo di euro.

La conclusione del periodo di incentivazione di diversi impianti porterà progressivamente poco sopra i 10 miliardi nel 2025, l'esborso complessivo di incentivazione di queste fonti.

Tra le iniziative volte a sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili per contribuire al raggiungimento dei target nazionali al 2030 definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)¹ da segnalare l'emanazione nel 2019 del cosiddetto "**Decreto FER 1**"², che dispone un set di misure incentivanti la produzione elettrica da fonti rinnovabili.

Il provvedimento contiene:

- la definizione di un ordine prioritario per l'assegnazione degli incentivi, che privilegia gli impianti realizzati su discariche chiuse e siti di interesse nazionale ai fini della bonifica;
- la riapertura al solare fotovoltaico del sistema di incentivazione;
- misure di tutela e promozione dell'autoconsumo.

Il Decreto FER 1 prevede che il regime incentivante sia applicabile fino al 2021 agli impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici ed a gas di depurazione, per complessivi circa 5,4 miliardi di euro, a fronte della realizzazione di impianti per una potenza complessiva di circa 8 mila MW, con un aumento di energia prodotta da fonti rinnovabili superiore ai 10 miliardi di kWh.

Il Decreto prevede come misura incentivante, l'attribuzione di un premio al prezzo di mercato, che non ecceda la differenza tra il costo medio di produzione per la tecnologia utilizzata ed il prezzo di mercato³. In caso di grandi progetti eolici e fotovoltaici (superiori a

¹ Vedi Focus PNIEC a pag. 102.

² Il Decreto del 4 luglio 2019 "*Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici onshore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione*" è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019. Il regolamento operativo è stato pubblicato sul sito del GSE (Gestore del Servizio Elettrico) entro 15 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento, mentre il primo bando è stato aperto il 30 settembre 2019.

³ Per evitare il rischio di sovracompensazione è previsto un meccanismo di recupero, nel caso di aumenti del prezzo di mercato.

1 MW), l'ammontare dell'incentivo è fissato in base ad aste competitive aperte a gruppi di impianti ritenuti tecnologicamente omogenei (come ad esempio le tecnologie eolica e fotovoltaica), mentre per i piccoli impianti (di qualunque tipologia) le valutazioni si basano su criteri economici ed ambientali¹.

Il Decreto prevede inoltre un ordine prioritario per l'assegnazione degli incentivi, privilegiando particolari tipologie di impianti (realizzati su discariche chiuse; connessi con la rete elettrica e con le colonnine di ricarica delle auto elettriche; fotovoltaici costruiti su edifici pubblici a rimozione di eternit o amianto²).

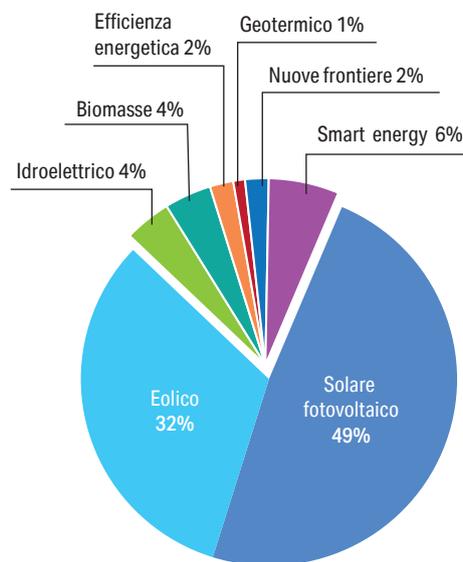
Altro strumento di mercato che dovrebbe sostenere la penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix elettrico, previsto anche nel PNIEC, è rappresentato da un **modello di mercato basato su libere contrattazioni tra produttori e consumatori di energia elettrica rinnovabile su orizzonti temporali di lungo termine** (*Power Purchase Agreements, PPA*³).

La definizione di un *framework* normativo-regolatorio capace di promuovere lo sviluppo di meccanismi contrattuali - come i PPA - con oggetto lo scambio di energia rinnovabile su base *long term*, senza ulteriori ricadute sui costi dell'energia per famiglie e imprese, potrebbe contribuire a raggiungere gli obiettivi nazionali al 2030.

Nel 2019 gli investimenti delle imprese italiane nelle FER hanno mostrato segnali di ripresa, spinti dal Decreto FER 1, con una potenza installata di 10,2 GW (+38 per cento), per un valore di 9,5 miliardi di euro (-5,6 per cento rispetto al 2018)⁴.

L'estero si conferma come meta principale degli investimenti,

ITALIA Tecnologie scelte dagli investitori del mercato elettrico nel 2019
(Peso su numero di operazioni)



Fonte: Althesys Irex, "IREX Annual Report 2020", giugno 2020

¹ Tramite asta sono potenzialmente destinatari delle misure incentivanti gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione (e realizzati con componenti di nuova costruzione) di potenza uguale o superiore a 1MW. Invece possono accedere agli incentivi mediante procedure pubbliche di selezione dei progetti, tutti i piccoli impianti (non solo fotovoltaici) di nuova costruzione (potenza inferiore a 1 MW), gli impianti oggetto di interventi di potenziamento (nel caso in cui la differenza tra la potenza pregressa e quella successiva all'intervento non superi 1 MW) e oggetto di rifacimento di potenza (ancora nel limite di 1 MW).

² Ulteriori premi rispetto a quelli sull'energia elettrica sono dedicati agli impianti fotovoltaici realizzati in sostituzione di coperture di amianto.

³ I PPA sono accordi bilaterali per contratti di fornitura energetica di medio lungo periodo, in cui il prezzo dell'energia, insieme ad altre variabili commerciali, viene predefinito. Essi consentono ai produttori di condividere i rischi dell'investimento iniziale con gli acquirenti e soprattutto stabilizzare i ricavi dalla vendita, rendendo bancabili gli investimenti in FER.

⁴ Althesys Irex, "IREX Annual Report 2020 La trasformazione del settore elettrico. Rinnovabili, mercati, reti, innovazione", giugno 2020.

con il 53 per cento del valore (5 miliardi di euro) e il 49 per cento della potenza (5 GW)^{1,2}.

Fra le tendenze strategiche il fotovoltaico continua a crescere in peso, essendo la tecnologia a cui è dedicato il maggior numero di iniziative (49 per cento), ma l'eolico attrae le dimensioni maggiori di potenza e di risorse economiche (5 GW e 4,7 miliardi di euro investiti).

Rispetto al 2018, nel 2019 si riducono le iniziative in *smart energy* (dall'11 al 6 per cento), biomasse (dal 7 al 4 per cento) ed efficienza (dall'11 al 2 per cento); restano invece stabili nell'idroelettrico (4 per cento), mentre compaiono investimenti nelle **nuove frontiere tecnologiche** (*storage*, biometano e *power-to-gas*), pari al 2 per cento circa.

Fra i nuovi attori entrati nel mercato delle FER vi sono le compagnie Oil&Gas e le aziende del web come Google e Amazon.

Nel 2019 la **domanda di energia elettrica**, attestandosi a 319,6 TWh, ha rilevato una riduzione dello 0,6 per cento rispetto all'anno precedente, risentendo non tanto dei motivi climatici (le temperature mediamente più elevate hanno spinto i consumi del trimestre estivo), quanto soprattutto del contesto economico in stagnazione, che ha rallentato le attività industriali e la domanda negli altri trimestri, in particolare nell'ultimo.

¹ Dati riferiti a tutte le operazioni rilevate dall'indagine IREX (crescita organica, nuova capacità, Merger & Acquisition).

² Fra gli investimenti esteri si segnalano quelli compiuti dalle società del gruppo ERG nel 2019:

- in Germania, ERG, ha concluso l'acquisizione di tre parchi eolici situati nella regione di Mecklenburg-Western Pomerania per complessivi 34 MW, portando il totale installato nel Paese a 272 MW;
- sempre in Germania ha acquisito una "pipeline" di 13 progetti eolici in diverse fasi di sviluppo, per una capacità complessiva di 224 MW. A giugno 2019 è stato completato il parco eolico "Linda" da 21,6 MW, aggiudicatario dell'asta incentivante del 1° maggio 2018;
- in Francia, è risultata tra gli aggiudicatari della terza asta dedicata all'eolico *on-shore* con un impianto della potenza di 18 MW;
- sempre in Francia, ha concluso l'acquisizione di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW, situati nella regione Hauts-de-France. 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). Sempre oltralpe ad inizio 2019 sono completati il parco eolico de la Vallée de Torfou da 17,6 MW, facente parte di uno stream di asset in costruzione ed in sviluppo per complessivi 768 MW, e il parco di Vallée de l'Aa 2 da 13,2 MW;
- nel Regno Unito ha acquisito le autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry per una capacità di 25 MW. I lavori di costruzione sono già in corso e l'entrata in esercizio è prevista nel 2021.

In Italia a febbraio 2019 ha acquisito la gestione di due impianti fotovoltaici, con capacità installata complessiva di 51,4 MW. Con questa operazione ERG diventa uno dei primi cinque operatori fotovoltaici in Italia con oltre 140 MW di potenza.

La richiesta su rete stata è stata soddisfatta per l'88,1 per cento da produzione nazionale (di cui il 39,4 per cento da fonti energetiche rinnovabili (FER) e il 60 per cento da produzione termoelettrica)¹.

La restante quota del fabbisogno (11,9 per cento) è stata coperta dalle **importazioni nette dall'estero**, pari a 38,1 TWh e risultate in contrazione di oltre il 13 per cento, avendo risentito sia dell'indisponibilità del nucleare in Francia² (da cui l'Italia dipende per oltre il 38 per cento del proprio fabbisogno), che di un aumento dei loro prezzi. La produzione **termoelettrica** è risultata in aumento di 3 TWh (+1,6 per cento). Per quanto riguarda le fonti primarie utilizzate in tale produzione, anche nel 2019 è proseguita la riduzione dei combustibili solidi (con un calo di circa il 34 per cento), compensata dal gas naturale, in aumento di oltre il 10 per cento.

Particolarmente significativo per il settore elettrico, è stato il **Decreto** del 28 giugno 2019 di **approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica**, il cosiddetto **Capacity Market**³, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico, a seguito del parere favorevole dell'ARERA, in base al quale a novembre si sono tenute le prime procedure concorsuali, con consegna nel 2022 e 2023. Tale provvedimento risulta un supporto indispensabile alla disponibilità di capacità, necessaria a garantire il **marginale di adeguatezza**⁴ al sistema elettrico: una delle principali criticità di questo mercato, data la notevole evoluzione del mix energetico passata e ancora in vista di una profonda riconfigurazione sulla spinta del PNIEC.

La chiusura di impianti termici tradizionali (circa 15 GW di capacità termica negli ultimi 6 anni), l'indisponibilità all'esercizio di oltre 3 GW di impianti esistenti e l'elevata termosensibilità della domanda elettrica⁵ hanno portato a manifestare condizioni di esercizio del

¹ Terna, Dati statistici 2019 (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/publicazioni-statistiche>).

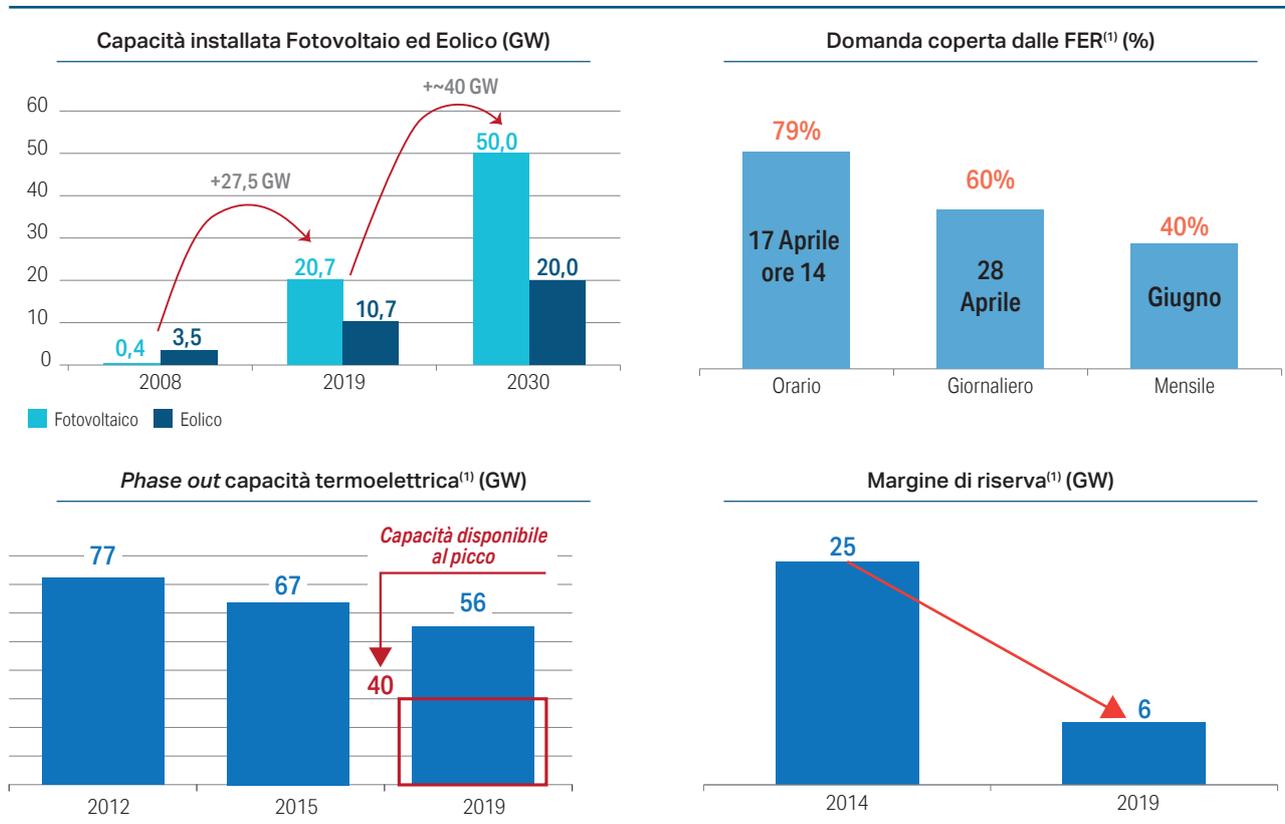
² In particolare per il fermo di alcune centrali nucleari durante i mesi estivi, a seguito della forte ondata di caldo.

³ Meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica. A settembre 2019 l'ARERA ha approvato due ulteriori delibere funzionali al suo avvio: la Delibera n. 363/2019, che ha definito i parametri economici del meccanismo di remunerazione e la Delibera n. 365/2019, con cui ha approvato le modalità di determinazione del corrispettivo a carico dei clienti finali a copertura degli oneri netti derivanti dal *Capacity Market*.

⁴ Il margine di adeguatezza rappresenta la quota di potenza disponibile al netto della domanda e la riserva del sistema. Tale margine si è sensibilmente ridotto di circa il 76 per cento fra il 2014 e il 2019, passando da 25 a 6 GW.

⁵ Durante il periodo estivo, per la forte diffusione dei sistemi di condizionamento, si è rafforzata la correlazione fra temperatura e domanda di energia elettrica: dopo il 2015 si è giunti ad incrementi di circa 2000 MW per ogni grado di aumento di temperatura. Di conseguenza il sensibile incremento dei valori di picco estivo e della loro frequenza ha messo a dura prova l'adeguatezza del sistema, già limitato da una ridotta capacità di generazione termica.

ITALIA Evoluzione recente e al 2030 del sistema elettrico



⁽¹⁾ Dati provvisori di esercizio 2019.

Fonte: TERNA, Mercato della capacità, 19 febbraio 2020

sistema elettrico particolarmente critiche rispetto ai suoi livelli di adeguatezza.

Tali criticità tenderanno ad aumentare per effetto della progressiva crescita delle fonti rinnovabili prevista nel PNIEC¹, poiché gli impianti termoelettrici tradizionali saranno sempre meno utilizzati per la copertura del “carico di base” e sempre più utilizzati per la gestione dei “picchi di carico”. I **segnali di prezzo di lungo termine ancorati alla disponibilità della risorsa** (il *Capacity Market* appunto, che assicura al termoelettrico una fonte di entrate certa e stabile) sono infatti indispensabili ad evitare la dismissione degli impianti con ridotta produzione e a sostenere gli investimenti in nuova ed efficiente capacità di generazione, non solo termica.

Nelle recenti aste del *Capacity Market* al 2022 e al 2023, a cui han-

¹ Si tenga presente che in termini di contributo all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema, 1.000 MW di fonte eolica o solare non sono equivalenti a 1.000 MW di capacità termica convenzionale: secondo le analisi di Terna 1.000 MW di fonte solare danno un contributo all'adeguatezza pari a 110 MW di capacità termica tradizionale.

no partecipato soprattutto impianti termoelettrici, sono stati assegnati in totale 5,8 GW di nuova Capacità Disponibile in Probabilità (Cdp), di cui quasi 3,9 di nuova capacità non autorizzata.

E questo mette in luce una seconda criticità del sistema: le **incertezze autorizzative**. Il rischio che la capacità nuova non autorizzata non riesca ad ottenere le necessarie autorizzazioni, di costruzione ed esercizio, nei tempi previsti e ad entrare in funzione per i periodi di consegna contrattualizzati avrà delle evidenti ricadute sull'effettiva adeguatezza del sistema. La lentezza nel rilascio delle autorizzazioni e dei permessi rappresenta un rischio di blocco dei nuovi progetti, che si vedrebbero fra l'altro autorizzare tecnologie a quel punto diventate obsolete.

Altro elemento di criticità è il **decommissioning del carbone previsto dal 2025¹**, che comporterà una ulteriore riduzione di capacità di 7,2 GW e la sostituzione del parco di produzione con un mix produttivo basato su impianti di picco flessibili: per la realizzazione di tale programma sarebbe necessario un *fast-track* autorizzativo, per sbloccare le opere infrastrutturali connesse (reti, accumuli e impianti FER).

Infine restano dubbi sulla sufficienza delle misure odierne² (FER 1 e *Capacity market*) a raggiungere l'ambizioso obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, pari a oltre 90 GW al 2030, circa 40 GW in più rispetto alla potenza attualmente installata, di cui 50 GW al 2030 da fotovoltaico (+29 GW rispetto agli attuali 20,7 GW), e 18 GW dall'eolico (+7 GW rispetto agli attuali 10,7 GW).

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 tragguardare l'aumento di potenza 2030 previsto dal PNIEC risulta infatti necessario aggiornare e potenziare i siti 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.

¹ Vedi anche capitolo "I combustibili solidi" a pag. 31.

² Il Decreto FER1 infatti può supportare fino a 8 GW di potenza rinnovabile. Attualmente nella prima delle sette procedure previste sono stati assegnati solo 587,5 MW di potenza, a fronte di 730 MW messi a bando. Il Decreto FER 2 potrà incentivare geotermia e altre fonti e tecnologie innovative.

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 e alla luce della recente esperienza pandemica dovrebbero essere sostenuti attraverso:

- la **prosecuzione del ciclo di aste** da parte del GSE aperte **anche al repowering** (ad esempio 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 e rispettare l'obiettivo del PNIEC di minimizzazione dell'antropizzazione di nuovo suolo;
- il mantenimento del **Capacity Market** e la diffusione dei **PPA**, indispensabili per fornire agli investitori segnali di prezzo di lungo termine.

Con analogo livello di priorità, 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.

Il contributo del gas naturale

Attestandosi al 36 per cento sul totale dei consumi interni lordi di energia, anche nel 2019 il gas naturale è rimasto la fonte energetica primaria del nostro Paese.

I consumi di gas naturale hanno rilevato un **aumento del 2,5 per cento, attestandosi a 74,5 miliardi di metri cubi**: una quantità inferiore di circa 12 miliardi di metri cubi rispetto al picco del 2005 (86,3 miliardi, pari a circa il 14 per cento in meno).

L'incremento di 1,8 miliardi di metri cubi nel 2019 è stato determinato sostanzialmente dai maggiori consumi nella **produzione termoelettrica** (+11,4 per cento, pari a 2,7 miliardi di metri cubi in più). La riduzione dei prezzi del gas naturale (-37 per cento), in concomitanza con l'incremento del prezzo delle quote d'emissione (in media da 15,40 a 24,60 euro) e la riduzione meno marcata del prezzo del carbone hanno reso la maggioranza delle centrali alimentate a gas naturale in grado di "spiazzare" nell'ordine di merito le centrali a carbone, sostenendone la sostituzione.

Sono risultati invece in calo sia i consumi industriali (-1,3 per cento),

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.

FOCUS

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

Prosegue l'attività dell'**Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)**, 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, coerentemente con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sul clima del 2015.

OGCI ha la mission di catalizzare azioni ed investimenti per mitigare le emissioni di gas a effetto serra (GHG) del settore Oil & Gas ed esplorare nuovi business e tecnologie, cercando di accelerare e partecipare alla transizione energetica.

Vi aderiscono BP, Chevron, CNPC, Eni, Exxon Mobil, Occidental Petroleum, Petrobras, Repsol, Royal Dutch Shell, Saudi Aramco, Statoil e Total, che nell'insieme rappresentano oltre il 30% della produzione mondiale di Oil & Gas.

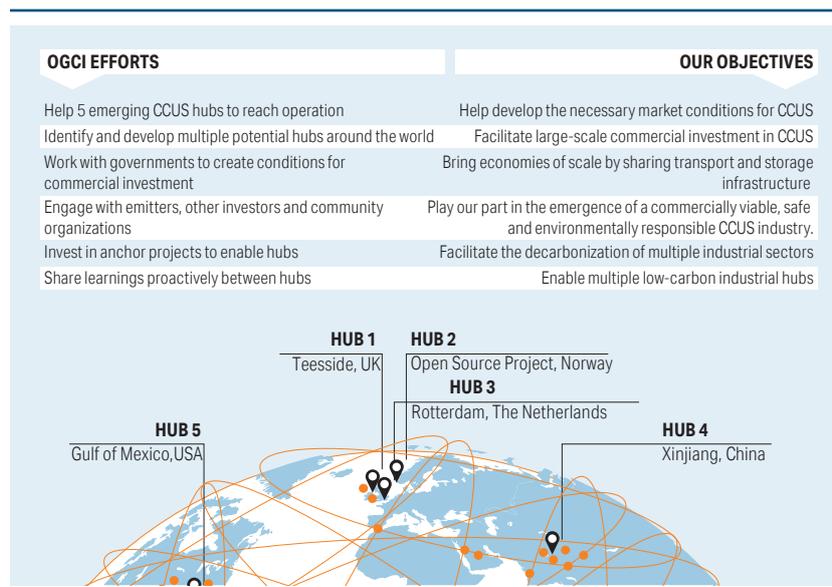
Per accelerare la riduzione delle emissioni di gas effetto serra, nell'ambito del Climate Action Summit del 2019,

l'OGCI ha annunciato che:

- le compagnie aderenti all'Ogci stanno portando avanti azioni concrete per ridurre le emissioni di metano: nel 2018 i progressi dell'iniziativa congiunta sono stati pari al -9%. Tali risultati fanno ritenere possibile centrare il target per l'intensità di metano dello 0,25% al 2025 ed è allo studio l'introduzione di un obiettivo per ridurre la media dell'intensità carbonica anche nelle attività *upstream* dei membri¹;
- nel corso del 2019, grazie al fondo Climate Investments da più di un miliardo di dollari, l'OGCI ha quasi raddoppiato il numero di investimenti per supportare i progetti in tecnologie pulite ed attualmente ha un totale di 18 progetti finanziati in portafoglio;

¹ Per ridurre l'intensità carbonica sono necessarie una molteplicità di azioni tra le quali: migliorare l'efficienza energetica, minimizzare il flaring, aggiornare le infrastrutture e cogenerare elettricità e riscaldamento.

CCUS KickStarter dell'OGCI



Fonte: OGCI, Annual report, 2019

FOCUS

OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE LE COMPAGNIE ADERENTI E I LORO IMPEGNI CLIMATICI¹



BP – Obiettivo emissioni zero di GHG delle sue attività e del petrolio e gas che produce entro il 2050. Obiettivo riduzione del 50% dell'intensità carbonica dei prodotti venduti entro il 2050 (Febbraio 2020).
Scope 1,2,3



CNPC
Obiettivi comuni OGCI



Chevron – Obiettivi di riduzione dell'intensità delle emissioni di GHG in tutte le operazioni upstream (Ottobre 2019).
Scope 1 e 2



Eni – Obiettivi di riduzione entro il 2040 di zero emissioni nette di GHG, dell'80% al 2050 delle emissioni nette riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti e la riduzione del 55% dell'intensità carbonica delle proprie attività rispetto al 2018 (Maggio 2020).
Scope 1,2,3



ExxonMobil
Obiettivi comuni OGCI.
Scope 1 e 2



Equinor – Obiettivo di diventare *carbon neutral* in tutte le sue operazioni entro il 2030 e dimezzare l'intensità carbonica netta della sua produzione e consumo di energia entro il 2050 (Febbraio 2020). Ridurre le emissioni di GHG dal petrolio e dai giacimenti di gas norvegesi del 40% entro il 2030, arrivando quasi a zero entro il 2050 (Gennaio 2020).
Scope 1,2 e 3



Occidental Petroleum
Obiettivi comuni OGCI



Pemex
Obiettivi comuni OGCI



Petrobras
Obiettivi comuni OGCI



Repsol – Obiettivo di ridurre a zero l'impronta netta di tutta la sua attività industriale diretta ed indiretta e di quella derivata da tutti gli idrocarburi che produce entro il 2050 (Dicembre 2019).
Scope 1,2,3



Saudi Aramco
Obiettivi comuni OGCI.



Shell – Obiettivo emissioni zero delle proprie attività entro il 2050, riduzione delle emissioni dei propri prodotti del 65% entro il 2050 e del 30% entro il 2035 (Aprile 2020). Obiettivi di breve termine per ridurre il carbon footprint netto dei suoi prodotti energetici (Dicembre 2018).
Scope 1,2 e 3



Total – Obiettivo emissioni zero entro il 2050 per tutte le operazioni mondiali e in tutta la produzione di prodotti energetici utilizzati dai clienti europei. Riduzione di almeno del 60% dell'intensità media di CO₂ dei suoi prodotti energetici utilizzati in tutto il mondo entro il 2050, con passaggi intermedi di riduzione del 15% entro il 2030 e del 35% entro il 2040 (Maggio 2020).
Scope 1,2 e 3

¹ Le emissioni si dividono in: dirette (scope 1) derivanti dalle sorgenti riconducibili alle attività della compagnia (ad esempio emissioni da combustione, legate al *flaring* o al *venting*, fuggitive); indirette (scope 2), derivanti dalla generazione di energia elettrica, calore e vapore acquistati da terzi e utilizzati negli asset della compagnia; indirette (scope 3), ossia quelle emissioni che avvengono lungo la catena del valore a monte e a valle dell'attività della compagnia (es. fornitori e clienti).

FOCUS

- è stata avviata, fra le sue nuove ulteriori iniziative, la “**CCUS KickStarter**”, che mira a favorire gli investimenti su larga scala a livello mondiale nella tecnologia di Cattura, Uso e Stoccaggio della CO₂ (CCUS). Pur nella consapevolezza che per il suo sviluppo su larga scala siano necessari oltre alla collaborazione fra industrie e Governi, notevoli investimenti pluriennali, l'OGCI la ritiene uno strumento indispensabile per raggiungere la neutralità carbonica.

Con l'ambizione iniziale di raddoppiare prima del 2030 la quantità di CO₂ attualmente stoccata a livello mondiale, KickStarter intende sostenere la decarbonizzazione di cinque *hub* industriali in vari continenti - Regno Unito, Norvegia, Olanda, Cina e Stati Uniti - realizzando le condizioni economiche necessarie a facilitare lo sviluppo industriale della CCUS.

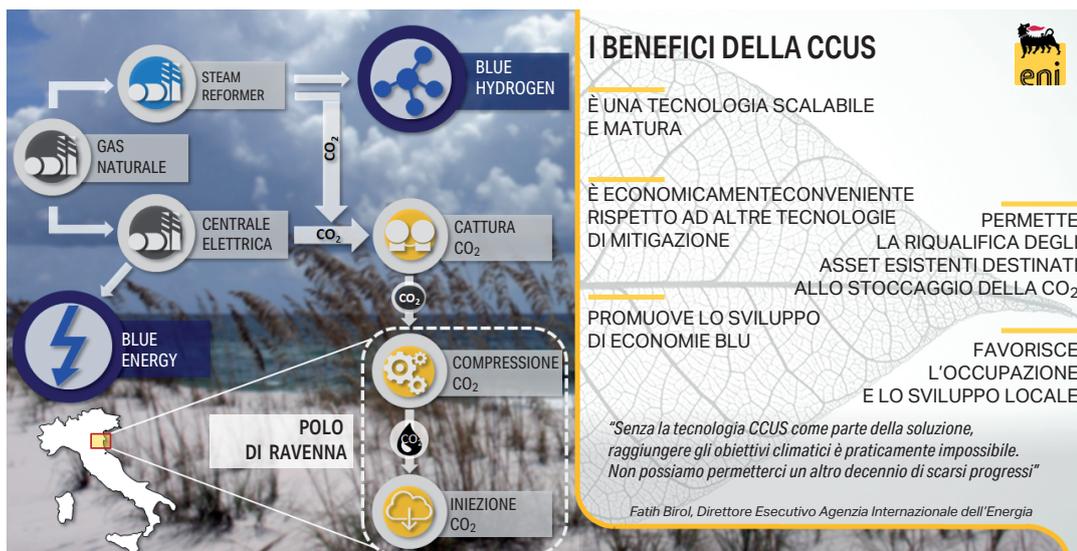
In parallelo, OGCI ha lanciato un *Framework* comune per l'accelerazione della CCUS con gli undici Paesi che

supportano l'iniziativa sulla CCUS di Clean Energy Ministerial.

Fra i vari progetti che le compagnie dell'OGCI e del Fondo Climate Investment stanno supportando, vi sono:

- nel Regno Unito “Net Zero Teesside”, a cui partecipano BP, Eni, Equinor, Occidental, Shell e Total, che avrebbe un risparmio potenziale al 2030 di oltre 6 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno;
- in Norvegia, “Northern Lights”, in via di sviluppo fra Equinor, Shell, Total e il Governo norvegese con un potenziale di 5 milioni di tonnellate al 2030. Per questo progetto il Governo norvegese ha annunciato lo stanziamento di fondi per 1,8 miliardi, pari a circa il 70% del suo costo totale;
- in Olanda, il progetto per la decarbonizzazione del Porto di Rotterdam con un potenziale al 2030 fino a 10 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno, al quale partecipano BP, ExxonMobil e Shell.

CATTURARE CO₂: ADRIATIC BLUE



Fonte: Eni

FOCUS

Tra le altre iniziative nella lotta ai cambiamenti climatici di singole aziende si segnalano le seguenti:

1) **Eni**, nell'ambito della sua strategia per la neutralità carbonica di lungo termine, ha posto particolare rilievo ai progetti per la **cattura e stoccaggio della CO₂** per oltre 10 milioni di tonnellate annue al 2050, sia in Italia che all'estero.

➤ Il primo progetto in Italia in fase di studio riguarda l'hub di Ravenna, dove sarà possibile stoccare nei campi a gas ormai esauriti dell'*offshore* adriatico la CO₂ catturata dagli insediamenti industriali limitrofi e di generazione elettrica da gas. Valorizzando alcune delle infrastrutture esistenti, Ravenna potrà diventare il più grande centro di stoccaggio e cattura di CO₂ al mondo. Entro il 2021, Eni prevede di avviare lo stoccaggio a livello dimostrativo e entro il 2026 a scala industriale.

➤ In riferimento agli altri progetti avviati in ambito cattura e stoccaggio¹, Eni sta lavorando nel Regno Unito a due fra i principali progetti di cattura della CO₂:

1. "Net Zero Teesside project" (ridenominazione del "Clean Gas project"), che prevede di catturare fino a 6 milioni di tonnellate annue di CO₂, provenienti da un impianto di generazione elettrica a gas di produzione di Blue Hydrogen e dalle emissioni delle industrie locali, da stoccare in una formazione geologica nel Mare del Nord;

2. "AI LBA CCS project" che prevede in diverse fasi di catturare fino a 3 milioni di tonnellate annue di CO₂, con una possibile espansione futura fino a 10 milioni di tonnellate annue (in fase di valutazione), provenienti da un impianto di generazione elettrica a gas, di produzione di Blue Hydrogen e dalle emissioni delle industrie locali, da stoccare giacimenti depletati operati da Eni nella Liverpool Bay.

¹ Attualmente livello mondiale sono stati avviati 19 progetti, per una capacità di stoccaggio totale di circa 40 milioni di tonnellate/anno di CO₂ (Eni for 2019).

➤ Altro pilastro della decarbonizzazione è lo sviluppo di capacità di produzione da **energia rinnovabile**, con l'obiettivo di installare complessivamente 55 GW di generazione da FER, entro il 2050 in Italia e all'estero. Tramite la direzione Energy Solutions ha previsto investimenti di 2,6 miliardi di euro nei prossimi 4 anni per una capacità di 3 GW al 2023, che salirà a 5 GW al 2025, per raggiungere al 2035 oltre 25 GW.

➤ Per lo sviluppo delle rinnovabili, sono inoltre state create delle *joint-venture* dedicate. Nell'ambito dell'accordo sottoscritto a marzo 2019 fra Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) per promuovere economia circolare, decarbonizzazione e sostenibilità di recente è stata costituita la società GreenIT, attiva sul mercato italiano della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che sarà controllata per il 51% da Eni e per il rimanente 49% da CDP Equity.

A maggio 2020 Eni ha costituito inoltre una nuova *joint-venture* CircularIT, per i biocarburanti dai rifiuti con sempre con la CDP, entrambi autorizzate dalla Commissione europea, che opererà in Italia nel trattamento dei rifiuti solidi urbani organici, nonché nella fornitura di basi rinnovabili da utilizzare per la produzione di carburanti per autotrazione e bunkeraggio.

Fra le varie attività condotte da Eni all'estero si segnalano:

➤ l'accordo strategico con Falck Renewables per sviluppare progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, (impianti fotovoltaici ed eolici onshore e di sistemi di accumulo), con l'obiettivo di arrivare ad almeno 1 GW di potenza entro la fine del 2023. Contestualmente Falck cederà a Eni il 49% delle quote di partecipazione nei propri impianti a fonti rinnovabili attualmente in esercizio negli Stati Uniti;

➤ l'intesa, siglata a settembre 2019 con Mainstream Renewable Power, per sviluppare pro-

FOCUS

getti da FER su larga scala, in mercati strategici ad alto potenziale di crescita;

- il memorandum di inizio 2020 con Adnoc per lo sviluppo congiunto di iniziative di ricerca su soluzioni tecnologiche avanzate per la riduzione, cattura, utilizzo o confinamento in giacimenti delle emissioni di CO₂, inoltre su processi e tecnologie per l'economia circolare.

Nel 2019 Eni è riuscita a ridurre del 44% rispetto al 2018 le **emissioni fuggitive di metano**, raggiungendo con 6 anni di anticipo il target al 2025 di riduzione dell'80 % rispetto al 2014.

Eni ha inserito tra i pilastri della propria strategia di decarbonizzazione i progetti "**Forestry**". Nello specifico tali progetti si inquadrano nel cosiddetto schema della REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation) disegnato dalla Nazioni Unite.

Lo schema prevede lo sviluppo di attività di conservazione delle foreste, che consentono importanti riduzioni delle emissioni di CO₂ e di attività di gestione sostenibile, che comportano un incremento della capacità di stoccaggio naturale della CO₂, favorendo al contempo lo sviluppo economico e sociale delle comunità locali, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità.

- 2) **Equinor**, oltre alla decisione di investimento finale su Northern Lights, –il primo progetto di trasporto e stoccaggio della CO₂ su scala commerciale al largo della Norvegia che dovrebbe entrare in funzione entro il 2024–, ha avviato in Gran Bretagna, il progetto per un impianto di produzione di idrogeno¹ dal gas naturale con cattura e stoccaggio della CO₂ (Blue Hydrogen). La decisione finale di investimento

¹ L'impianto consentirà di ridurre le emissioni di CO₂ di 900mila tonnellate l'anno, attraverso la sostituzione del metano con l'idrogeno nell'impianto petrolchimico Saltend Chemicals Park. Il progetto da 600 MW consentirà ai clienti industriali di passare completamente all'idrogeno e alla locale centrale elettrica di passare a una miscela di gas naturale con idrogeno al 30%. Successivamente, il progetto H2H Saltend potrà espandersi per servire altri utenti industriali, raggiungendo le emissioni nette zero entro il 2040.

sarà presa nel 2023, mentre la produzione è prevista per il 2026.

IL PROGETTO "NORTHERN LIGHTS"

*Dopo la fase di studio insieme alle Autorità competenti, **Equinor, Shell e Total** sono giunte all'inizio di quest'anno alla decisione di investimento per il progetto "Northern Lights", "Aurora boreale", di cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂, con investimenti iniziali sui 6,9 miliardi di corone norvegesi (630 milioni di euro).*

Nella fase 1 del progetto è prevista una capacità di trasporto, iniezione e cattura fino a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno. Dopo il trasporto via nave, viene iniettata e stoccata in modo permanente a circa 2.500 metri sotto il fondo del mare².

L'inizio della fase 2 dipenderà dalla domanda del mercato delle industrie europee ad alte emissioni di CO₂. In caso di autorizzazione da parte delle Autorità norvegesi nel 2020, nel 2024 la Fase 1 dovrebbe essere operativa.

- 3) **Royal Dutch Shell** ha puntato sullo *storage* della produzione delle FER intermittenti. Ad inizio di quest'anno ha stipulato un accordo per il ritiro dell'elettricità dell'impianto di *storage* di Minety, pari a 100 MW (il più grande d'Europa).

Il sistema d'accumulo sarà realizzato dal fondo sovrano cinese CNIC e da China Huaneng Group, ed è previsto entrare in funzione alla fine del 2020, consentendo alle sue filiali Shell Energy Europe e Limejump, di ottimizzare l'utilizzo di fonti rinnovabili.

- 4) **Total** nel corso del 2019 ha acquisito la società No-

² L'impianto di ricezione della CO₂ verrà realizzato presso la zona industriale di Naturgassparken nel comune di Øygarden in Norvegia occidentale. sarà gestito a distanza dalle strutture di Equinor al terminal Sture di Øygarden e dalle strutture sottomarine di Oseberg, piattaforma nel Mare del Nord.

FOCUS

vEnergia, con impianti eolici, solari e mini-idro per 657 MW, e siglato un accordo per l'acquisizione di Vents d'OC, sviluppatore di progetti eolici con oltre 200 MW attraverso la sua società dedicata Total Quadran, che avrà un portafoglio di 830 MW.

- Ad agosto dello scorso anno Total ha inaugurato la sua millesima stazione di servizio alimentata da pannelli fotovoltaici, nell'ambito di un piano per "solarizzare" 5 mila impianti di distribuzione carburanti in 57 Paesi nel mondo, al ritmo di mille all'anno con pannelli SunPower (di cui è azionista di maggioranza) ad alte prestazioni. Total inoltre sta solarizzando anche i suoi siti industriali (raffinerie, stabilimenti produttivi) e gli edifici dedicati, per una capacità produttiva superiore ai 200 MW.
- Sempre in relazione ai progetti fotovoltaici, all'inizio di quest'anno Total ha annunciato il primo progetto su grande scala in Qatar¹ per

la realizzazione di un parco da 800 MW con un investimento di circa 500 milioni di dollari; ha acquistato 24 GW di progetti solari in fase di sviluppo in Spagna e ha inoltre annunciato il progetto per un impianto di accumulo di energia con una potenza di 25 MW nel porto di Dunkerque, che utilizzerà la tecnologia degli ioni di litio della sua società Saft.

Con un intervento di 15 milioni di euro, tale sistema di stoccaggio, che sarà il più grande realizzato in Francia, consentirà una maggior utilizzo di FER intermittenti (eolico e solare) e il bilanciamento nei picchi di consumo.

- Infine ad inizio 2020 per sviluppare l'eolico e il solare in Francia ha ceduto a Banque des Territoires, controllata da Caisse des depots, il 50% di un portafoglio di 143 MW in Francia costituito da 11 parchi eolici (in totale 96 MW) e 35 impianti fotovoltaici (47 MW).

¹ Il parco, che sarà costituito da 2 milioni di moduli bifacciali, installati su una superficie di mille ettari, entrerà in funzione nel 2021, inizialmente per 350 MW ed arriverà a regime nel 2022, quando assicurerà il 10% della domanda elettrica di picco del Paese.

in conseguenza del rallentamento della produzione industriale, che la domanda nel settore civile (-3,2 per cento, pari a circa 900 milioni di metri cubi in meno), non solo per effetto dei fattori climatici più miti rispetto al 2018, ma anche delle misure di efficienza energetica.

Per quanto riguarda i consumi di gas naturale per **autotrazione**, ai volumi di Gas Naturale Compresso (GNC) distribuito su rete (nel 2019 scesi di 11 milioni di metri cubi, -1,0 per cento), da qualche anno si sono affiancati i volumi di GNL¹, che appaiono in significativa crescita: nel 2019 sono quasi triplicati, passando da 47 a 135 milioni di metri cubi (+187 per cento); quelli nel trasporto pesante di merci sono aumentati del 278 per cento, passando da 27 a 102 milioni di metri cubi.

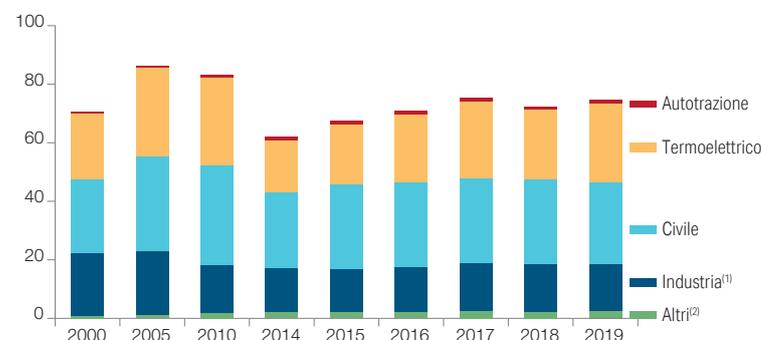
Nel 2019 le **importazioni nette di gas naturale** sono risultate in crescita del 4,7 per cento e pari a 71,1 miliardi di metri cubi. Di queste il GNL, che ne ha rappresentato il 20 per cento pari a circa 14 miliardi di metri cubi, ha rilevato un deciso incremento (+59,8 per cento).

Il mercato di GNL è in forte espansione², grazie soprattutto agli interventi regolatori che consentono di fruire del servizio di rigassificazione a valore di mercato (procedure di conferimento ad asta anziché a tariffa regolata). Favorendo l'attività di terminali che diversamente rimarrebbero inutilizzati, tali interventi supportano gli obiettivi prio-

¹ GNL - Gas Naturale Liquefatto.

² In Italia sono in via di realizzazione una decina di depositi costieri di GNL: 5 in Sardegna e gli altri a Porto Marghera, Ravenna, Augusta, Napoli e Livorno.

ITALIA Consumi di gas naturale (Miliardi di metri cubi)



⁽¹⁾ Comprende agricoltura e sintesi chimica.

⁽²⁾ Comprende autotrazione e consumi e perdite del settore.

Fonte: UP su dati SNAM

ITALIA Totale consumi gas per autotrazione (CNG e GNL) (Milioni di metri cubi)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GNC	849	882	924	991	1.053	1.100	1.091	1.052	1.048	1.037
GNL ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	—	14	25	47	135
<i>di cui: per trasporto pesante</i>	—	—	—	—	—	—	6	12	27	102
Totale consumi gas per autotrazione	849	882	924	991	1.053	1.100	1.105	1.077	1.095	1.172
<i>Variazione percentuale annua</i>		3,9%	4,8%	7,3%	6,3%	4,5%	0,5%	-2,6%	1,7%	7,1%

⁽¹⁾ I volumi non utilizzati liquefatti dai veicoli pesanti vengono rigassificati in loco presso i distributori ed utilizzati come GNC (L-GNC).

Fonte: UP su dati MISE e Snam

ritari degli operatori di questo mercato: **diversificare i Paesi di approvvigionamento e garantire la sicurezza del sistema a prezzi competitivi.**

Tali obiettivi appaiono essenziali sia per l'elevata dipendenza dall'estero di questa fonte (oltre il 93 per cento) –dovuta anche alle penalizzanti normative esistenti nella produzione nazionale¹–, che per il ruolo indispensabile che il gas naturale continuerà a svolgere nel breve-medio periodo, a supporto del forte sviluppo delle rinnovabili non programmabili. Contributi in tal senso deriveranno dalle forniture dei nuovi gasdotti (TAP² e Poseidon³), nonché dallo sviluppo delle infrastrutture dedicate al mercato del GNL.

In particolare i **terminali di GNL**⁴ hanno un ruolo chiave nella diversificazione degli approvvigionamenti, consentendo di ridurre la storica dipendenza da Russia, Algeria e Libia.

Nel 2019 e nell'anno in corso, altre infrastrutture in via di sviluppo sono quelle per la **metanizzazione della Sardegna**, unica Regione italiana priva di una rete di distribuzione del gas naturale.

In base alla Delibera dell'ARERA 335/2019/R/gas la metanizzazione della Sardegna deve basarsi su un'analisi costi-benefici⁵, tenendo conto di scenari congiunti elettricità/gas naturale, in modo da valutare se sufficienti i soli depositi GNL o se necessaria la dorsale; inoltre, in previsione della realizzazione del cavo Triterminale di Terna, deve stimare come potrebbe influire su tale scenario la conseguente elettrificazione dei consumi. Le soluzioni devono massimizzare i benefici derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture esistenti, senza compromettere il perseguimento degli obiettivi nazionali e comunitari di decarbonizzazione.

¹ Vedi capitolo "La produzione nazionale di idrocarburi" a pag. 57.

² TAP - Trans Adriatic Pipeline è l'ultimo tratto del "Corridoio Meridionale del Gas", che comprende tre gasdotti per un percorso totale di circa 4mila km attraverso sette Paesi, e che convoglierà verso l'Europa il gas naturale estratto nella seconda fase di sviluppo del giacimento di Shah Deniz in Azerbaijan. L'iter per la sua realizzazione è iniziato oltre 16 anni fa con l'avvio del primo studio di fattibilità da parte della società svizzera Egl (ora Axpo), conclusosi positivamente nel 2006. Il progetto rimane in stand-by fino al 2013, quando il consorzio Shah Deniz lo seleziona per il trasporto del gas azero in Europa e ne firma i contratti di fornitura gas naturale attraverso il Tap con Engie, Shell, Enel, Hera, E.ON, Axpo, Bulgargaz, Depa e Gas Natural Fenosa (trasferito poi a Edison). 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).

³ 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 estensibile a 20 è di recente stato riconfigurato.

⁴ Vedi Focus "I terminali del GNL nel 2029" a pag. 55.

⁵ Lo studio indipendente della società Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) sullo sviluppo del sistema infrastrutturale energetico della Sardegna è commissionato dall'ARERA è stato pubblicato nel corso di questa estate.

Nel corso del 2019, in attesa dell'analisi costi-benefici comparata elettricità/gas naturale¹ chiesta dall'ARERA, Enura –joint venture SNAM e SGI (Società Gasdotti Italia)– ha concluso due memorandum d'intesa per i futuri allacci ai depositi costieri con Sardinia LNG e Ivi Petrolifera: la prima è la società promossa da Isgas e partecipata da Vitol/Comoil, incaricata di realizzare l'infrastruttura da 20 mila metri cubi a Cagliari; mentre Ivi Petrolifera intende realizzare un deposito da 9 mila metri cubi nei pressi di Oristano.

Per l'alimentazione della dorsale, in attesa della possibile "connessione fisica" con la Penisola tramite un gasdotto, Snam ha inserito fra i 22 progetti della bozza di Piano decennale di sviluppo delle reti (TYNDP 2020 di ENTSOG²) una "connessione virtuale" per unire la Sardegna al continente attraverso 2 bettoline: la "Italy-Sardinia virtual pipeline", che dovrebbe entrare in funzione nel 2022.

Fra i 185 progetti del Tyndp 2020, 27 riguardano l'Italia: oltre alla Virtual pipeline sarda, ve ne sono vari relativi a gasdotti.

In riferimento al TAP, a fine 2019 è partita la fase iniziale del processo di commissioning, con l'immissione del primo gas naturale nella sezione di 2 km della condotta tra il fiume Evros e la stazione di compressione di Kipoi, in Grecia, per poi continuare anche nelle altre sezioni della condotta in Grecia, Albania e Italia e traguardare le consegne commerciali all'Europa, programmate per l'inizio di ottobre di quest'anno.

Sul secondo tema chiave del mercato del gas naturale, il **contenimento dei costi di approvvigionamento**, esso risulta di importanza essenziale non solo per il mercato del gas naturale, ma anche per quello elettrico, i cui prezzi nei prossimi 10 anni saranno determinati per oltre il 50 per cento delle ore da quelli del gas naturale.

I recenti aumenti delle tariffe ai punti di interconnessione decisi dalle Autorità tedesca e francese con le nuove metodologie "postage stamp"³ e il "point-to-point" dalla Francia, sono stati valutati in maniera negativa dall'Agenzia per la cooperazione dei regolatori energetici europei (ACER), in quanto non completamente confrontabili con il sistema base proposto (capacity weighted distance) e impattanti sulla formazione dei prezzi del gas naturale all'ingrosso nei mercati limitrofi, che importano via Germania o Francia, con aumenti delle tariffe dall'Austria all'Italia e conseguenze anche in Spagna o Regno Unito.

¹ Tale analisi costi/benefici è stata resa nota di recente: in entrambi gli scenari (interconnessione virtuale con il Continente e GNL a mercato), il VAN va da 2,278/2,292 miliardi di euro a 659/674 milioni di euro, a fronte di investimenti di 591 milioni di euro.

² TYNDP – Ten Year Network Development Plan. ENTSOG – The European Network of Transmission System Operators for Gas.

³ Tutti gli scambi transfrontalieri costeranno 0,37 euro/MWh presso Gaspool e 0,48 euro/MWh a NetConnect Germany (prodotti di capacità annua firm).

Mentre il trattamento tariffario del gas naturale favorisce la domanda industriale in Germania, Francia e Regno Unito, il prezzo del gas naturale nel mercato all'ingrosso italiano è di circa 2 euro/MWh superiore a quello degli *hub* del Nord Europa, dato che i prezzi italiani non beneficiano della concorrenza fra le 8 porte di accesso del nostro Paese, ma subiscono distorsioni causate dalle forme di “*pan-caking tariffario*” a livello comunitario, legate alla stratificazione dei costi di trasporto che gli operatori devono sostenere per importare gas naturale dal Nord Europa.

Il Regolamento (CE) n. 715/2009 ha introdotto, come unica metodologia di determinazione delle tariffe di trasporto, il sistema *entry-exit*. Successivamente l'introduzione del Regolamento (CE) n. 460/2017 (NC TAR) ha dato attuazione ai principi di tariffazione del Regolamento 715/2009 per una maggiore trasparenza rispetto alle modalità di determinazione delle tariffe di trasporto del gas naturale nei diversi Stati membri.

Tuttavia, il modello *entry-exit*, che prevede il pagamento di tariffe ai punti di interconnessione tra i diversi sistemi di trasporto, rischia, in un contesto profondamente mutato, di introdurre distorsioni del funzionamento del mercato penalizzanti per i Paesi periferici come l'Italia; questo qualora i corrispettivi per il transito attraverso i diversi confini nazionali fossero determinati attribuendo impropriamente agli utenti che utilizzano la rete esclusivamente per transiti transfrontalieri anche parte dei costi della rete di trasporto, dedicata unicamente alla fornitura dei clienti interni.

A seguito di specifiche considerazioni in merito da parte di ACER (Agenzia dei Regolatori Europei) nei confronti delle decisioni prese in materia tariffaria da parte dei regolatori di Germania e Francia, il regolatore francese ha attuato una riduzione dei propri corrispettivi verso l'estero, mentre il regolatore tedesco ha confermato anche per il periodo successivo alla fusione delle due attuali aree di mercato in un'unica area tedesca a partire dal 1° ottobre 2021 la scelta di una tariffa di trasporto unica per tutti i punti della rete, già adottata per il 2020.

Da segnalare infine che, a seguito della decisione di raddoppiare il gasdotto Nord Stream (progetto Nord Stream II¹), che porterà ad un incremento della capacità di esportazione dalla Russia verso l'Europa nel medio termine, fino alla scadenza del contratto di transito in Ucraina, l'Autorità tedesca ha di recente respinto la richiesta presentata per il gasdotto Nord Stream II in merito di deroga dall'applica-

¹ Gasdotto di oltre 1200 km, parallelo a quello esistente, che consentirà di raddoppiare la capacità di trasporto di gas naturale fino a 55 miliardi di metri cubi/anno dalla Russia alla Germania, sotto il Mar Baltico.

zione della nuova Direttiva (UE) 2019/692. Quest'ultima modifica la precedente Direttiva 2009/73/CE sul **mercato interno del gas naturale** estendendone l'applicazione anche ai gasdotti con Paesi terzi.

La Direttiva modificata prevede 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.**

Qualora fosse confermata l'applicazione della Direttiva, il nuovo gasdotto, dovrà rispettare le regole europee sull'accesso a terzi, sulla tariffazione, sull'allocatione della capacità di trasporto e sull'*unbundling* (norme in materia di separazione fra l'attività di trasporto e quelle di approvvigionamento e commercializzazione del gas naturale trasportato). Si segnala che anche il ricorso alla Corte di Giustizia Europea presentato dalla società Nord Stream II direttamente contro la Direttiva è stato respinto dalla Corte stessa.

Il gas naturale ha già avviato il suo **processo di decarbonizzazione**. Fra i 6,5 miliardi di euro previsti complessivamente nel Piano Snam 2019 - 2022, 400 milioni (il doppio rispetto al precedente piano) sono destinati alla **transizione energetica**. Di essi, 250 milioni sono dedicati al **biometano**, per il quale Snam ipotizza uno scenario di produzione fino a 8 miliardi di metri cubi nel 2030¹.

Per lo sviluppo del biometano si stanno inoltre intensificando le attività di tutti gli operatori coinvolti. Nel 2019 sono stati siglati diversi accordi di cooperazione² per riunire la filiera del biometano: agricoltori, raffinatori, società distributrici e industria automobilistica.

Infine, dopo aver avviato in Italia ad aprile 2019 la **prima sperimentazione europea** di immissione in rete di una **miscela di idrogeno al 5 per cento in volume e gas naturale**, a gennaio di quest'anno Snam ha **raddoppiato al 10 per cento il mix di idrogeno in volume immesso nella rete di trasporto del gas naturale** a Contursi Terme (Salerno), dove la scorsa primavera sono iniziate le sperimentazioni con fornitura diretta a due imprese industriali.

¹ Nel 2019 la produzione di biometano nel nostro Paese è stata pari a 53 milioni di metri cubi, rispetto ai 29 del 2018. Fonte: MISE, giugno 2020.

² L'accordo per la promozione del biometano nei trasporti è stato siglato da CIB (Consorzio Italiano Biogas), Confagricoltura, Eni, Fpt Industrial, CNH Industrial, New Holland Agriculture e Snam. Da parte di Eni l'intesa prevede l'impegno a ritirare dalle aziende consorziate circa 200 milioni di metri cubi di biometano entro il 2022.

A fine 2019 la Kuwait Petroleum Italia e Confagricoltura hanno sottoscritto un accordo per ottimizzare la filiera di produzione del biometano (in particolare bioGNL, biometano liquido), come fonte di energia rinnovabile ottenuto da biomasse agricole, realizzando nuovi impianti di biometano e riconvertendo strutture di biogas già esistenti.

Se l'attuale domanda di gas naturale fosse sostituita al 10 per cento da idrogeno (per 7 miliardi di metri cubi, un quantitativo equivalente ai consumi annui di 3 milioni di famiglie), si stima che ci sarebbero minori emissioni di 5 milioni di tonnellate di CO₂.

Peraltro, pare sarebbe possibile arrivare ad utilizzare una quota di idrogeno fino al 20 per cento senza grossi interventi sulle infrastrutture di trasporto e stoccaggio ed eventuali sperimentazioni per utilizzi innovativi delle infrastrutture del gas naturale potrebbero essere incentivate, come prospettato dall'ARERA nell'ambito di un recente documento per la consultazione (39/2020/R/GAS).

FOCUS

I TERMINALI DI GNL NEL 2019

Il terminale **Adriatic LNG**¹, con il rigassificatore *offshore* di Rovigo, il più grande terminal italiano con una capacità nominale di rigassificazione pari a 8 miliardi di metri cubi/anno e capace di assicurare il soddisfacimento di oltre il 10 per cento dei consumi nazionali di gas naturale, nel 2019 ha celebrato il suo decimo anniversario di attività.

Entrato in esercizio nella seconda metà del 2009, a 15 chilometri dalla costa veneta, ha dato approdo ad oltre 750 metaniere, per un totale di oltre 64 miliardi di metri cubi di gas naturale immesso nella rete nazionale, con carichi provenienti da 8 Paesi diversi (Qatar, Egitto, Trinidad & Tobago, Guinea Equatoriale, Norvegia, Nigeria, Stati Uniti e Angola).

Con un tasso di utilizzo salito a circa il 96 per cento nel 2019, il terminale è tra i più utilizzati in Europa (dove mediamente lo sono al 45 per cento²) e si sta predisponendo ad accogliere anche le navi metaniere di maggiori dimensioni (le cosiddette Q-Flex), che possono trasportare fino a 217 mila metri cubi di GNL, per le quali la scorsa estate ha completato con successo i primi test.

La recente Delibera 97/2020/R/gas dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha infatti approvato il "Codice di Rigassificazione" di Adriatic LNG, introducendo sia la possibilità di approdo e scarica di navi metaniere di maggiori dimensioni, sia l'aggiornamento dei livelli minimi di *rating* richiesti per l'accesso al servizio di rigassificazione.

Inoltre, Adriatic LNG è stato l'unico terminale in Italia ad

offrire il Servizio di "Peak Shaving"³, nell'inverno dell'anno termico 2019/2020, in linea con quanto già fatto negli ultimi 5 anni.

Riguardo la capacità di rigassificazione: l'80 per cento è allocata ad Edison fino al 2034; il restante 20 è disponibile per il mercato e viene allocato secondo procedure regolate e definite dall'ARERA.

Il secondo rigassificatore italiano per dimensioni è il terminale **OLT Offshore LNG Toscana**⁴ di Livorno, che ha una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno e che ha massimizzato il suo impiego operativo arrivando, nell'anno termico 2019/2020, al 100 per cento della capacità grazie al meccanismo di allocazione di capacità tramite aste, introdotto nel 2018. Dall'inizio delle operazioni commerciali, ha ricevuto GNL da 10 diversi Paesi (Algeria, Camerun, Egitto, Guinea Equatoriale, Nigeria, Norvegia, Perù, Qatar, Trinidad & Tobago, Stati Uniti), oltre a carichi provenienti da altri terminali europei (Olanda e Spagna), garantendo una copertura geografica che va dall'Europa alle Americhe, fino all'Africa e al Medio Oriente.

³ 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 naturale che possono verificarsi nel periodo invernale, e garantire la sicurezza del Sistema Gas Italia. In caso di emergenza, tale servizio permette di immettere gas naturale 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.

⁴ Il terminale, che è a circa 22 km *offshore* al largo della costa toscana, fra Livorno e Pisa, è entrato in funzione a fine 2013, dopo un iter autorizzativo di 11 anni, rimanendo poi inutilizzato fino al riconoscimento di infrastruttura strategica.

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 Fonte GIE (Gas Infrastructure Europe) <https://alsi.gie.eu/#/>.

FOCUS

Il terminale può accogliere circa il 90 per cento della flotta mondiale di navi metaniere attualmente in servizio (fino alla classe "New Panamax" con capacità di carico di circa 180 mila metri cubi liquidi) e può ricevere differenti tipologie di gas naturale.

A marzo 2019 ha iniziato l'iter autorizzativo per offrire il servizio *small scale* e le modifiche impiantistiche necessarie dovrebbero essere realizzate entro il 2020. L'avvio delle attività commerciali è previsto per il 2021, con l'obiettivo di offrire a regime, ogni anno, 41 slot di carico¹ per piccole metaniere (bettoline).

In relazione agli assetti azionari di OLT *Offshore* LNG Toscana, si segnala che nei primi mesi di quest'anno Snam ha ottenuto il via libera dall'*Antitrust* europea e le autorizzazioni per la *Golden Power*, perfezionando l'acquisto del 49,07 per cento da Iren e assumendo il controllo del terminale con First State Investments International Ltd² (48,24 per cento), mentre la quota rimanente

¹ Per un totale di 310 mila metri cubi liquidi. Per confronto una nave da crociera impiega 5 mila metri cubi liquidi a rifornimento.

² La First State Investments International Ltd è subentrata alla Uniper Global Commodities a maggio 2019.

del 2,69 per cento resta a Golar Offshore Toscana Ltd.

Infine, per quanto riguarda il terminale di **Panigaglia**, **GNL Italia**, Snam ha previsto investimenti per 50 milioni di euro nel suo Piano industriale 2019-2023 per adeguarlo ai servizi *small scale* e realizzare due impianti di liquefazione da 50 mila tonnellate ciascuno, portando la sua capacità di erogazione a 250 mila tonnellate complessive.

Per sfruttare le infrastrutture esistenti, combinando le attività di rigassificazione con i servizi di *small scale* per l'utilizzo del GNL nel trasporto marittimo, nel sito del terminale, l'unico onshore, entro il 2022 è prevista la realizzazione di un sistema di "*truck loading*", costituito da 4 baie di carico da 70 metri cubi/ora ciascuna.

In tal modo, a differenza degli altri due terminali *offshore*, che sono in adattamento per il carico delle bettoline, questo terminale sarà predisposto anche per il carico delle autocisterne, che alimenteranno la rete di distributori di GNL e risolveranno quindi i problemi logistici, per cui gli approvvigionamenti vengono effettuati all'estero (soprattutto dai terminali di Marsiglia - Fos Cavaou e Fos Tonkin - e Barcellona).

IL PETROLIO IN ITALIA

La produzione nazionale di idrocarburi

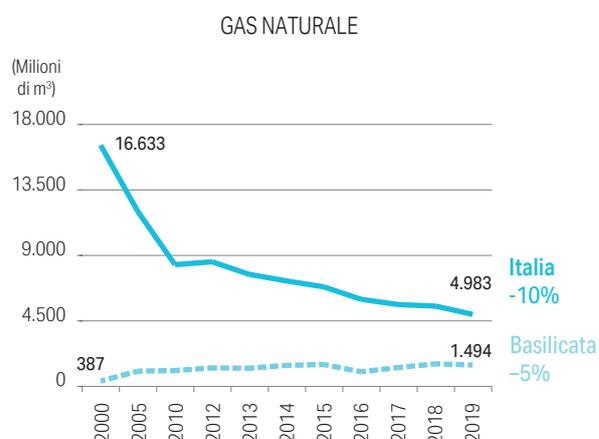
Nel 2019 la **produzione nazionale di idrocarburi**, dopo un biennio di recupero nel 2017 e 2018, è tornata a flettere dell'8,6 per cento, attestandosi sugli 8,3 Mtep rispetto ai 9,1 Mtep dell'anno precedente.

Il calo è stato determinato sia dalla **produzione di greggio**, pari a 4,3 milioni di tonnellate (-8,7 per cento) rispetto ai 4,7 milioni del 2019, che dall'ulteriore contrazione della produzione di **gas naturale**, che si è attestata sotto i 5 miliardi di metri cubi (-10 per cento).

Attualmente, la **produzione nazionale di greggio rappresenta circa il 7 per cento del totale dei consumi**, mentre quella di **gas contribuisce per il 6,7 per cento**. Complessivamente, a fine 2019 sono risultati attivi 721 pozzi eroganti, di cui 450 a terra e 271 in mare.

Nel 2019 dai pozzi *offshore* sono stati estratti oltre 2,9 miliardi di metri cubi di gas naturale, pari al 59 per cento della produzione na-

ITALIA Produzione nazionale di idrocarburi



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

zionale, e 449 mila tonnellate di greggio, pari all'11 per cento circa della produzione italiana.

Il calo del dato nazionale, in particolare della produzione di **greggio**, è stato determinato dalla **Basilicata**, che pur confermandosi la **principale Regione del contesto produttivo italiano**, ha rilevato una consistente riduzione (-10,4 per cento): nel 2019 la sua produzione è scesa a 3,3 milioni di tonnellate, pari al 77 per cento di quella complessiva nazionale. Si è ridotta del 5,0 per cento anche quella di **gas naturale**: sui circa 1,5 miliardi di metri cubi è risultata pari al 30 per cento della produzione italiana.

Complessivamente la produzione nazionale di greggio e di gas naturale ha consentito un **risparmio di oltre 2,7 miliardi di euro** sulla fattura energetica nazionale del 2019, per complessivi **45,3 miliardi negli ultimi 10 anni, in termini reali**.

Da segnalare che, a seguito dell'autorizzazione finale dal Ministero dello Sviluppo Economico dell'11 dicembre 2019, l'**entrata in produzione del sito di Tempa Rossa** è stata condotta con successo e in sicurezza il giorno seguente.

Per la fine di quest'anno la produzione di Tempa Rossa, il cui impianto è costato circa un miliardo e mezzo di euro, è attesa arrivare fino al livello autorizzato di 50 mila barili/giorno ed il prodotto viene già regolarmente trasportato via *pipeline* alla Raffineria di Taranto.

Essa si aggiunge a quella della Val d'Agri (Operatori Eni 60 per cento e Shell 40 per cento): nel Centro Olio di Viggiano (Potenza) secondo gli ultimi dati, vengono prodotti ogni giorno circa 65 mila barili/giorno di petrolio.

Il progetto Tempa Rossa interessa in particolare lo sviluppo di un campo di idrocarburi da parte della *joint-venture* formata da Total (l'operatore, che detiene il 50 per cento), Shell (25 per cento) e Mitsui (25 per cento), entro la concessione denominata "Gorgoglione", situata nella Regione Basilicata. **Tempa Rossa è uno dei più importanti progetti industriali del Paese, nonché uno dei maggiori campi onshore d'Europa**. Il progetto prevede a tendere la realizzazione di 8 pozzi, e il centro oli stesso è uno dei più innovativi e moderni del settore *Oil*.

A maturità, la produzione di Tempa Rossa contribuirà ad aumentare di circa il 40 per cento la produzione nazionale di petrolio, nonché a contribuire allo sviluppo locale e Regionale tramite il versamento di *royalties* e la realizzazione di numerosi progetti di sostegno allo sviluppo, concordati in sede di definizione degli accordi, inoltre, la Basilicata otterrà 40 milioni di metri cubi di gas naturale all'anno per 30 anni.

Questo successo della filiera estrattiva, che è un settore vitale per

l'economia nazionale, resta purtroppo una eccezione in quanto nel Paese sono state intraprese una **serie di iniziative legislative ed amministrative**, sviluppatasi durante il 2019 e nei primi mesi di quest'anno, che vanno ad incidere sulla sua tenuta economica:

- a fine gennaio 2019 con la conversione del cosiddetto “Decreto Semplificazioni” con la Legge n. 12 dell'11 febbraio 2019, sono stati **aumentati di 25 volte i canoni di concessione di superficie** e si è stabilita la **sospensione per 18 mesi delle attività di ricerca di idrocarburi sulla terraferma e nelle acque nazionali entro le 12 miglia**;
- ad ottobre 2019, nel Decreto Legge n. 124/2019 è stata **inserita un'imposta immobiliare analoga all'IMU** sulle piattaforme petrolifere entro 12 miglia dalla costa (IMPi);
- nella Legge di Bilancio 2020 (Legge n. 160/2019), inoltre, vengono introdotte alcune **modifiche all'assetto fiscale** relative alle attività estrattive di idrocarburi previste nel Decreto Legislativo n. 625/96 (articolo 19), che si applicano a partire dal 2021 sulle produzioni del 2020;
- a febbraio 2020, con il “Decreto Milleproroghe” è stata **estesa di ulteriori sei mesi¹ la sospensione delle attività di prospezione e ricerca** in mare².

Oltre alle conseguenze per il settore estrattivo, e contrariamente alle finalità dichiarate, gli **impatti di tali misure si sono rivelati fortemente negativi per l'intero sistema Paese in termini di occupazione, piani di investimento e bilancia commerciale, con danni economici e sociali solo parzialmente quantificabili.**

Il **disimpegno delle compagnie petrolifere nei confronti del mercato italiano si è reso evidente già nel corso del 2019**. Da marzo a dicembre dello scorso anno, successivamente all'approvazione del “Decreto Semplificazioni”, sono stati restituiti allo Stato più di 2.000 km quadrati di aree in concessione (quasi due volte la superficie della città di Roma) e complessivamente una quindicina di Compagnie hanno chiesto di rinunciare in tutto o in parte alla ricerca di Oil & Gas. L'Eni ha rinunciato a un'istanza non ancora approvata per lo sviluppo di un giacimento al largo della Sicilia; altre compagnie abbandonando completamente.

¹ Il termine per l'approvazione del Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PITESAI) e della relativa moratoria delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi è stato esteso da 18 a 24 mesi (fino a febbraio 2021), così come la data dopo la quale, in caso di mancata adozione del PITESAI, i procedimenti e i permessi sospesi saranno sbloccati è passata da 24 a 30 mesi (fino all'agosto 2021).

² Prevista dal “Decreto Semplificazioni” di gennaio 2019 in attesa che il PITESAI stabilisca la mappatura delle zone adatte alle attività di estrazione.

ITALIA La domanda di prodotti petroliferi
 (Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2015	2017 ⁽¹⁾	2018	2019	Variazione % ⁽¹⁾ 2019 vs 2018
GPL	3,9	3,5	3,4	3,3	3,4	3,3	3,3	0,9%
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	—	—	—
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	7,8	7,5	7,3	7,3	0,1%
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	7,8	7,5	7,3	7,3	0,1%
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,9	4,4	4,7	4,9	4,1%
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	23,2	23,8	24,1	23,8	-1,3%
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,2	1,0	1,0	0,9	-7,7%
Gasolio agricolo	2,2	2,2	2,0	1,9	2,1	2,1	2,1	-0,3%
Gasolio altri usi	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	-13,8%
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	26,6	27,2	27,5	27,1	-1,6%
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,6	0,4	0,3	0,2	-38,1%
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	1,3	0,5	0,6	0,6	3,6%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,9	0,9	0,8	0,7	-10,3%
- di cui O.C. Btz fluido	10,7	6,4	1,4	0,7	0,5	0,5	0,5	4,7%
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,5	1,4	1,4	1,6	12,4%
Altri prodotti ⁽²⁾	6,5	4,7	3,6	2,4	2,1	2,2	2,3	5,2%
Petrochimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	3,4	3,4	4,3	3,7	-14,0%
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	2,6	3,1	3,2	3,1	-1,6%
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	53,4	53,4	54,7	54,1	-1,2%
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	6,3	6,0	6,0	5,8	-2,6%
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	57,6%
TOTALE CONSUMI	93,5	86,7	73,7	60,0	59,6	60,9	60,2	-1,2%

⁽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: Ministero dello Sviluppo Economico. Per il 2017 elaborazione UP per benzina e gasolio per assicurare la continuità di un campione omogeneo con quello del 2018 che è stato ampliato da parte del MISE

I consumi di prodotti petroliferi

Nel **2019** i **consumi di prodotti petroliferi** hanno segnato una flessione dell'1,2 per cento, attestandosi a 60,2 milioni di tonnellate, dopo aver toccato il minimo storico nel 2014 (57,6 Mton) e aver oscillato attorno ai 60 milioni di tonnellate fino a sfiorare i 61 milioni nel 2018. Le 715 mila tonnellate in meno rispetto all'anno precedente 2018 sono conseguenti principalmente al **forte calo della carica petrolchimica netta**, dei **gasoli** e dei **bunker**, attenuato dagli **incrementi** di alcuni prodotti, fra cui **carboturbo** e **bitumi**.

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

- i consumi di **benzine** (circa 7,3 milioni di tonnellate) sono rimasti sostanzialmente piatti e con un leggero incremento (+0,1 per cento) hanno interrotto il trend in contrazione iniziato alla fine degli anni '90;
- la domanda complessiva di **gasoli** si è attestata sui 27,1 milioni di tonnellate (-440 mila tonnellate, -1,6 per cento), con cali più o meno ampi per tutti i vari usi;
- la domanda di **gasolio autotrazione** (23,8 milioni di tonnellate) è **scesa dell'1,3 per cento**;
- il consumo di **gasolio riscaldamento** è risultato in flessione del 7,7 per cento; il gasolio utilizzato negli altri usi del -13,8 per cento; mentre il **gasolio per uso agricolo** è risultato quasi stabile (-0,3 per cento).

Andamenti positivi si segnalano per:

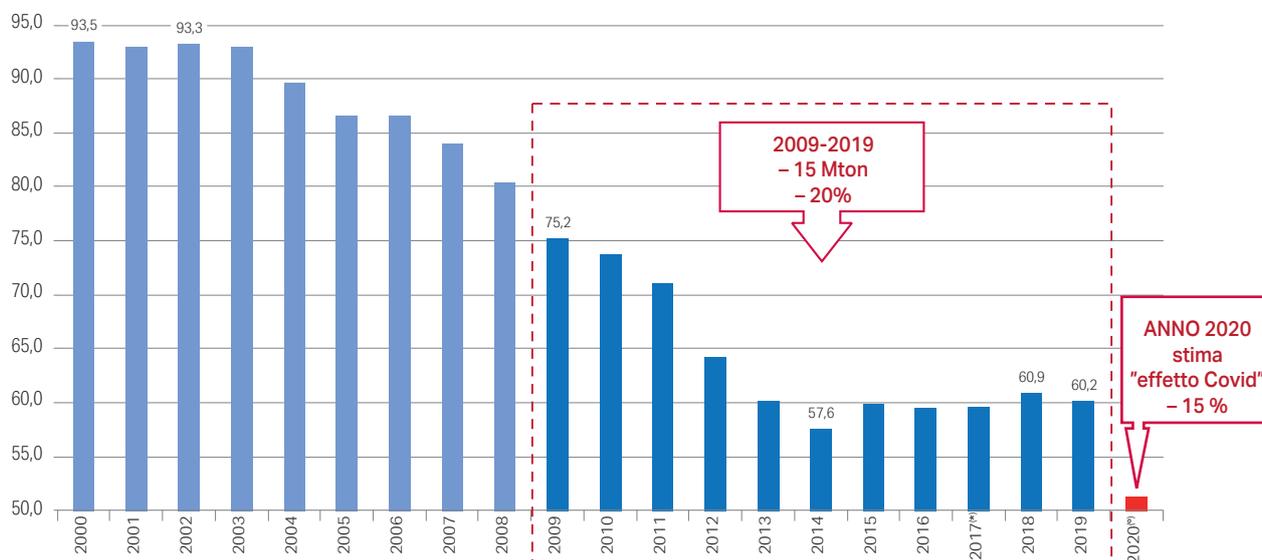
- i **bitumi** (+12,4 per cento), gli **altri prodotti** (+ 5,2 per cento), il **carboturbo** (+194 mila tonnellate +4,1 per cento) e i **lubrificanti** (+2,6 per cento);
- il **GPL**, che nel complesso ha registrato un aumento dello 0,9 per cento, con il settore autotrazione che ha visto una crescita del 2,4 per cento.

Sono risultati invece in diminuzione:

- il **fabbisogno petrolchimico** (-603 mila tonnellate, -14 per cento); la domanda di **olio combustibile** (-10,3); i **consumi e perdite di raffineria** del 2,6 per cento e i **bunkeraggi** (-52 mila tonnellate, -1,6 per cento).

Nei soli **primi sei mesi del 2020**, per effetto delle misure di *lock-down*, complessivamente i prodotti petroliferi hanno subito un **crollo eccezionale di oltre il 20 per cento** rispetto allo stesso periodo del 2019 e pari a circa **6 milioni di tonnellate in meno**. In particolare il gasolio ha perso sui 3 milioni di tonnellate, la benzina e il carboturbo oltre 1 milione di tonnellate ciascuno.

ITALIA Consumi di prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)

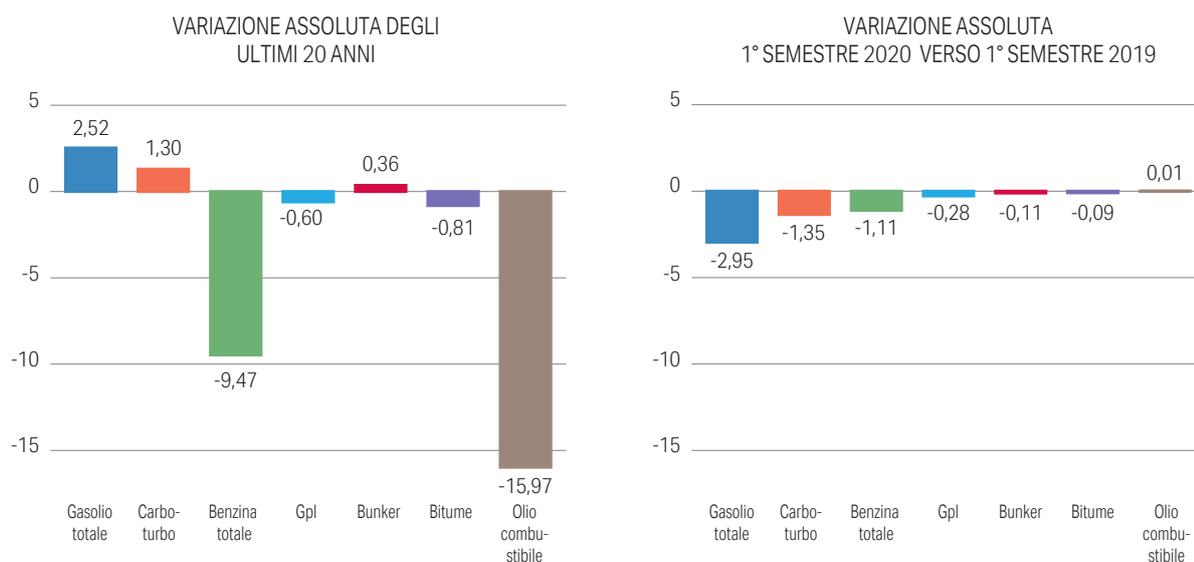


(*) Stime UP a parità di campione con il 2018.

(^o) Stime provvisorie.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Variazione dei consumi di prodotti petroliferi fra il 2000 e il 2019 e nel primo semestre del 2000
(Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

I prezzi dei prodotti petroliferi

Nel 2019 i prezzi dei prodotti petroliferi hanno rilevato sensibili riduzioni, dopo i rialzi dei due anni precedenti, seguendo gli andamenti delle quotazioni del greggio e tornando ai livelli del 2014.

Le **quotazioni internazionali dei prodotti**, espresse in dollari, hanno infatti **rilevato mediamente una flessione**: rispetto ai valori del 2018, le **benzine** hanno subito un calo medio di oltre il 9 per cento (circa 62 dollari a tonnellata), **mentre il gasolio auto** è sceso del 7 per cento (circa 47 dollari a tonnellata). Le quotazioni hanno mantenuto un andamento molto altalenante per tutto l'anno, raggiungendo il picco massimo in primavera.

In linea con il trend 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 2019, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali** rispetto all'anno precedente:

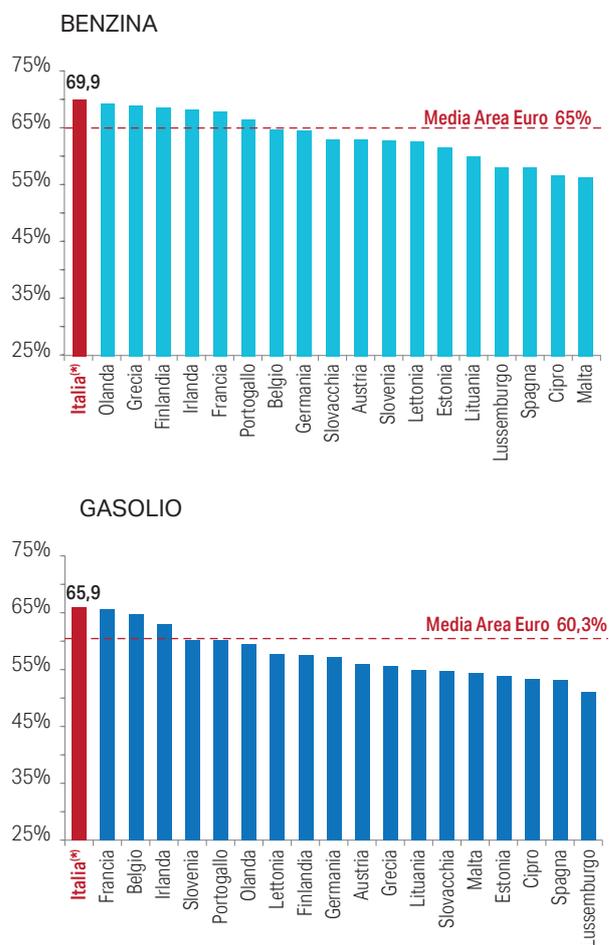
- benzina senza piombo -3,9 per cento**
- gasolio autotrazione -1,5 per cento**
- gasolio riscaldamento +5,5 per cento**
- olio combustibile Btz +9,3 per cento.**

I **prezzi medi al consumo** nel 2019 hanno seguito le dinamiche in flessione delle quotazioni internazionali, portando la **benzina a 1,574 euro/litro** e il **gasolio auto a 1,479 euro/litro**.

Le riduzioni, rispettivamente dell'1,8 per cento per la benzina e dello 0,7 per cento per il gasolio, sono state percentualmente meno significative data la loro consistente

AREA EURO Incidenza fiscale sul prezzo al consumo dei carburanti

(Peso percentuale della componente fiscale sul prezzo di ogni litro a fine luglio 2020)



(*) 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 I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Benzina senza piombo	euro/litro	1,527	1,603	1,574	1,004	1,018	1,012	0,523	0,585	0,562
Gasolio auto	euro/litro	1,383	1,490	1,479	0,867	0,886	0,884	0,516	0,604	0,595
GPL auto	euro/litro	0,633	0,674	0,632	0,261	0,269	0,261	0,372	0,405	0,371
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,182	1,260	1,303	0,616	0,630	0,638	0,566	0,630	0,665
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,420	0,489	0,531	0,070	0,076	0,080	0,350	0,413	0,451

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA L'approvvigionamento petrolifero
(Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	62,5	66,3	62,1	63,1
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	62,5	66,3	62,1	63,1
– 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	6,1	3,7	3,2	2,5
Importazioni di prodotti finiti ⁽¹⁾	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	13,0	16,0	17,0	15,9

⁽¹⁾ 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	2017	2018	2019	1990	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	17,3	27,6	23,5	17,6	35,9	36,6	34,5	33,0	27,7	41,6	37,9	27,8
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	5,4	6,1	7,2	5,0								
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	—	9,3	6,0	—								
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	11,6	8,6	9,2	12,6								
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	18,1	11,9	14,1	17,1	54,1	38,5	34,2	31,3	28,9	18,0	22,8	27,1
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	3,9	5,1	6,3	7,8								
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,3	1,3	1,6	1,4								
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	2,7	1,0	1,3	1,0								
Angola		0,1	0,2	0,6	2,8	0,9	1,0	1,2								
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	1,9	1,7	2,3	3,4								
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	24,6	22,6	20,4	24,1	8,3	19,2	27,4	33,0	39,4	34,0	32,8	38,2
– di cui: Russia	n. d.	13,9	18,4	11,9	8,2	6,5	5,7	9,1								
Azerbaijan	n. d.	1,8	2,9	11,0	11,2	12,4	11,8	10,9								
AMERICA	0,5	0,5	0,1	0,3	1,6	2,8	2,5	2,6	0,7	0,6	0,2	0,4	2,6	4,3	4,0	4,2
EUROPA MARE DEL NORD	0,6	4,3	3,3	1,9	0,9	1,4	1,6	1,7	0,8	5,1	3,7	2,4	1,4	2,1	2,5	2,7
Altre provenienze	0,2	—	0,2	—												
TOTALE	74,7	83,7	89,3	78,6	62,5	66,3	62,1	63,1	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	37,5	35,3	32,3	74,3	65,7	62,8	55,6	43,5	56,5	56,9	51,2

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

componente fiscale: **complessivamente imposte e accise hanno rappresentato il 64,3 per cento del prezzo finale della benzina e il 59,8 per cento del prezzo finale del gasolio.**

Rispetto al valore del 2018, pari a 1,018 euro/litro, la **componente fiscale** sulla benzina è arrivata a 1,012 (-0,6 per cento), mentre quella sul gasolio auto è passata da 0,886 a 0,884 euro/litro (-0,2 per cento), in conseguenza della flessione delle quotazioni dei prezzi industriali, che ha ridotto l'entità dell'IVA.

Le importazioni e le esportazioni

Nel 2019 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a 63,1 milioni di tonnellate, in aumento dell'1,7 per cento rispetto all'anno precedente, e più basse di circa 23 milioni rispetto al picco del 2007. Anche nel 2019 non ci sono state importazioni di petrolio per conto di "committenti esteri".

In riferimento ai Paesi di provenienza, l'**Iraq**, con **12,6 milioni di tonnellate** e una crescita dei volumi del **36,8 per cento**, è **tornato ad essere nel 2019 il primo fornitore di greggio del Paese**. Il resto del "podio" è occupato dall'**Azerbaijan con 10,9 milioni di tonnellate** (-7,2 per cento), seguito dalla Russia (+9,1 milioni di tonnellate, +60,2 per cento), mentre l'Arabia Saudita (5,0 milioni di tonnellate e una variazione del -31,3 per cento), si colloca anche dopo la Libia.

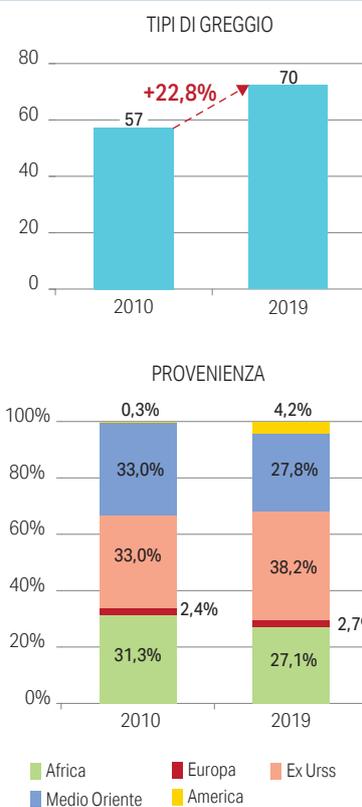
Nel 2019 hanno infatti continuato a crescere i flussi di greggio provenienti dalla **Libia**, arrivati a **7,8 milioni di tonnellate** (+23,6 per cento), neanche un terzo rispetto ai 25,8 milioni di tonnellate del 2007, quando il greggio libico soddisfaceva il 30 per cento delle importazioni italiane.

Per effetto dell'aumento consistente della quota di greggio (+18,5 per cento) l'**area ex-URSS**, diventa la principale area di provenienza, **avendo garantito nel complesso il 38,2 per cento** delle importazioni in Italia, pari a oltre 24 milioni di tonnellate.

Sebbene in calo del 25,3 per cento, il **Medio Oriente** arriva a coprire il 27,8 per cento delle importazioni, rappresentando ora la seconda area delle nostre importazioni.

Infine, rispetto al 2010, quando le provenienze dalle tre aree (Africa, ex URSS e Medio Oriente) erano assolutamente bilanciate (circa 33 per cento ciascuna), si è assistito nel 2019 ad un recupero del **peso dell'Africa**, ora pari a oltre il 27 per cento.

ITALIA Tipi e provenienza dei greggi importati



Fonte: Unione Petrolifera

È diminuito il numero dei Paesi da cui importiamo greggio (24 nel 2019 rispetto ai 25 del 2018) ed i primi tre esportatori verso l'Italia (Azerbaijan, Iraq e Russia) forniscono il 52 per cento circa del greggio importato.

Sono infine risultate in **calo sia le importazioni dei prodotti finiti** (pari a circa 16 milioni di tonnellate, -6,2 per cento), che quelle di **semilavorati esteri** (pari a 2,5 milioni di tonnellate, -19,7 per cento).

In **brusco calo le esportazioni** di greggio, semilavorati e prodotti finiti, pari a quasi 28,1 milioni di tonnellate con una variazione pari al -5,8 per cento rispetto all'anno precedente.

IL DOWNSTREAM ITALIANO

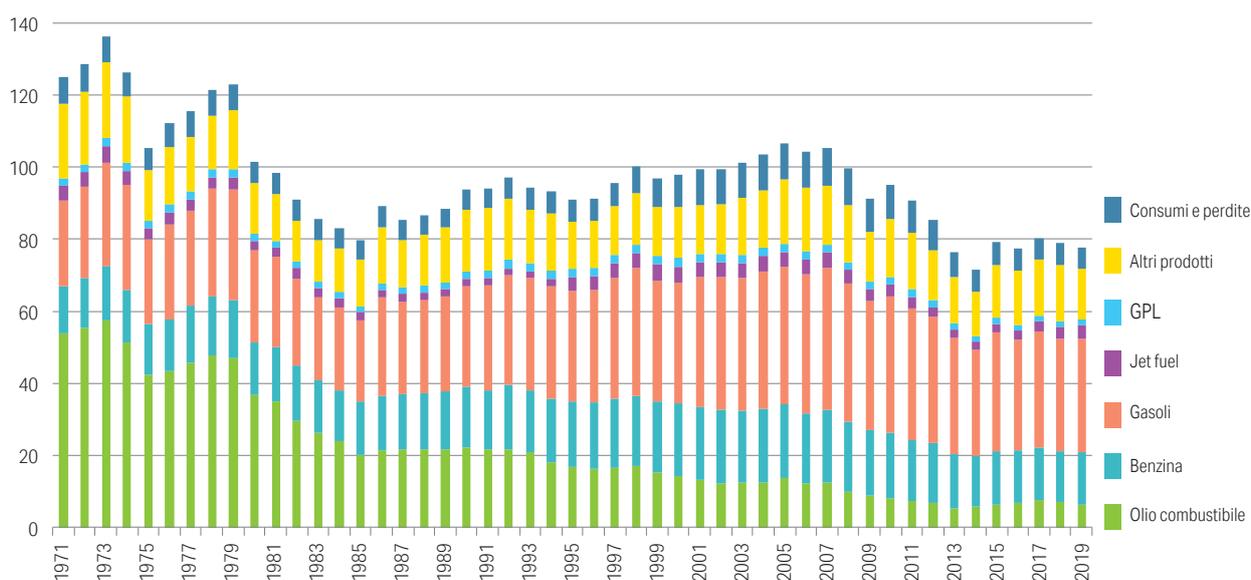
La capacità di raffinazione nel 2019

Anche nel 2019 la capacità di raffinazione italiana è risultata stabile e pari a 87,3 milioni di tonnellate, dopo un periodo di significativa *overcapacity*, con una consistente razionalizzazione e chiusura degli impianti nel decennio scorso¹.

Le lavorazioni complessive sono invece ulteriormente scese a 70,3 milioni di tonnellate (-1,8 per cento) con un conseguente riduzione del **tasso di utilizzo degli impianti ridotti all'81 per cento**, rispetto all'82 per cento del 2018, che sarebbe del 69 per cento, se 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

Il sistema di raffinazione italiano è quindi rimasto in una situazione di *overcapacity*, nonostante la riduzione delle capacità degli impianti.

Le lavorazioni di greggio, che rappresentano il 95 per cento del totale, pari a 66,9 milioni di tonnellate, hanno registrato un calo dello 0,4 per cento, mentre quelle dei semilavorati esteri sono scese del 23,4 per cento.

Sebbene superiori al minimo storico del 2014 (65,6 milioni di tonnellate), le lavorazioni, pari a 70,3 milioni, risultano più basse di circa 31 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, è oggi pari a circa 40,9 milioni di tonnellate, sostanzialmente costante, ma rispetto allo scorso anno più bassa del 17 per cento rispetto al picco del 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione**, il 2019 è risultato meno favorevole rispetto all'anno precedente, sebbene con quotazioni medie del greggio più contenute, sia per la grande volatilità del mercato petrolifero con una limitata disponibilità di greggi pesanti ad altro tenore di zolfo¹, che hanno penalizzato i margini di raffinazione per le raffinerie complesse, sia per il rallentamento della domanda di prodotti raffinati.

¹ Le sanzioni USA ad Iran e Venezuela, principali produttori mondiali di greggi *heavy sour* ed i tagli produttivi messi in alto dall'OPEC Plus ne hanno ridotto lo sconto rispetto al Brent.

ITALIA L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	72,8	73,5	71,6	70,3
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,8	3,4	4,3	4,3
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	61,9	66,3	62,8	62,5
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,1	3,8	4,5	3,4
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	6,3	6,8	7,3	7,3
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	79,1	80,3	78,9	77,6
– 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	87,3
% di utilizzazione ⁽²⁾	94%	100%	85%	83%	84%	82%	81%

⁽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

In Europa rispetto alla media del 2018 per le lavorazioni cracking, i margini per il Brent sono passati da 4,4 a 5,0 dollari al barile (+13 per cento), mentre per le lavorazioni Ural sono scese da 6,4 a 4,7 dollari al barile (-26 per cento).

Gli investimenti complessivi del settore petrolifero effettuati nel 2019 sono stati circa 1 miliardo e 350 milioni di euro, in aumento del 10 per cento rispetto all'anno precedente. Solo nella raffinazione hanno superato un miliardo, 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.

Adeguamenti a normative ambientali sempre più stringenti, riduzione dei consumi per effetto non solo della maggiore efficienza, ma anche di politiche di contrasto all'uso di prodotti petroliferi, la sfida verso i competitors internazionali favoriti da normative ambientali e di sicurezza meno stringenti, nonché l'esigenza di notevoli investimenti per raggiungere il processo di decarbonizzazione al 2050¹, rappresentano un contesto molto sfidante per il sistema di raffinazione nazionale.

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

La "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" (Legge n. 124/2017), nonostante abbia prodotto risultati modesti in merito alla chiusura e all'adeguamento degli impianti incompatibili sotto il profilo della sicurezza della circolazione stradale, ha comunque permesso nel tempo l'implementazione della prima vera **Anagrafe nazionale della rete stradale e autostradale**.

Attraverso il sistema di registrazione obbligatoria al portale del Ministero dello Sviluppo Economico, gestito da Infocamere, è stato infatti possibile registrare a maggio 2020 un totale di 22.655 impianti, di cui 21.171 stradali e 484 autostradali, per complessivi 22.260 punti vendita attivi e 395 in sospensiva².

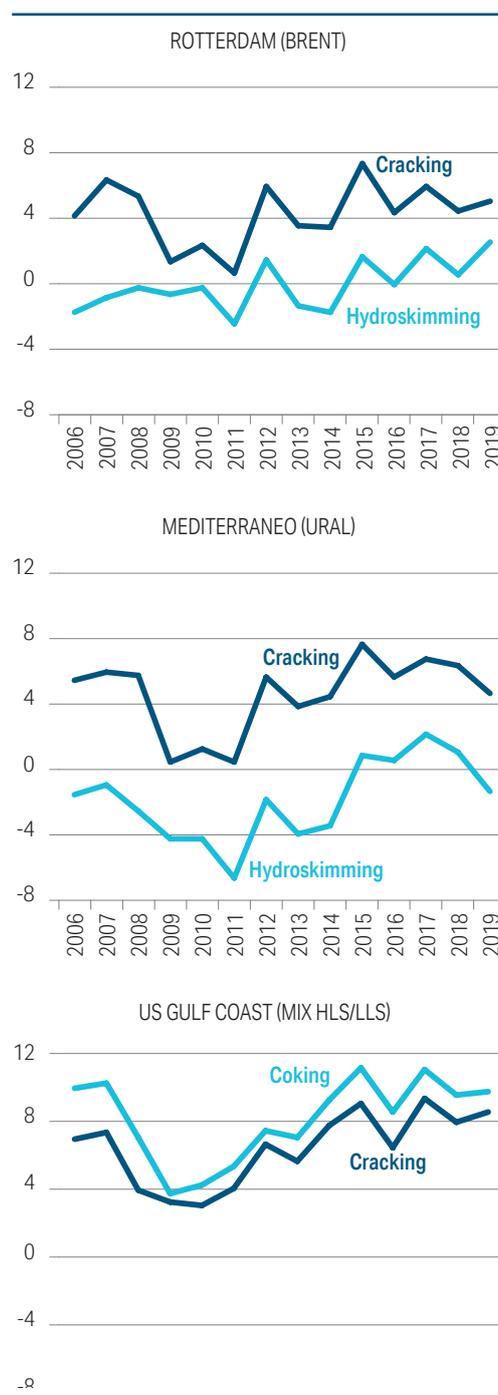
Purtroppo, la norma nazionale consente una fotografia statica della rete, **non essendo previsto l'obbligo di aggiornamento dell'Anagrafe, salvo che per le sole nuove aperture**. A riguardo, il Ministero dello Sviluppo Economico, con una nota del 5 dicembre 2019 ha inaugurato una possibile fase dinamica del portale informatico, consentendo agli operatori su base volontaria di modificare i dati inseriti e di aggiornare il proprio database a seguito dei trasferimenti di titolarità.

¹ Vedi capitolo "Clean Fuels for All": la via europea alla decarbonizzazione a pag. 100.

² A fine 2019 il totale era di 22.460 impianti, di cui 21.976 stradali e 484 autostradali, per complessivi 22.070 punti vendita attivi e 388 in sospensiva.

NORD EUROPA/MEDITERRANEO/AREA DEL GOLFO (USA)

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



ITALIA Numerosità dei punti vendita carburanti. Riconciliazione differenze metodologiche fra le rilevazioni dell'Anagrafe carburanti e dell'Unione Petrolifera

Dati Anagrafe carburanti a maggio 2020	
STRADALI	22.171
AUTOSTRADALI	484
TOTALE RETE ANAGRAFE	22.655
In sospenso ⁽¹⁾	395
Totale attivi	22.260
Monoprodotto Gpl metano ⁽¹⁾	410
TOTALE RETE STIMA UP⁽¹⁾	21.850

⁽¹⁾ Stime provvisorie Unione Petrolifera.

Nota metodologica di spiegazioni delle differenze: I dati rilevati dall'Anagrafe comprendono anche i punti vendita in sospensiva e gli impianti monoprodotto Gpl e/o metano. Nelle proprie stime sul totale della rete carburanti UP invece non contempla né i monoprodotto né gli impianti in sospensiva (non eroganti).

Un'Anagrafe nazionale dei carburanti costantemente aggiornata rappresenterebbe per le Amministrazioni competenti uno strumento necessario di conoscenza del settore e della sua evoluzione.

Sulla necessità di rendere obbligatori tutti gli aggiornamenti si è comunque espresso il Parlamento, con la **Risoluzione “Iniziativa urgente in favore del settore della distribuzione dei carburanti”¹**, approvata il 4 dicembre 2019, che ha impegnato il Governo, nell’ambito di un progetto normativo complessivo di razionalizzazione e ammodernamento della rete.

Sulla base della “Risoluzione De Toma” il Governo è chiamato a intervenire su una serie di temi quali:

- razionalizzazione e ammodernamento della rete stradale e autostradale;
- corretta attuazione e monitoraggio della “Legge Concorrenza” e introduzione della obbligatorietà della fase dinamica dell'Anagrafe nazionale sui carburanti;
- lotta all’illegalità, sotto varie forme;

¹ La cosiddetta “Risoluzione De Toma” dal nome del suo proponente.

ITALIA Impianti di carburante iscritti all'Anagrafe suddivisi per Regione e Province con il maggior numero di impianti (maggio 2020)

Impianti per Regione ⁽¹⁾	Stradali	Autostradali	Province per numerosità di impianti	Stradali	Autostradali
Valle D'Aosta	70	5	Roma	1.365	32
Piemonte	1.711	65	Napoli	820	16
Liguria	488	34	Milano	710	24
Lombardia	2.891	54	Torino	708	25
Trentino	358	25	Brescia	503	10
Friuli V. Giulia	489	12	Palermo	418	3
Veneto	1.867	34	Bari	408	6
Emilia Romagna	1.777	40	Catania	395	7
Toscana	1.520	31	Lecce	383	—
Umbria	438	4	Verona	362	9
Marche	760	13	Salerno	355	11
Lazio	2.176	40	Caserta	353	5
Molise	156	3	Padova	342	4
Abruzzo	609	19	Bologna	339	11
Campania	1.909	38	Treviso	337	5
Puglia	1.422	19	Perugia	328	—
Basilicata	249	4	Bergamo	320	4
Calabria	793	21	Cuneo	319	8
Sicilia	1.853	23	Vicenza	317	3
Sardegna	635	—	Firenze	293	10
TOTALE CAMPIONE	22.171	484			

⁽¹⁾ Comprensivi di impianti in sospensiva e di impianti monoprodotto Gpl /metano. Negli impianti autostradali sono ricompresi anche gli impianti sulle tangenziali.

Fonte: Anagrafe degli impianti di distribuzione carburanti

- previsione di livelli di tutela e protezione delle condizioni lavorative e dell'esercizio dell'impresa degli operatori del settore della distribuzione dei carburanti;
- introduzione di strumenti agevolativi per favorire la mobilità elettrica in autostrada;
- potenziamento dell'Osservaprezzi;
- estensione al settore dei carburanti della disciplina delle vendite sottocosto.

Il Governo è stato altresì impegnato anche nei lavori del **Tavolo Automotive** avviato dal Ministro dello Sviluppo Economico a ottobre del 2019, per individuare, attraverso il confronto con gli operatori, gli strumenti più funzionali a sostenere il processo di transizione del settore automotive, ritenuto strategico per l'Italia.

Il MISE ha costituito tre **Tavoli tecnici**, così articolati:

- sostegno alla **domanda di mezzi di trasporto** orientati sui nuovi standard tecnologici energetici e di mobilità sostenibile;
- sostegno all'**offerta di mobilità e alla transizione tecnologica della filiera**;
- supporto per lo **sviluppo delle reti infrastrutturali**.

EUROPA La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2019

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service ⁽¹⁾	Erogato medio complessivo ⁽²⁾
Austria	2.699	100	2.557
Belgio	3.096	n. d.	2.332
Danimarca	2.034	100	1.873
Francia	11.068	>99	3.894
Finlandia	1.848	100	2.054
Germania	14.459	>99	3.486
Grecia	6.100	8	795
Irlanda	1.787	100	1.624
Italia	21.700	85	1.320
Olanda	4.142	100	2.095
Polonia	7.765	100	2.925
Portogallo	3.113	89	1.767
Regno Unito	8.400	98	4.000
Repubblica Ceca	3.991	>90	1.658
Spagna	11.609	71	2.463
Svezia	2.585	100	2.066
Svizzera	3.367	98	1.391
Ungheria	2.070	87	2.406

⁽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: Stime UP su indicazioni Associazioni Petrolifere nazionali e altre fonti

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	1	1	1	2	1	1	10
Friuli Venezia Giulia	-	1	3	-	-	-	-	4
Emilia Romagna	-	-	7	17	1	-	-	25
Toscana	-	2	8	-	-	-	-	10
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	-	-	7	-	-	-	9
Calabria	-	-	1	-	-	-	-	1
Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	0
Sardegna	1	1	3	-	-	-	-	5
Totale	26	25	43	38	11	8	11	162

⁽¹⁾ GDO - Grande Distribuzione Organizzata.

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

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate a fine 2019

ITALIA L'evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione
 (Numero di impianti in esercizio a fine anno)

	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	di cui Autostrade
Piemonte	24	33	54	59	72	75	76	83	3
Valle d'Aosta	-	-	-	1	1	1	1	1	-
Liguria	7	7	7	7	7	8	10	10	-
Lombardia	47	60	79	121	138	153	167	193	11
Trentino - Alto Adige	7	10	10	14	15	17	19	21	1
Friuli Venezia Giulia	4	3	3	3	3	4	7	9	-
Veneto	77	83	103	120	129	137	152	163	4
Emilia - Romagna	90	105	120	148	174	190	201	223	10
Marche	57	68	72	77	83	91	103	114	2
Toscana	59	62	69	82	95	104	118	137	3
Umbria	19	21	24	25	31	33	36	44	-
Lazio	24	28	37	44	48	52	59	67	7
Abruzzo	15	15	17	20	21	23	27	32	-
Molise	3	3	3	3	3	4	4	5	-
Puglia	29	35	39	49	60	62	73	84	1
Campania	34	42	44	52	62	70	84	103	3
Basilicata	4	4	6	7	7	8	9	9	-
Calabria	4	4	6	7	8	9	11	13	-
Sardegna	Non è servita dalla rete del metano								
Sicilia	11	14	18	21	26	28	37	49	2
ITALIA	515	597	711	860	983	1.069	1.194	1.360	47

Fonte: Federmetano

Nei primi mesi del 2020 si sono tenute le riunioni di avvio dei tavoli dedicati alla domanda e alle infrastrutture. Unione Petrolifera ha fornito il proprio contributo ai lavori di entrambi i Tavoli. I lavori presso il MISE si sono interrotti a causa dell'emergenza sanitaria e dovrebbero riprendere non appena la situazione si sarà normalizzata.

L'obiettivo dell'iniziativa del MISE è quello di "dare impulso a una nuova politica industriale che punti a valorizzare sia il *know how* aziendale e le competenze dei lavoratori sia la mobilità sostenibile". Un obiettivo ambizioso che potrà essere raggiunto solo sostenendo per le diverse opzioni il **principio della neutralità tecnologica ed evitando preclusioni ideologiche**.

Risulta infatti di particolare importanza di **potenziamento della ricerca verso tutte le tecnologie** in grado di contribuire ad una mobilità sempre più sostenibile e di favorire lo **svecchiamento del parco auto** con la sostituzione dei veicoli più inquinanti con veicoli Euro 6, in tutte le loro alimentazioni, quale soluzione fruibile per tutti i cittadini e in grado di rispondere pienamente ai problemi della qualità dell'aria nei centri urbani e di minimizzare le emissioni climalteranti.

Sono in corso da tempo importanti investimenti, soprattutto per l'attuazione della Direttiva Dafi, recepita da quasi tutte le Regioni italiane e prossima alla seconda fase operativa: quella dell'installazione del gas naturale e delle colonnine di ricarica elettrica presso gli impianti che nel 2017 hanno erogato più di 5 milioni di litri di benzine e gasoli, come previsto dall'art. 18 del Decreto Legislativo n. 257/2016.

In tale ambito è importante l'effettiva liberalizzazione del **self service metano**, attesa a breve, con l'attivazione del portale ministeriale, a cura di SNAM, per le istruzioni all'utente necessarie per il rifornimento del veicolo con GNC senza la presenza dell'operatore sull'impianto.

Resta da verificare la bontà del sistema scelto dall'Italia (con il Decreto del Ministero dell'Interno del 12 marzo 2019), essendo possibili alcune criticità applicative in un quadro difforme dal resto d'Europa, dove il self-service per il metano è equiparabile a quello per benzina e gasolio.

ITALIA Attuazione Direttiva DAFI*

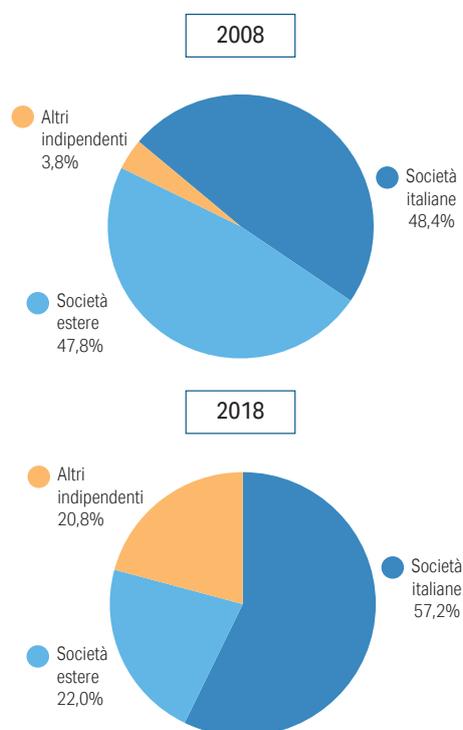
Recepimento Regioni dell'art. 18 del Decreto Legislativo n. 257/2016
(e delle Linee guida del 6 aprile 2017)



* Situazione aggiornata a giugno 2020.

Fonte: Unione Petrolifera

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



Quanto ai **provvedimenti per fronteggiare l'emergenza COVID-19** relativamente alla distribuzione carburanti, va rilevata la richiesta del settore al Governo di interventi finalizzati a superare le enormi criticità che hanno interessato gli operatori, con particolare riguardo alla rete autostradale, a causa del drastico calo dei consumi e degli elevati costi fissi di gestione.

A tale proposito, le Associazioni dei gestori hanno annunciato una serie di iniziative di protesta, tra cui un fermo della rete a metà maggio, programmato inizialmente dal 13 al 15 maggio e interrotto dopo il primo giorno.

Quanto alla rete autostradale, a fronte delle proteste del settore alcune Concessionarie si sono mosse rivedendo le condizioni di affidamento con i propri affidatari, mentre il Governo, dopo lunga attesa, si è limitato a introdurre, con la Legge "Rilancio", contributi a favore dei gestori degli impianti autostradali per un totale di 4 milioni di euro.

La logistica petrolifera

Il settore della logistica svolge un ruolo fondamentale, per garantire l'approvvigionamento capillare sul territorio di tutti i prodotti. L'azione dell'Unione Petrolifera nel 2019 è stata quindi diretta a migliorare la competitività del settore e possibilmente favorirne l'ulteriore sviluppo.

A livello europeo Unione Petrolifera ha contribuito al rinnovo e potenziamento dell'Associazione FETSA¹, a partire dalla nomina del nuovo

Segretario Generale Ravi Bhatiani. L'obiettivo comune è la **difesa dei combustibili liquidi con tutte le loro possibili evoluzioni tecnologiche**. Nel corso del 2019 sono stati quindi discussi gli obiettivi di decarbonizzazione a medio e lungo termine dell'Unione europea, che pongono nuove ed impegnative sfide alle aziende della logistica dei carburanti liquidi e rafforzato il confronto con le Istituzioni comunitarie (Commissione, Parlamento e Consiglio), nonché nazionali ed internazionali.

Va inoltre rilevato come la limitazione degli spostamenti durante l'emergenza sanitaria abbia generato una drastica riduzione dei consumi di prodotti petroliferi, determinando **gravi difficoltà alla gestione operativa dei depositi petroliferi**, con particolare riferimento alla scadenza del 1° maggio fissata a livello comunitario per la

¹ FETSA - Federation of European Tank Storage Associations.

ITALIA Il contributo dei maggiori operatori petroliferi nel 2018

	% 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.	27,1	4.223
Esso	12,3	2.323
KPI ⁽¹⁾	8,3	2.738
Tamoil	5,5	1.309
Saras	3,1	—
IES	2,3	—
Altri operatori associati UP ⁽²⁾	10,9	26
Totale contributo degli associati UP	69,5	10.619
Altri operatori	30,5	11.081
Totale mercato	100,0	21.700

⁽¹⁾ Dato riferito alle sole Società del Gruppo associate ad UP.

⁽²⁾ Relativo alle Società associate ad UP al 1° gennaio 2020.

Fonte: Elaborazioni Unione Petrolifera su dati MiSE

commercializzazione sulla rete carburanti **della benzina** con tensione di vapore corrispondente alla **qualità estiva**.

Tale situazione, essendosi manifestata in modo analogo anche nel resto d'Europa, ha spinto la Commissione europea ad intervenire per garantire la **continuità nell'approvvigionamento** della **benzina, servizio essenziale nell'ambito dell'emergenza sanitaria**, concedendo agli Stati membri flessibilità in merito all'applicazione della Direttiva 98/70 per quanto attiene la tensione di vapore massima della benzina estiva¹.

Conseguentemente, il Ministero dell'Ambiente italiano ha emanato la Circolare n. 0030203 del 29 aprile 2020, ove si afferma che *"il principio di proporzionalità che governa le procedure di controllo/sanzione conduce a consentire la commercializzazione, dopo il 1° maggio, dei quantitativi di benzina con tensione di vapore superiore a 60 kPa in giacenza a tale data"*. A tale Circolare le Aziende associate ad Unione Petrolifera si sono conformate completando lo smaltimento delle scorte di benzina intermedia entro il 30 giugno 2020, assicurando una qualità estiva della benzina a partire dal mese di luglio.

Infrastrutture e logistica portuale

Per quanto riguarda i **porti** e la **logistica portuale**, su cui da più parti è auspicata una strategia di rilancio per poter competere a livello internazionale, l'Unione europea ha avviato un procedimento a carico dell'Italia per la sospetta violazione della normativa comunitaria in materia di Aiuti di Stato, in merito all'**esenzione delle Autorità di sistema portuale (ADSP) italiane dall'imposta sul reddito delle società**.

Sul tema, si scontrano due visioni diverse della realtà portuale italiana. Da un lato, secondo l'Unione europea i porti italiani svolgono attività di natura economica e, pertanto, il reddito derivante dalle relative attività economiche dovrebbe essere assoggettato all'imposta sul reddito delle società.

Secondo lo Stato italiano, invece, non esistono nel nostro Paese porti privati, in quanto le ADSP fanno capo alla Pubblica Amministrazione e, pertanto, le stesse rientrano nel campo di applicazione dell'art. 74 del TUIR² (Enti pubblici non soggetti all'imposta). Inoltre, le ADSP non esercitano attività commerciali, ma svolgono unicamente funzioni ufficiali di regolamentazione e controllo sulle attività svolte da imprese private che operano nei porti.

¹ Comunicazione n. 2020/C127/02 DG CLIMA della Commissione europea.

² TUIR - Testo Unico delle Imposte sui Redditi.

PDC-OIL Capacità di stoccaggio degli oli minerali. Rilevazione annuale GME 2018



Macro-area (metri cubi)	Capacità autorizzata	Capacità in esercizio	Capacità tecnico utilizzabile
Area A	4.986.025	3.213.960	2.624.160
Area B	1.376.310	1.213.605	1.051.568
Area C	4.832.162	3.442.347	2.798.687
Area D	241.534	236.677	210.027
Area E	276.757	211.500	177.754
Totale	11.712.788	8.318.089	6.862.196

Fonte: GME

L'esito del contenzioso comunitario avrà un impatto rilevante sui porti e l'auspicio è che non incida sugli operatori portuali, già interessati da oneri importanti e colpiti, sebbene ancora non sia chiaro con quali termini e modalità, da una maggiorazione di 3,5 punti percentuali dell'IRES sul reddito derivante dalle attività svolte sulla base delle autorizzazioni e concessioni portuali rilasciate ai sensi degli articoli 16 e 18 della Legge n. 84/94.

La Legge di Bilancio 2020 prevede infatti "al fine di realizzare interventi volti al miglioramento della rete infrastrutturale e dei trasporti" una maggiorazione dell'IRES per i periodi d'imposta 2019, 2020 e 2021, per una serie di attività quali le concessionarie autostradali, le gestioni aeroportuali e ferroviarie.

Al fine di fronteggiare l'emergenza COVID-19 che, in ambito portuale, ha determinato gravi ripercussioni in termini di riduzione del traffico marittimo, con la Legge "Cura Italia" sono state introdotte alcune disposizioni di sostegno come la **non applicazione della tassa di ancoraggio** per le operazioni effettuate dal 17 marzo al 30 aprile 2020; la **sospensione dei canoni portuali** di cui agli artt. 16, 17 e 18 della Legge n. 84/94 nel periodo fino al 31 luglio 2020 e il **differimento dei pagamenti dei diritti doganali**.

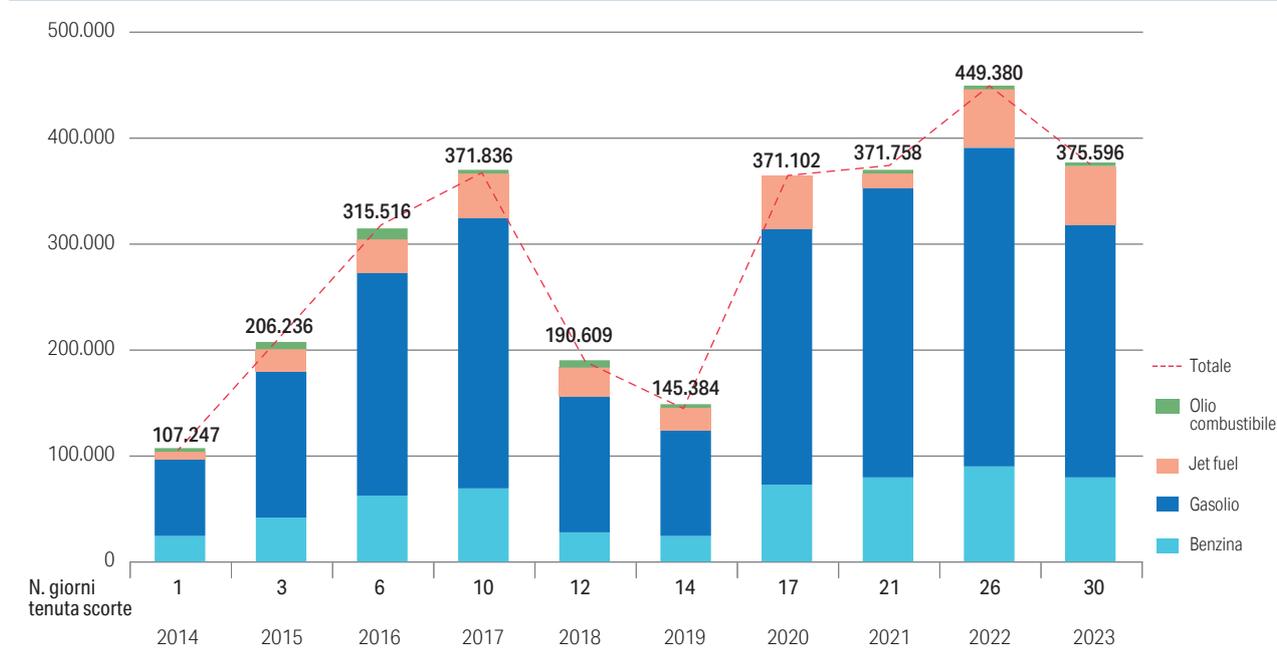
In materia di autotrasporto, durante l'emergenza COVID-19 l'Unione europea ha garantito la libera circolazione delle merci all'interno del territorio comunitario, prevedendo delle *Green lanes* al fine di contrastare eventuali misure restrittive da parte degli Stati membri e di superare possibili problematiche operative (rallentamenti per i controlli) nel trasporto dei prodotti. L'Italia è stata allineata alle prescrizioni europee.

La piattaforma PDC-Oil

Il Gestore dei Mercati Elettrici (GME), responsabile dell'attività di rilevazione annuale delle capacità di stoccaggio esistenti e delle loro infrastrutture di ricezione e di spedizione, effettuata tramite la Piattaforma "PDC-Oil", oltre che rilevazione della **capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali**, ai sensi dell'art. 21 del Decreto Legislativo n. 249/2012, ha pubblicato i dati oggetto di rilevazione, aggregati per macro aree.

Inoltre, con il Decreto Direttoriale della Direzione Generale per l'ap-

ITALIA Ipotesi di Piano Industriale OCSIT*
(Tonnellate)



*Stima a maggio 2020 su media consumi 2014/2020.

Fonte: Acquirente Unico, OCSIT

provvigione, l'efficienza e la competitività energetica del 2 aprile 2020, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato le regole di funzionamento del **Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (CIC)**, gestito sempre dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

La nuova piattaforma di scambio dei CIC era stata anticipata in un incontro tra MISE, GSE e i Soggetti Obbligati ed affianca il Portale Bio-car del GSE, che comunque continua ad operare regolarmente. Non ci sono particolari disposizioni nei confronti dei Soggetti Obbligati su quale piattaforma utilizzare per la compravendita dei CIC.

Scorte d'obbligo: evoluzione normativa e attuazione

A seguito della revisione, a livello comunitario, della **disciplina delle scorte d'obbligo (Direttiva di esecuzione (UE) n. 1581 del 19 ottobre 2018)**, recepita dall'Italia con il Decreto Ministeriale del 4 luglio 2019, a partire **dal 2020 l'anno scorte decorre non più dal 1° aprile ma dal 1° luglio**.

Nel 2020 le scorte Paese sono state pari a 10.849.000 tep rispetto ai 10.311.000 del 2019, parallelamente 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 17 giorni nel 2020. Le scorte detenute da OCSIT sono quindi salite da 1.603.933 tep nel 2019 a 2.049.256 nel 2020.

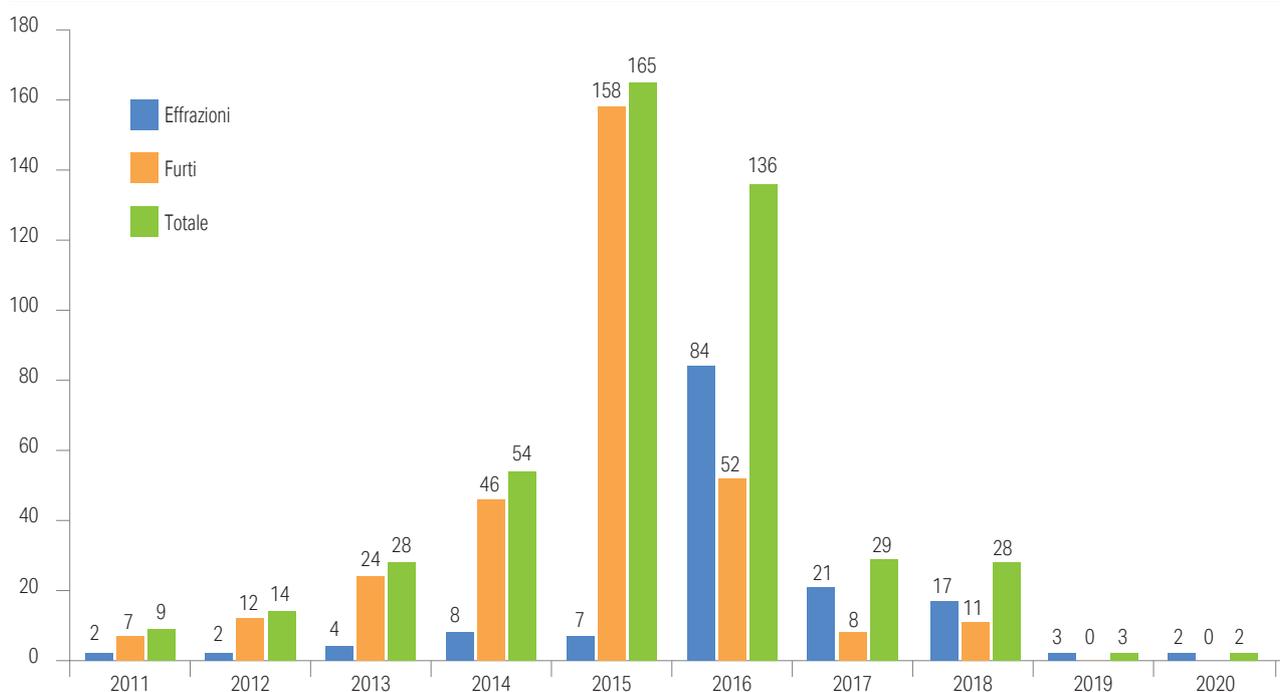
La sicurezza fisica (*security*) delle strutture petrolifere

Il **fenomeno degli attacchi agli oleodotti** al fine di sottrarre prodotti finiti ha subito un crollo nel corso del 2019. Nello scorso anno infatti non si sono registrati attacchi andati a buon fine, ma solo tre tentati furti. Un decisivo cambio di passo rispetto al picco del 2015 (165 attacchi).

Lo stesso andamento si è mantenuto anche nei primi mesi del 2020 ed il fenomeno è costantemente monitorato grazie al portale interno di cui si è dotata UP, riservato alle Associate proprietarie di oleodotti (SAO - Segnalazione attacchi oleodotti), che offre un servizio di *alert* georeferenziato in caso di nuovo attacco.

Il risultato positivo è stato raggiunto grazie all'azione svolta sui territori a livello locale dalle Forze di Polizia, in sinergia con le Aziende proprietarie degli oleodotti, coordinate e supportate a livello centrale dalla Direzione Centrale di Polizia Criminale - Servizio di Analisi crimi-

ITALIA Effrazioni agli oleodotti delle Associate UP



Fonte: Dati in tempo reale da portale UP SAO - Segnalazione Attacchi Oleodotti

nale (DCPC-SAC) del Ministero dell'Interno, con la base informativa di Unione Petrolifera. Sinergia che ha portato ad una puntuale analisi delle attività delittuose ai fini della pianificazione di mirate strategie anticrimine.

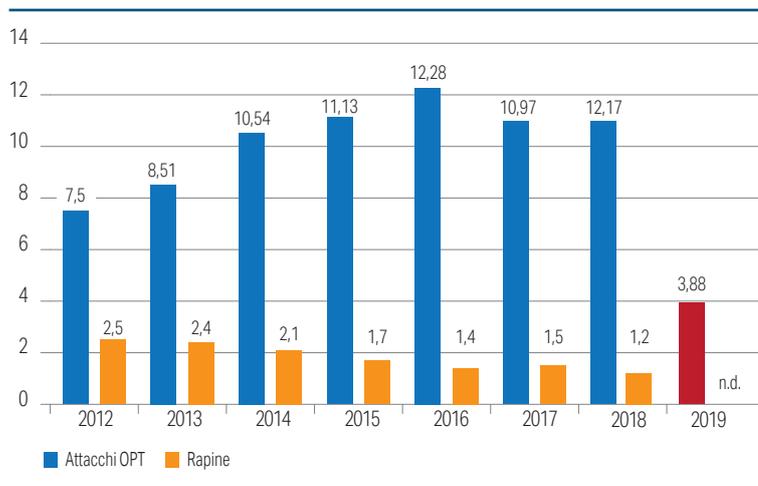
Nell'ottica del partenariato pubblico privato sono stati inoltre tenuti **due corsi di aggiornamento per le Forze di Polizia**, uno a Pavia, il 4 giugno 2019, sugli attacchi agli oleodotti, e uno a Trento, a dicembre dello stesso anno, **sui fenomeni di illegalità che affliggono il settore petrolifero (attacchi fisici alle strutture petrolifere e contrabbando)**. La condivisione delle modalità di sviluppo delle pratiche illegali e delle azioni di prevenzione e di contrasto ha prodotto efficaci risultati a conferma della validità ed efficacia del modello "sicurezza partecipata".

Anche per quanto riguarda la **rete di distribuzione carburanti**, dopo un'azione di coordinamento con le Forze di Polizia, nel 2019 si è assistito ad una inversione di tendenza per quanto riguarda gli attacchi ai terminali self-service (OTP)¹.

La recrudescenza registrata nel 2018 ha portato, a maggio 2019, alla presentazione da parte di Unione Petrolifera del **progetto "Punti vendita sicuri"**, dedicato a ridurre il numero di attacchi sulla rete carburanti in maniera mirata. Con questo progetto, UP ha inteso sensibilizzare le Istituzioni e l'opinione pubblica sul fenomeno degli attacchi ai punti vendita, con le sue implicazioni legate alla criminalità organizzata e al suo spostamento sul territorio per il finanziamento di altre attività illegali. Prendendo spunto dalle informazioni contenute nel progetto, la Direzione Centrale di Polizia Criminale del Ministero dell'Interno ha sensibilizzato, con Circolare del 3 luglio 2019, le Prefetture e le Forze di Polizia sul territorio sui fenomeni predatori (rapine e furti) ai danni della rete carburanti. Unione Petrolifera è stata invitata da alcune Prefetture a partecipare al Comitato provinciale di ordine e sicurezza pubblica dedicato ai reati predatori ai danni della rete carburanti.

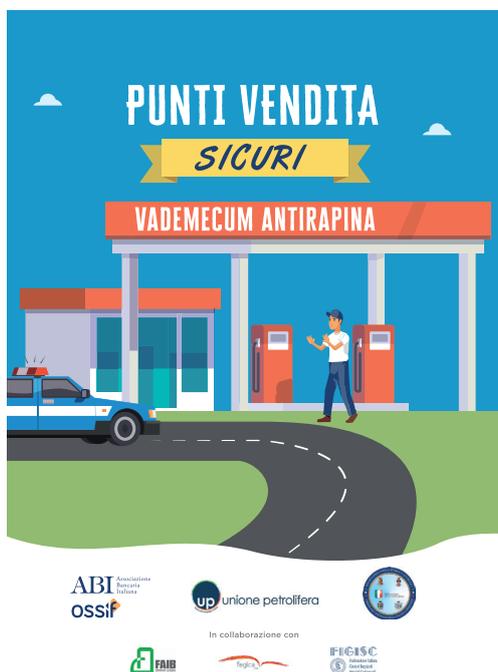
Il forte decremento degli attacchi (Indice di rischio passato a 4 nel 2019 rispetto a 12 nel 2018) è quindi imputabile in larga parte all'azione mirata sul territorio, nonché alle azioni di prevenzione (rinforzo strutture impianti, macchiatori di banconote, fumogeni, potenziamento sistema allarmi in impianti

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

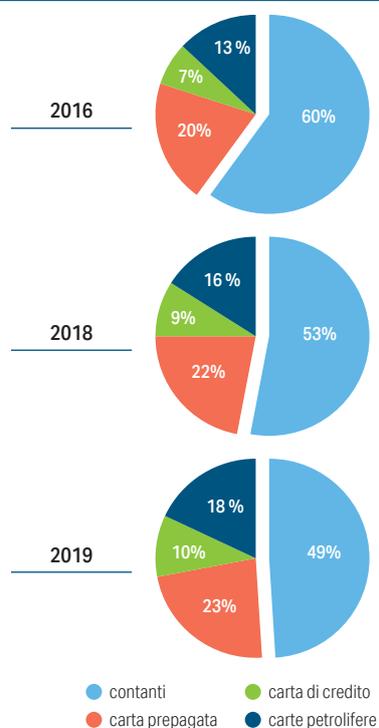


Fonte: UP su dati Associate

¹ OPT - Outdoor Payment Terminal.



ITALIA Peso percentuale dei pagamenti digitali sulla rete carburanti



Fonte: UP su dati Associate

automatizzati, ecc.) adottate dalle Aziende proprietarie degli impianti, grazie a valutazioni di rischio su base locale.

Un'ulteriore causa di riduzione degli attacchi è sicuramente la minore disponibilità di contanti sull'impianto per le azioni coordinate di sensibilizzazione del gestore alla corretta gestione del contante e per l'aumento delle percentuali di pagamento cashless, anche in attuazione del progetto "Zero contanti", lanciato nel 2017.

Sul versante formativo è in via di finalizzazione un **vademecum antirapina dedicato ai gestori**, predisposto con OSSIF/ABI¹ e Ministero dell'Interno (DCPC-SAC) in collaborazione con le Associazioni dei gestori, che contiene indicazioni sui comportamenti più corretti da adottare durante e dopo la rapina. Infatti, la gestione del "comportamento" è indispensabile per contribuire efficacemente alla sicurezza, a conferma che la componente umana risulta determinante nel limitare i danni dell'evento criminoso.

Il progetto "Zero contanti"

A quasi tre anni dal lancio da parte di Unione Petrolifera del progetto "Zero contanti", per la **promozione della moneta elettronica sulla rete carburanti**, l'utilizzo di sistemi di pagamento diversi dal contante è in continua crescita e nel primo semestre 2020 ha superato il 50 per cento del venduto totale sulla rete.

Il Progetto, rilanciato nel "Rapporto 2020. Verso la Cashless Revolution: i progressi dell'Italia e cosa resta da fare per l'Italia" presentato dalla Community Cashless Society, attivata da The European House – Ambrosetti nel 2015 per la diffusione dei pagamenti elettronici, quantifica i benefici dovuti all'introduzione della fatturazione elettronica nella distribuzione del carburanti e dei pagamenti cashless, in attuazione del progetto UP "Zero contanti per la rete carburanti". Benefici non solo in termini di minori costi di gestione del contante, ma anche per il sistema-Paese nel suo complesso (in termini di recupero IVA), grazie all'obbligo di fatturazione elettronica.

La Community ha quantificato **la riduzione dei costi di gestione del contante sulla rete tra 20 e 30 milioni di euro**, mentre la **riduzione dei danni alle strutture dei gestori** legati alla minor quantità di contanti gestiti dai terminali automatici è stimata in circa **1 milione di euro**. La fatturazione elettronica ha consentito, già nel suo primo anno di entrata in vigore, di recuperare circa 350 milioni di euro di IVA, pari al 70 per cento del *tax gap* totale teoricamente recuperabile sulla rete di distribuzione.

¹ ABI – Associazione Bancaria Italiana.

FOCUS

IL RAPPORTO OSSIF 2019

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 Intersettoriale sulla Criminalità Predatoria che ha l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dei fenomeni criminali e condividere con i settori di attività economica più esposti informazioni, strategie e *best practices* per la prevenzione.

Ad esso partecipano oltre ad alcune Aziende anche le Associazioni di categoria più sensibili al tema tra cui: Assovalori, 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 di Polizia all'Autorità giudiziaria, nel nostro Paese continua, per il 2018 continua il calo delle rapine (-6,9 per cento) e dei furti con un decremento del 5,8 per cento rispetto al 2017.

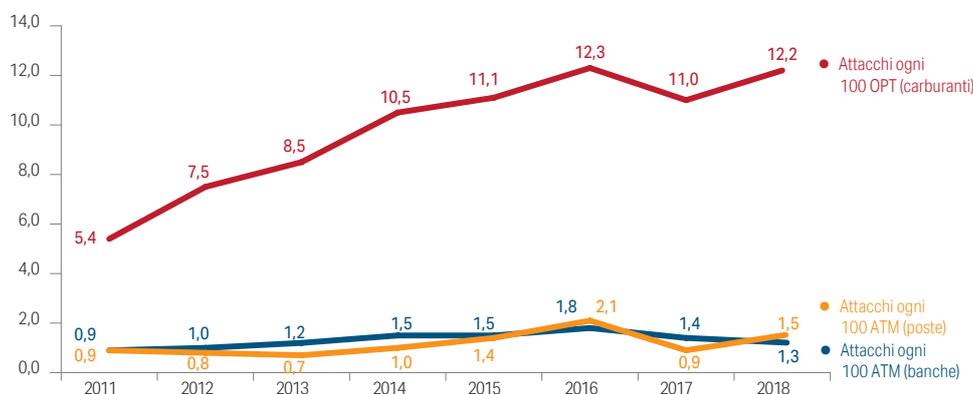
- ✓ Il numero di rapine denunciate è stato pari a 28.441. Prevalgono, come di consueto, le rapine in pubblica via (56,4 per cento del totale), seguite dalle rapine negli esercizi commerciali (14,8 per cento) e dalle rapine in abitazione (7,4 per cento).
- ✓ Il numero di furti denunciati è stato pari a 1.192.592. Prevalgono i furti in abitazione (16 per cento), i furti su auto in sosta (12,8 per cento) e i furti con destrezza (12,8 per cento).

Con riferimento ai dati del confronto intersettoriale per le rapine, il calo è stato registrato per tutti i settori ad eccezione dei distributori di carburante.

Per i furti si segnala una recrudescenza per tutti i settori, ad eccezione del settore bancario.

Per il fenomeno degli attacchi a distributori automatici (ATM, OPT) si segnala una recrudescenza del fenomeno per i tre settori analizzati (banche, poste, distributori di carburanti), con un livello di rischio dei distributori di carburante sempre superiore a quello di banche e uffici postali, legato anche alla loro ubicazione.

ITALIA Indice di rischio⁽¹⁾ attacchi ad ATM e OPT fra il 2011 e il 2018



⁽¹⁾ Calcolato come n° attacchi/ n° ATM-OPT.

Fonte: OSSIF

FOCUS

PREMI E RICONOSCIMENTI DEL SETTORE

Fra le **ricorrenze** da segnalare avvenute nel 2019 e nel 2020 di particolare rilevanza quelle relative al **Gruppo PIR**, che opera in Italia, con i suoi terminal nei Porti di Ravenna e Genova e all'estero, in Albania e Tunisia.

Nel 2020 il **Gruppo PIR (Petrolifera Italo Rumena)**, leader italiano nel settore dello stoccaggio, movimentazione e distribuzione di prodotti petroliferi e rinfuse liquide, ha festeggiato i 100 anni dalla sua fondazione.

L'azienda, nata nel 1920 dallo spirito imprenditoriale lungimirante della famiglia Ottolenghi, attualmente ha insediamenti logistici che operano in varie aree del Mediterraneo e complessivamente movimentano oltre 5 milioni di tonnellate di merci l'anno.

Del Gruppo fanno parte i terminal PIR, Petra, Docks Cereali (a Ravenna), Superba (a Genova) oltre al terminal PIA (in Albania) e SSTC (in Tunisia).

Con 270 dipendenti e 840mila metri cubi di capacità di stoccaggio di prodotti liquidi, il Gruppo continua a pianificare progetti di espansione nella logistica e distribuzione del Mediterraneo, come il primo deposito costiero in Italia di GNL nel Porto di Ravenna.

A giugno 2019 ha celebrato i dieci anni di attività del terminale petrolifero a Valona, della sua controllata Petrolifera Italo Albanese (PIA) dopo il recupero delle aree inquinate da una fabbrica di soda.

Nel 2019 e nella prima parte di quest'anno 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*.

In particolare:

- **Eni** è risultata in prima posizione tra le major Oil&Gas nella classifica curata da Carbon Tracker sugli obiettivi climatici legati alla riduzione delle emissioni, seguita da Repsol e Bp. L'Istituto finanziario indipendente, che analizza l'impatto della transazione energetica sul mercato dei capitali, ha premiato il gruppo italiano per la strategia presentata a febbraio 2020, unica ad aver posto un obiettivo intermedio significativo di riduzione delle emissioni assolute di gas serra, pari al 30 per cento entro 2035;
- **Erg** si è collocata al 35esimo posto al mondo nella "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 advanced* da Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG (Environmental, Social, Governance), riconoscendo il forte impegno della società ed il valore della sua politica di responsabilità sociale. Tra i principali fattori positivi di valutazione, la lotta al cambiamento climatico al centro della strategia aziendale e del percorso di transizione energetica, la *governance*, il sistema di analisi dei rischi, oltreché diversi aspetti riguardanti l'area capitale umano;
- **Sonatrach**, ha ottenuto 77 punti su 100 nella certificazione "Si Rating" della ARBalzan, agenzia di rating, che ha valutato non solo la sostenibilità ambientale della Raffineria di Augusta, operante da quasi 60 anni in Sicilia, ma anche una "sostenibilità ampia" che tiene conto di tutti gli indici di sostenibilità considerati dalle Nazioni Unite: ambientale, sociale e *governance*.

FOCUS

EVOLUZIONE ASSETTI DI MERCATO

Nel 2019 e nei primi mesi di quest'anno il mercato petrolifero del nostro Paese è stato oggetto di alcune modifiche degli assetti proprietari, confermando di essere un settore produttivo di interesse anche sotto il profilo finanziario.

Fra gli eventi del 2019 si segnala che:

- a giugno 2019 è stato stipulato l'atto di scissione totale non proporzionale di MOBRO in favore di Angel Capital Management SpA (ACM) e Stella Holding SpA (Stella). A seguito di tale scissione **Saras** SpA risulta controllata da Massimo Moratti SapA con il 20,01 per cento, Angel Capital Management SpA con il 10,005 per cento e Stella Holding SpA con il 10,005 per cento del capitale e in aggregato il 40,02 per cento. Il 14 ottobre 2019 il fondo australiano Platinum Investment Management Ltd ha dichiarato di detenere una partecipazione pari al 3,055 per cento del capitale.

Nella prima parte del 2020 si segnala che:

- il gruppo **Itelyum**, leader in Italia dell'economia cir-

colare, ha perfezionato il *closing* per assumere il controllo di Intereco, società di Fiorano Modenese, attiva nel riciclo e la valorizzazione di scarti industriali speciali, ampliando ulteriormente la propria presenza sul territorio italiano. In tal modo con le varie acquisizioni già finalizzate, il gruppo Itelyum gestisce oltre 1 milione di tonnellate di rifiuti speciali, generando ricavi per complessivi 340 milioni di euro, con oltre 600 dipendenti e più di 20 siti operativi;

- per quanto riguarda il mercato della distribuzione di carburante extra rete, nell'ambito del mercato geografico delle Regioni del Nord Ovest, a maggio di quest'anno la **Iplom** ha notificato all'Antitrust l'acquisto del 20 per cento con opzione per l'intero capitale di Restiani (azienda fondata nel 1937 attiva nella vendita di prodotti petroliferi), tramite la controllata Centro Calor, unitamente all'opzione per salire al 100 per cento entro il 15 gennaio 2021. Il 30 giugno scorso, l'Antitrust ha dato il via libera alla prima parte dell'operazione.

FOCUS

INVESTIMENTI E ATTIVITÀ INDUSTRIALI

Nel corso del 2019, cogliendo la sfida della transazione energetica e della tutela ambientale, le aziende del *downstream* petrolifero nazionale hanno continuato 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:

- nella **Raffineria di Augusta** nel corso dello scorso anno **Sonatrach Raffinazione** ha investito circa 190 milioni di euro per investimenti di manutenzione ordinaria e straordinaria, con il coinvolgimento di picchi oltre 4.300 addetti volti a mantenere e migliorare ulteriormente i già elevati standard di sicurezza, sostenibilità ambientale e produttività degli impianti della raffineria.

Nell'ultimo decennio, più del 50 per cento degli investimenti (oltre 200 milioni di euro) sono stati dedicati alla realizzazione di progetti in campo ambientale e di efficienza energetica, fra i quali l'applicazione delle migliori tecnologie (BAT¹), un nuovo impianto di cogenerazione, bruciatori a bassa emissione di NO_x nei forni, sistema di recupero vapori ai pontili;

- Con l'obiettivo di contribuire alla riduzione delle emissioni prodotte dalle navi commerciali, a decorrenza dal 2020, secondo quanto regolamentato dall'International Maritime Organization (IMO), è stato ridotto in maniera significativa il limite massimo dello zolfo nei carburanti marina, passando dal precedente limite di 3,50 per cento allo 0,50 per cento. **Il porto di Genova è stato tra i primi in Europa a poter vantare, già a fine 2019, l'introduzione da parte della Esso Italiana del nuovo carburante navale a basso zolfo EMF.5™, prodotto nella Raffineria SARPOM di Trecate;**
- la **Raffineria di Milazzo (RAM)** ha continuato il suo percorso di miglioramento continuo investendo nel corso dell'anno più di 87 milioni di euro (ai quali si

aggiungono le spese in manutenzione ordinaria e straordinaria), di cui 44 milioni di euro per progetti esclusivamente mirati alla **riduzione degli impatti ambientali**. In questo ambito, da segnalare nel 2019 l'avviamento del terzo impianto recupero vapori (VRU) ai pontili, e l'installazione per le due unità VRU già esistenti di una terza sezione di trattamento basata su carboni attivi per ridurre ulteriormente ed in maniera significativa le emissioni durante le fasi di caricamento navi.

Inoltre, sempre in ambito ambientale è stata completata la copertura delle vasche API degli impianti di trattamento delle acque TAP e TAZ, in linea con le BAT per la riduzione delle emissioni diffuse. Significativo anche l'intervento ambientale sul forno di uno degli impianti topping con l'eliminazione dell'olio combustibile e l'installazione di un sistema di recupero del calore dei fumi e di bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto. A completamento del decennio 2010-2019 sono quindi più di 870 i milioni di euro investiti dalla RAM;

- nella **Saras** prosegue l'impegno per la riduzione di emissioni di gas serra e delle sostanze inquinanti, con investimenti a breve e medio termine, volti a migliorare gli impianti e i processi, e a garantire un incremento delle performance non solo in termini ambientali, ma anche sotto il profilo economico e di efficienza energetica.
 - Nel primo semestre del 2019 si è conclusa l'attività sugli **impianti** della **raffineria** Topping "T2", Vacuum "V", CCR e MHC1, che hanno sospeso l'operatività per circa 60 giorni in uno dei *turnaround* più rilevanti degli ultimi 5 anni.
 - A fine agosto 2019 è stata avviata l'attività di **bunkeraggio** nell'area dedicata del Porto di Cagliari, ponendo lo scalo sardo come *hub* per il rifornimento di carburante marino nel Mediterraneo sud-occidentale. Estesa anche al Porto di Sarroch, l'attività è quindi in grado di offrire la gamma

¹ BAT - Best Available Techniques.

FOCUS

completa dei combustibili marini: MDO (Marine Diesel Oil), combustibili tradizionali e il nuovo Olio combustibile ecologico a bassissimo tenore di zolfo (max 0,5 per cento come da ultime specifiche Imo 2020). Tale attività commerciale è svolta da Saras Trading SA, società con base a Ginevra interamente controllata da Saras.

- Incrementando la propria presenza nelle **energie rinnovabili**, nel corso dell'anno 2019 è stato inoltre completato l'ampliamento del parco eolico di Ulassai, da parte di Sardeolica, società controllata dalla Saras: con l'installazione di ulteriori nove pale eoliche (pari a 30 MW) in aggiunta alle 48 esistenti, la capacità installata complessiva sale a 126 MW, diventando il secondo impianto più grande d'Italia. La produzione annua a regime pari a circa 250 GWh (corrispondenti a 162.000 tonnellate di emissioni di CO₂ evitate all'anno). I nuovi impianti sono entrati in esercizio il 27 settembre 2019.
- Fra le priorità del Piano Industriale 2020-2023 vi è il completamento del ciclo di investimenti, avviato nel 2015, con 712 milioni di euro complessivi per:
 - 1) l'implementazione delle tecnologie più recenti e sostenibili nell'impianto di raffinazione di Sarroch. La Raffineria, già in grado di produrre olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo

(compatibile con la nuova normativa IMO), a regime produrrà circa 700.000 tonnellate ed è prevista la commercializzazione diretta di combustibili marini presso l'area di Sarroch/Cagliari (circa 550.000 tonnellate di VLSFO e 180.000 tonnellate di MGO);

- 2) la massimizzazione delle opportunità offerte dalla transizione energetica attraverso lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile. Il Gruppo punta a raggiungere quota 400 MW di FER, grazie a una pipeline di progetti eolici greenfield principalmente in Sardegna (ed eventualmente in altre Regioni italiane), per i quali sono già stati autorizzati oltre 60 milioni di euro, a cui si aggiunge il *reblading* del parco di Ulassai.
- Il Gruppo TAL, che gestisce l'Oleodotto Transalpino, ha ottenuto ad ottobre 2019 la conferma dello status di Progetto di Comune Interesse europeo (Pci) per il potenziamento dell'oleodotto da Trieste al nodo petrolifero tedesco di Ingolstadt (TAL Plus).

L'ampliamento della capacità dell'oleodotto TAL, che dal 1967 collega Trieste a Ingolstadt consente la piena diversificazione degli approvvigionamenti petroliferi della Repubblica Ceca. L'oleodotto che già ne garantisce il 50 per cento del fabbisogno con il suo potenziamento consente alla Repubblica Ceca di svincolarsi sempre più dalle forniture russe dell'oleodotto Druzba.

FOCUS

BIO-RAFFINERIE ED ECONOMIA CIRCOLARE: LA TRANSIZIONE PROSEGUE

Nella strategia di lungo termine dell'industria petrolifera, che ha delineato con *FuelsEurope* nella "**Vision 2050**", i processi produttivi si evolvono nella direzione dell'economia circolare, oltre che della decarbonizzazione e su tale strada le Compagnie petrolifere si stanno già muovendo per raggiungere carburanti "*low carbon*" e "*waste to fuel*" anche nel nostro Paese".

In particolare, sulle **soluzioni industriali circolari** Eni ha previsto per i prossimi quattro anni un investimento di 950 milioni di euro e altri 220 milioni in Ricerca e sviluppo. Nello scorso anno ha sottoscritto un Protocollo di intesa a San Nazzaro de' Burgundi con la Regione Lombardia per studiare nuovi modelli industriali per la gestione dei rifiuti urbani anche attraverso la tecnologia "*waste to fuel*", che sta testando Gela in cui impianto pilota per la produzione di bio-olio.

Per lo sviluppo dell'economia circolare in Italia aveva siglato Protocolli e accordi di cooperazione anche con diverse aziende per la raccolta di oli alimentari esausti e la fornitura di biocarburante HVO (a Roma con AMA, con Veritas a Venezia, con Hera a Modena e con AMAT a Taranto).

Nel processo di conversione ambientale in atto per raggiungere la neutralità carbonica nel lungo periodo nel settore della raffinazione, Eni prevede:

- l'espansione della capacità di raffinazione "bio" fino a oltre 5 milioni di tonnellate per anno, alimentata esclusivamente dal 2023 con cariche *palm oil free*, di II e III generazione;
- la progressiva conversione dei siti convenzionali italiani in nuovi impianti per la produzione di biocarburanti e carburanti innovativi (idrogeno, metanolo, biometano e prodotti dal riciclo di materiali di scarto);
- una evoluzione graduale del mix di prodotti venduti per raggiungere al 2050 il 100 per cento della vendita di prodotti decarbonizzati.

Nel 2019 Eni ha lavorato 304.000 tonnellate di biomas-

se, trasformandole in 204.000 tonnellate di HVO (Olio vegetale idrotreatato), 38.000 tonnellate di bionafra e 14.000 tonnellate di bioGpl.

La produzione di *biofuel* è iniziata con la riconversione delle Raffinerie di Venezia e di Gela in bioraffinerie, attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™ basata su un processo di idrogenazione flessibile.

Dopo la messa in esercizio nel 2014 della bioraffineria di Venezia, ad agosto 2019 è stata avviata la bioraffineria di Gela, raggiungendo così una capacità di carica complessiva di oltre 1 milione di tonnellate.

In esse sono in corso diverse iniziative per la sostituzione dei *feedstock* attualmente utilizzati con altri non risultino in competizione con la catena alimentare e che contribuiscano alla valorizzazione dei rifiuti alternativa al loro smaltimento.

Sono stati inoltre avviati studi per lo sviluppo di impianti di produzione dell'idrogeno (necessario all'attività di produzione di *biofuel*) da fonti non convenzionali e da recupero (es. plastiche non riciclabili e rifiuti da imballaggi).

La **Bioraffineria di Gela** ha una capacità di lavorazione fino a 720.000 tonnellate annue e sarà in grado di trattare progressivamente quantità elevate di oli vegetali usati e di frittura, grassi animali, alghe e sottoprodotti di scarto per produrre biocarburanti di alta qualità.

L'impianto ha un'elevata flessibilità di approvvigionamento delle materie prime che consentirà la lavorazione di *feedstock* non convenzionali (come oli vegetali esausti e grassi animali).

Nella **Bioraffineria di Venezia**, che è operativa già da sei anni con una capacità di 360.000 tonnellate annue, è in corso lo studio di fattibilità di un impianto di gasificazione ad alta temperatura del Plasmix (plastiche non riciclabili) per produrre idrogeno, come alternativa alla tradizionale tecnologia di *steam reforming* del gas naturale, che permetterà di aumentare la produzione fino a 560.000 tonnellate annue.

GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI

L'andamento del gettito fiscale

Nel 2019 le entrate tributarie erariali, accertate in base al criterio della competenza giuridica, sono ammontate a 471.622 milioni di euro, con un incremento di 7.847 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2018. Le imposte dirette ammontano a 252.284 milioni di euro (+4.513 milioni di euro, pari al +1,8 per cento), mentre quelle indirette a 219.338 milioni (+ 3.334 milioni, pari a +1,5 per cento).

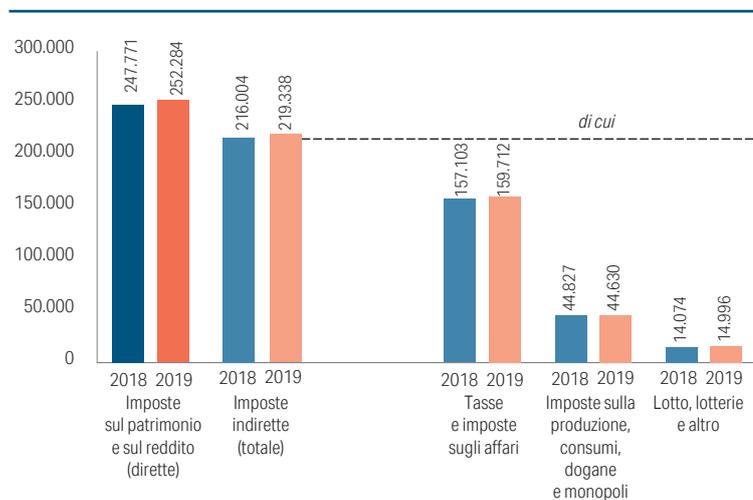
Alla dinamica favorevole ha contribuito significativamente la crescita dell'IVA (+3.306 milioni di euro, pari al +2,5 per cento), in particolare la componente relativa agli scambi interni, mentre la componente relativa all'importazione ha evidenziato una diminuzione di 317 milioni di euro (-2,2 per cento) che riflette principalmente la riduzione media delle quotazioni internazionali del greggio nel 2019 (-8,6 per cento).

Nel 2019 l'accisa sui prodotti energetici, loro derivati e prodotti analoghi si attesta a 26.322 milioni di euro (-98 milioni di euro pari al -0,4 per cento), l'accisa sull'energia elettrica, al lordo delle relative addizionali, a 2.709 milioni di euro (+70 milioni, pari al +2,7 per cento), quella sul gas naturale per combustione a 3.567 milioni di euro (+87 milioni, pari a +2,5 per cento).

L'analisi della composizione percentuale, rispetto al totale del gettito erariale complessivo, evidenzia un incremento di 0,2 punti percentuali dell'IVA e un decremento di 0,1 punti percentuali dell'accisa sui prodotti energetici.

Per quanto riguarda la tassazione complessiva (accise + IVA), nel 2019 le entrate fiscali derivanti dai prodotti petroliferi si stimano pari

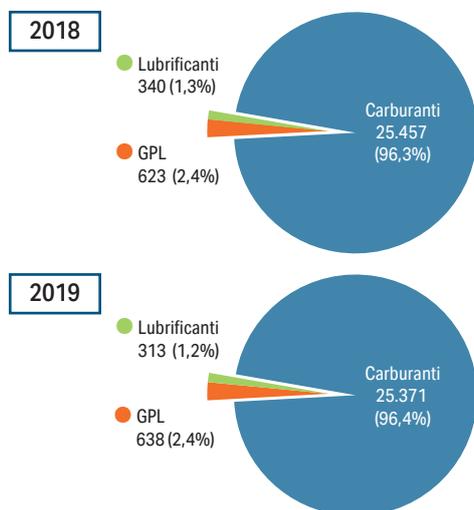
ITALIA Composizione del gettito per categorie di bilancio (Milioni di euro)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2019, n. 214, marzo 2020

ITALIA Ripartizione del gettito fiscale degli oli minerali

(Milioni di euro e peso percentuale)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2019, n. 214, marzo 2020

 a circa 39,4 miliardi di euro¹, con un calo dello 0,7 per cento rispetto all'anno precedente (290 milioni in meno).

La flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (mediamente circa -1,8 per cento la benzina e -0,7 per cento il gasolio) ha prodotto una riduzione del gettito IVA stimata sui 190 milioni (-1,4 per cento), a cui si è aggiunto il calo del gettito accise, pari a circa 100 milioni in meno (-0,4 per cento).

Con 39,4 miliardi il gettito è stato comunque superiore di oltre 2,2 miliardi di euro a quello del 2011, sebbene i consumi petroliferi siano scesi di 10,9 milioni di tonnellate rispetto ad allora.

Verso la digitalizzazione della filiera

Con la Legge 19 dicembre 2019, n. 157, di conversione del Decreto Legge del 26 ottobre 2019, n. 124, recante "Disposizioni urgenti in materia fiscale", sono state adottate una serie di misure di contrasto

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.

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	25.457	623	340	26.420	81%	2.639	3.480	32.539
2019	25.371	638	313	26.322	81%	2.709	3.567	32.598

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Dipartimento delle Finanze, Direzione Studi e Ricerche Economico-Fiscali, Bollettino anno 2019, n°214 marzo 2020.

alle frodi fiscali anche nel nostro settore, con interventi mirati sulle fattispecie più ricorrenti di frodi.

A partire dal 27 ottobre 2019 è stato introdotto il divieto di utilizzo della lettera d'intenti per l'acquisto o l'importazione di carburanti, con la sola eccezione per gli autotrasportatori, per acquisti presso depositi commerciali, da soggetti diversi dai depositi autorizzati o da altri soggetti normativamente previsti. Con riferimento alle dichiarazioni di intento, si ricorda che si tratta di uno strumento proprio degli **esportatori abituali** che negli ultimi anni aveva subito nel nostro settore un uso improprio, dando luogo a numerose frodi IVA.

Per contrastare invece la circolazione di prodotti comunitari classificati come oli lubrificanti, poi venduti nel nostro Paese come gasoli, è stato previsto dall'art. 7 della Legge n. 157/2019 un sistema di tracciamento telematico delle spedizioni di oli lubrificanti provenienti da Stati unionali verso l'Italia, quindi non sottoposti al sistema di circolazione armonizzato dell'Unione europea (EMCS¹) relativo ai prodotti soggetti ad accisa armonizzata.

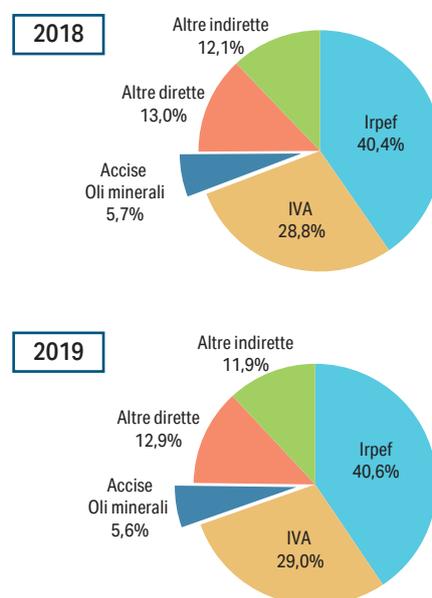
In relazione all'emergenza COVID-19, l'attuazione della disposizione è stata differita al 1° ottobre 2020 dalla Legge 17 luglio 2020, n. 77, di conversione del Decreto Legge 19 maggio 2020, n. 34, recante "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19".

Il Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 22 aprile 2020, "Tracciabilità degli oli lubrificanti di cui all'articolo 7-bis del Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504", ha comunque dato indicazioni puntuali sul nuovo sistema. Unione Petrolifera ha svolto, attraverso le Associazioni europee di settore, anche un'azione di informazione degli operatori degli altri Paesi.

Con la modifica dell'articolo 44 del Decreto Legislativo n. 504/95, è stata disposta **l'obbligatorietà della confisca** (anche per equivalenza) **del profitto dei reati previsti dal Testo Unico stesso**. L'illegalità nel comparto dei carburanti rappresenta un *vulnus* grave per la tutela erariale, nonché per la filiera petrolifera. La disposizione, frutto anche dell'esperienza acquisita dagli organi di controllo in questi ultimi anni, inasprisce l'azione repressiva in materia di accise attraverso un intervento che, da una parte, rende obbligatoria la confisca del profitto illecito (finora facoltativa ai sensi dell'articolo 240, comma 1, del Codice di Procedura Penale) e, dall'altra, introduce la possibilità della confisca per equivalenza.

¹ EMCS - Excise Movement and Control System.

ITALIA Composizione percentuale del gettito fiscale per tipologia di imposta



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2019, n. 214, marzo 2020

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					Imposta di consumo 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	7,150		18,280	0,027	0,623	0,340	26,420	0,020	13,220	39,660
2019 ⁽²⁾	7,160		18,100	0,111	0,638	0,313	26,322	0,018	13,030	39,370

⁽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: UP su dati Ministero dell'Economia e delle Finanze, Dipartimento delle Finanze, Direzione Studi e Ricerche Economico-Fiscali (dal 2002 Bollettino Entrate tributarie erariali) (accertamenti competenza giuridica)

e-DAS, INFOIL e il progetto “Full Digital”

Nell’ambito del più ampio progetto varato dall’Agenzia delle Dogane e dei Monopoli (ADM), denominato “Full Digital”, un elemento importante è rappresentato dalla **sostituzione del documento di circolazione cartaceo per i carburanti ad imposta assolta (documento di accompagnamento semplificato – DAS) con un documento in formato telematico (e-DAS)**. La norma (art. 11 della Legge n. 157/2019) prevedeva di estendere dal 1° luglio 2020 l’utilizzo del sistema telematico anche alla circolazione all’interno dello Stato dei carburanti, benzina e gasolio, ad imposta assolta.

La data del 1° luglio è stata poi posticipata al 30 settembre in relazione all’emergenza COVID-19. Tale sistema consente la tracciatura del prodotto a partire dal deposito speditore fino al destinatario.

Al fine di garantire il buon funzionamento del sistema, l’Agenzia delle Dogane e dei Monopoli con una Direttoriale del 10 maggio (Prot.

ITALIA I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° giugno 2020

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

**E-DAS - DOCUMENTI DI CIRCOLAZIONE TELEMATICI
PER I PRODOTTI AD IMPOSTA ASSOLTA**

Nell'ambito del progetto "Full Digital" che sarà realizzato con l'entrata in vigore delle altre disposizioni normative, quali l'estensione del sistema INFOIL ai depositi di carburanti con capacità di stoccaggio superiore ai 3.000 metri cubi, e con l'adozione, sulle autobotti, di sistemi di tracciamento della posizione e di misurazione delle quantità scaricate, il funzionamento dell'e-DAS si articolerà come segue: lo speditore che deve consegnare determinate quantità di carburanti (benzina e gasolio) a uno o più destinatari sul territorio nazionale, autorizza il trasportatore a caricare il prodotto sull'autobotte e i contatori installati presso le baie di carico rilevano i dati delle quantità effettivamente caricate. A questo punto lo speditore, tramite il portale unico dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli (ADM), crea una bozza di e-DAS, dove sono riportate tutte le informazioni su qualità e quantità del prodotto caricato, dati identificativi del trasportatore e del destinatario, che viene poi inviato al sistema dell'ADM. Il sistema, dopo avere verificato positivamente la reale disponibilità dei prodotti da spedire, sulla base della capacità residua dell'impianto speditore, convalida il documento attraverso:

- l'attribuzione di un codice identificativo univoco;
- l'apposizione di un glifo;
- la firma digitale;

- rendendolo "DISPONIBILE".

Quando il trasportatore attraversa il varco di uscita l'e-DAS da "DISPONIBILE" diviene "VALIDO" e dunque il sistema di GPS installato sull'autobotte consente all'ADM di tracciare la spedizione lungo il percorso e verificare i tempi di consegna. Se la merce è in viaggio e deve effettuare un cambio di destinazione, l'operatore deve mandare un messaggio al sistema ADM (messaggio e813) creando così una nuova versione dell'e-DAS.

Il trasportatore appena attraversa il varco del destinatario:

- determina, tramite i dati del GPS, il cambio di stato dell'e-DAS in "ARRIVATO" oppure in "TRANSITO"
- trasmette all'ADM e al destinatario le quantità effettivamente scaricate tramite i misuratori installati sull'autobotte.

Il destinatario verifica quindi l'e-DAS sul sistema dell'ADM e dopo avere scaricato e preso il prodotto in carico effettua il rapporto di ricezione verso l'ADM stessa aggiornando il proprio Registro.

Quando si tratta di destinatario finale della spedizione, il DAS cambia nuovamente stato da "ARRIVATO" in "CHIUSO" e si aggiorna in modo automatico il Registro di Carico/Scarico dello speditore.

138764/RU), ha fornito agli operatori una serie di indicazioni operative sulle modalità di attuazione della norma.

Un tale sistema di tracciatura del prodotto rappresenta un importante banco di prova della logistica petrolifera. Ogni anno vengono emessi oltre 8 milioni di documenti di trasporto, concentrati in gran parte in circa 80 depositi fiscali su un breve arco temporale della giornata (dalle ore 4:00 alle ore 8:00). L'importanza di un'attenta gestione di questo delicato ma necessario passaggio, da un sistema di circolazione cartolare ad un sistema telematizzato, specialmente in un'ottica antifrode, è stata colta anche dalla stessa Agenzia delle Dogane laddove prevede, qualora necessario, un piano di attuazione progressivo delle istruzioni date. Dallo scorso 16 luglio è attiva una sperimentazione in ambiente di prova propedeutica alla sperimentazione in ambiente reale, nel corso della quale la circolazione del prodotto continuerà ad essere effettuata secondo le disposizioni delle norme vigenti.

In questa direzione va anche **l'estensione del sistema INFOIL ai depositi fiscali di carburanti con capacità di stoccaggio superiore a 3.000 metri cubi**, prevista dall'art. 10 della citata Legge 19 dicembre 2019, n. 157, che si prefigge di dare concreta applicazione al sistema INFOIL, già adottato presso i principali impianti di produzione nazionale, anche ai depositi fiscali di mero stoccaggio. La gestione di tale dispositivo comporta la necessità di dotare i relativi serbatoi di carburante (benzina e gasoli) di sistemi di telemisure storicizzate nonché, laddove non presenti, l'installazione di misuratori all'estrazione, in modo tale che sia permesso l'accesso autonomo e diretto da parte dell'Amministrazione finanziaria alle relative letture per il controllo da remoto della movimentazione e, se del caso, per una verifica fisica.

Per l'attuazione puntuale della norma, rinviata, a seguito dell'emergenza COVID-19, dal 30 giugno al 31 dicembre 2020 (Decreto Legge n. 34/2020), l'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli ha emanato il 31 luglio scorso una specifica Determinazione Direttoriale.

Il 31 dicembre 2019 è terminato il periodo transitorio introdotto dalla Legge n. 232/2016, "*Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2017 e bilancio pluriennale per il triennio 2017-2019*", relativo alla capacità minima di stoccaggio per i depositi fiscali, innalzata da 3.000 a 10.000 metri cubi salvo la sussistenza di alcuni specifici requisiti. L'Agenzia delle Dogane ha quindi avviato da inizio 2020 processi di verifica dei requisiti necessari per il regime di deposito fiscale dei depositi con capacità di stoccaggio inferiori a 10.000 metri cubi, i cosiddetti "depositi sottosoglia", in deroga alla norma citata.

In particolare, l'Agenzia ha censito complessivamente 194 depositi fiscali con una capacità di stoccaggio minima inferiore a 10.000 metri cubi, suddivisi tra 145 depositi di solo stoccaggio e 49 stabilimenti di produzione. Attualmente ne sono stati confermati 123 (di cui 94 depositi e 29 stabilimenti di produzione), mentre sono 35 i depositi che non soddisfano il criterio dell'operatività annua (di cui 25 depositi e 10 stabilimenti di produzione) e 71 (di cui 7 sono produttori di additivi) quelli che non rispettano i requisiti previsti dalla citata disposizione.

La valutazione dei depositi sotto soglia non può prescindere dal rapporto fiduciario tra il depositario autorizzato e l'Agenzia delle Dogane, che proprio in base a tale rapporto consente al depositario autorizzato di mantenere sospesa l'esigibilità dell'obbligazione tributaria afferente ai prodotti giacenti nel proprio deposito, concedendo di fatto un'apertura di credito finanziario pari all'ammontare dell'imposta relativa ai prodotti detenuti.

EUROPA Le accise in vigore al 1° giugno 2020

	Euro/000 litri				Euro/000 kg
	Benzina Eurosuper 95	Gasolio Auto	Gasolio Riscaldamento	GPL Auto	Olio Combustibile BTZ
Austria	489,27	405,13	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	510,78	404,92	45,56	7,36	21,25
Danimarca	619,25	431,20	337,59		405,10
Estonia	563,00	372,00	58,00	193,00	
Finlandia	683,85	455,80	248,80		
Francia	691,30	609,10	156,20	115,40	139,50
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	
Grecia	709,24	418,57	281,60		42,85
Irlanda	621,69	514,90	137,78		121,38
Italia	728,40	617,40	403,21	147,27	31,39
Lettonia	519,98	425,98	33,32	164,64	
Lituania	466,00	372,00	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	472,09	355,00	10,00	54,07	
Malta	549,38	472,40	232,09		
Olanda	808,33	511,62	511,62	192,41	37,76
Polonia	377,78	332,42	52,76	107,01	14,56
Portogallo	667,29	512,60	388,45	165,81	88,77
Regno Unito	640,30	640,30	123,09		
Repubblica Ceca	481,20	410,37	93,33	82,42	18,01
Romania	366,61	335,99	335,99	68,62	15,73
Slovacchia	543,65	397,65		98,28	141,15
Slovenia	504,09	475,83	252,38	114,54	101,78
Spagna	472,69	379,00	96,71	34,20	17,00
Svezia	623,40	446,00	372,15		446,19
Ungheria	353,47	325,18	350,41	97,28	19,63

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

ITALIA Digitalizzazione della filiera



Fonte: Unione Petrolifera

Ciò richiede all'Agenzia un'attenta attività di vigilanza, non più statica, ma necessariamente dinamica, a causa dell'attuale polverizzazione e volatilità degli operatori del mercato, anche estranei alla filiera petrolifera che, come più volte emerso dall'attività degli organi di controllo e dalla magistratura ordinaria, spesso assumono comportamenti illeciti. Un'attività di controllo dinamica come quella indicata nel progetto "Full Digital", è anche di ausilio alla logistica petrolifera, altamente integrata tra depositari e depositanti, nella quale le responsabilità e le relative sanzioni attribuite al depositario soggetto passivo d'accisa sono un importante elemento di valutazione per gli assetti organizzativi delle Aziende stesse.

L'applicazione delle suddette disposizioni, unitamente a quelle adottate negli anni precedenti ed in corso di completa attuazione, forniscono gli elementi per definire il sistema produttivo e logistico petrolifero un *unicum* nel quale gli organi di controllo possono accedere per le loro competenze in modo rapido, autonomo e diretto, come sinteticamente illustrato nello schema riportato.

Gli interventi fiscali legati all'emergenza COVID-19

Nell'ambito dei provvedimenti adottati dall'Amministrazione finanziaria per fronteggiare la crisi derivante dal COVID-19, si rilevano una serie di disposizioni emergenziali e strutturali che hanno coinvolto l'intero settore energetico. In particolare, la Legge 24 aprile 2020, n. 27, di conversione del Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, recante *"Misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19"*, e la già citata Legge 17 luglio 2020, n. 77, hanno disposto:

- **la soppressione delle clausole di salvaguardia in materia di IVA e accise a** decorrere dal 1° gennaio 2021 (abrogazione dell'articolo 1 comma 718 della Legge 23 dicembre 2014 n. 190 e dell'articolo 1 comma 2 della Legge 30 dicembre 2018 n. 145). Il maggiore gettito delle accise era stimato in almeno 400 milioni di euro;
- **la possibilità di rimessione in termini per i versamenti in materia di accisa** per i prodotti energetici immessi in consumo a marzo 2020 e i pagamenti dell'accisa scaduti il 16 aprile. Sono stati considerati tempestivi i versamenti dell'accisa se effettuati entro il giorno 25 del mese di maggio 2020, a cui non si applicano le sanzioni e l'indennità di mora previste per il ritardato pagamento;
- **la facoltà del versamento in acconto dell'accisa dovuta sui prodotti petroliferi**, prevedendo che i pagamenti dell'accisa sui prodotti energetici immessi in consumo nel periodo aprile-agosto 2020 possano essere effettuati alle scadenze previste dell'articolo 3, comma 4, del Testo Unico sulle accise, nella misura dell'80 per cento, a titolo di acconto, degli importi dovuti alle medesime scadenze, mentre il saldo delle somme dovute dovrà essere effettuato entro il termine del 16 novembre 2020, senza il pagamento di interessi;
- **la rateizzazione del debito di accise**, che consente al titolare del deposito fiscale di prodotti energetici, che si trovi in documentate e riscontrabili condizioni di difficoltà economiche, di presentare all'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli entro la scadenza fissata per il versamento, istanza di rateizzazione del debito d'imposta relativo alle immissioni in consumo effettuate nel mese precedente alla predetta scadenza¹. L'eventuale rateizzazione sarà modulata dall'Agenzia delle Dogane e Monopoli in un numero di

¹ La norma, di carattere strutturale, ha riformulato l'art 3. comma 4bis del Testo Unico sulle accise (Decreto Legislativo n. 504/95).

rate tale da prevedere il versamento del debito d'imposta entro la data prevista per il pagamento dell'accisa sui prodotti immessi in consumo nel mese di novembre del medesimo anno. La norma non è più subordinata all'emanazione di un Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze;

- **facoltà di differimento del pagamento dei diritti doganali** in scadenza tra il 1° maggio 2020 ed il 31 luglio 2020. Su istanza degli operatori titolari di conto di debito doganale¹ in comprovate difficoltà economiche, è stata disposta una proroga di sessanta giorni sui pagamenti effettuati secondo le modalità previste dagli articoli 78 e 79 del Decreto del Presidente della Repubblica n. 73/43, senza applicazione di sanzioni ed interessi, come da specifica determinazione dell'Agenzia delle Dogane e Monopoli che ha stabilito termini e modalità;
- **l'incremento del limite annuo dei crediti compensabili** con altri tributi, ai sensi all'articolo 17 del Decreto Legislativo 9 luglio 1997, n. 241 (modello F24), ovvero rimborsabili in conto fiscale **tramite modello F24**, che per l'anno 2020 è stato aumentato da 700 mila euro a 1 milione di euro;
- **la proroga dei termini di ripresa della riscossione dei versamenti sospesi**, con particolare riferimento ai versamenti relativi alle ritenute alla fonte sui redditi di lavoro dipendente e assimilati, alle trattenute relative all'addizionale regionale e comunale, all'imposta sul valore aggiunto e ai contributi previdenziali e assistenziali, nonché ai premi per l'assicurazione obbligatoria², dovuti per i mesi da aprile a maggio 2020 dalle imprese con ricavi superiori a 50 milioni di euro, che nel mese di marzo e aprile hanno subito una riduzione del fatturato di almeno il 50 per cento rispetto allo stesso mese dell'anno 2019. Versamenti che possono essere effettuati in un'unica soluzione entro il 16 settembre 2020 senza applicazione di sanzioni e interessi, o mediante rateizzazione, fino ad un massimo di quattro rate mensili di pari importo, con il versamento della prima rata entro il 16 settembre 2020;
- **la facoltà di effettuare versamenti in acconto in misura inferiore al dovuto per l'accisa sul gas naturale e sull'energia elettrica** nel periodo da maggio a dicembre 2020 nella misura del 90 per cento di quelle dovute, come stabilito dal Testo Unico delle accise,

¹ Individuati ai sensi dell'articolo 18, commi 1 e 3, del Decreto Legge 8 aprile 2020, n. 23.

² Sospesi ai sensi dell'articolo 18 della Legge 5 giugno 2020, n. 40, di conversione del Decreto Legge 8 aprile 2020, n. 23, recante "Misure urgenti in materia di accesso al credito e di adempimenti fiscali per le imprese, di poteri speciali nei settori strategici, nonché interventi in materia di salute e lavoro, di proroga di termini amministrativi e processuali".

sulla base dei consumi dell'anno precedente. L'eventuale versamento a conguaglio potrà essere effettuato in un'unica soluzione entro il 31 marzo 2021 per il gas naturale ed entro il 16 marzo 2021 per l'energia elettrica; in alternativa, rateizzato in dieci rate mensili di pari importo senza interessi da versare entro l'ultimo giorno di ciascun mese nel periodo da marzo a dicembre 2021;

- **rinvio della procedura automatizzata di liquidazione dell'imposta di bollo sulle fatture elettroniche** con la proroga dal 1° gennaio 2020 al 1° gennaio 2021 dell'applicazione della procedura di integrazione da parte dell'Agenzia delle Entrate dell'imposta di bollo dovuta sulle fatture elettroniche inviate tramite il Sistema di Interscambio, che non recano l'annotazione di assolvimento dell'imposta prevista dall'articolo 12-novies del Decreto Legge 30 aprile 2019, n. 34.

Nell'ambito delle misure operative legate all'emergenza, l'Agenzia delle Entrate è intervenuta anche sulla **memorizzazione elettronica e la trasmissione telematica dei corrispettivi** dei punti vendita carburanti:

- rinviando tale obbligo al 1° settembre 2020 per i punti vendita che nel 2018 hanno erogato complessivamente benzina e gasolio, destinati a essere utilizzati come carburanti per motore, per una quantità superiore a 1,5 milioni di litri;
- confermando il suddetto obbligo dal 1° gennaio 2021 con riferimento agli impianti che, sempre nel 2018, hanno erogato complessivamente benzina e gasolio in misura uguale o inferiore a 1,5 milioni di litri.

È stata inoltre confermata la frequenza di trasmissione dai dati dei corrispettivi.

Si ricordano infine i già citati differimenti:

- dal 1° luglio 2020 al 30 settembre 2020 per l'implementazione dell'e-DAS;
- dal 1° luglio 2020 al 1° gennaio 2021 per l'implementazione dell'INFOIL sui depositi di capacità superiore a 3.000 metri cubi.

IL PETROLIO E L'AMBIENTE

Il Green Deal europeo: verso la *carbon neutrality* al 2050

Il *Green Deal* della Commissione europea, lanciato nel dicembre 2019, costituisce un importante impegno per l'Europa nella lotta ai cambiamenti climatici. Tuttavia, **rispondere alla crescente domanda globale di energia e allo stesso tempo limitare le emissioni di gas a effetto serra è una delle sfide più critiche del nostro tempo.**

È quindi particolarmente rilevante che il *Green Deal* europeo preveda un percorso verso una transizione giusta e socialmente equa, senza lasciare indietro nessun individuo e nessuna regione in questa grande trasformazione. Per tradurre in atti legislativi gli obiettivi del *Green Deal* la Commissione ha presentato nel marzo 2020 la proposta della prima **"Legge Europea sul Clima"**.

La proposta mira a integrare l'attuale quadro strategico, fissando un percorso di lungo termine. Si sancisce con un atto legislativo l'obiettivo della **neutralità climatica entro il 2050**, istituendo un procedimento per definire la traiettoria fino al 2050, oggetto di rivalutazioni periodiche, per intervenire in caso di progressi insufficienti o incongruenze.

Entro settembre 2020 la Commissione presenterà un piano per aumentare in modo responsabile l'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030, portandolo tra il 50 e il 55 per cento, rispetto ai livelli del 1990.

L'Unione Petrolifera sostiene gli sforzi della Comunità europea diretti ad affrontare i rischi dei cambiamenti climatici e ritiene che per dispiegare le tecnologie più efficienti ed efficaci per raggiungere la neutralità emissiva al 2050, occorra un **impegno proattivo di tutti i settori dell'economia ed un dialogo costruttivo tra l'industria e le Istituzioni competenti**, parallelamente è necessario che **misure di eguale efficacia vengano adottate da tutte le economie mondiali** nell'ambito di Accordi Internazionali chiari e vincolanti.

“Clean Fuels for All”: la via europea alla decarbonizzazione

L'industria della raffinazione dell'Unione europea con la propria strategia “*Vision 2050*” può contribuire concretamente al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi del *Green Deal* europeo, continuando ad assicurare un affidabile approvvigionamento dell'energia a tutti i settori dell'economia.

Nella mobilità, in particolare, pur essendoci tecnologie alternative sempre più utilizzate, i prodotti petroliferi raffinati rimarranno per molti anni la principale fonte di energia. **L'industria della raffinazione affiancherà quindi i continui progressi tecnologici dei motori a combustione interna con combustibili liquidi a basso o nullo contenuto di carbonio** per soddisfare la crescente domanda di mobilità, con soluzioni accettabili per tutti i cittadini e neutrali sotto il profilo emissivo. In questo ambito, assumono una significativa rilevanza oltre che i biocarburanti anche gli **e-fuels, prodotti dalla ricombinazione di idrogeno rinnovabile e CO₂ ricavata dall'atmosfera oppure catturata da sorgenti emmissive concentrate.**

A tal riguardo, lo scorso 15 giugno FuelsEurope ha presentato l'iniziativa “*Clean Fuels for All*” quale contributo dell'industria della raffinazione europea al raggiungimento dell'obiettivo della neutralità climatica al 2050 nel settore dei trasporti. Si tratta di un piano che stima **investimenti per 650 miliardi di euro per prodotti low carbon destinati al trasporto aereo, marittimo e di merci su strada.**

Con la tecnologia dei **Low Carbon Liquid Fuels (LCLF)**, solo nel trasporto stradale si conta di tagliare 100 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2035. Tali investimenti, per la loro entità, richiedono un riconoscimento della strategicità del settore, accompagnato da un solido quadro normativo che crei le condizioni per promuovere tali ingenti investimenti per lo sviluppo su scala industriale di tali prodotti. Entro il 2030 sono infatti previsti dai 30 ai 40 miliardi di euro di investimenti per produrre fino a 30 milioni di tonnellate petrolio equivalente (tep) di questo tipo di prodotti.

Gli LCLF hanno una **densità energetica enormemente superiore alle batterie** e quindi possono essere convenientemente utilizzati nel trasporto marittimo e aereo, dove non è prevedibile nel medio-lungo termine una alternativa ai combustibili liquidi. Consentono inoltre il **pieno utilizzo delle infrastrutture esistenti** per il trasporto e lo stoccaggio dei combustibili liquidi, idonee senza alcun investimento aggiuntivo. Possono inoltre essere **immessi sul mercato e utilizzati tal quali (100 per cento) da tutto il parco circolante senza alcun adeguamento motoristico**, velocizzando così il processo di decarbo-

nizzazione dei trasporti senza attendere i tempi lunghi di sostituzione del parco auto con modelli a basse o nulle emissioni.

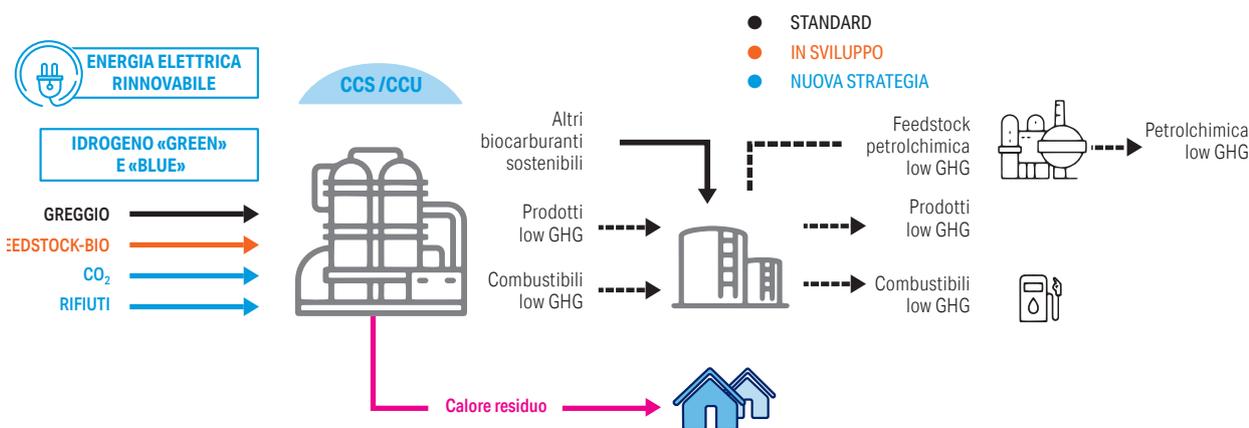
Infine, consentono un **utilizzo del motore a combustione interna anche in uno scenario di piena decarbonizzazione**, garantendo a tutto il settore automotive europeo, inclusa la componentistica, di continuare ad esercitare la propria *leadership* tecnologica.

Il futuro del Refining Forum della Commissione europea

Affinché la “*Vision 2050*” dell’industria di raffinazione possa concretizzarsi, è necessario che il quadro normativo a livello nazionale ed europeo sia tale da creare le corrette condizioni per incoraggiare ed attuare gli investimenti. Per questo motivo il settore petrolifero sta reiterando con forza la richiesta alla Commissione europea di continuare ad organizzare il Refining Forum, giunto quest’anno alle 12° edizione.

L’ultimo si è tenuto il 21 gennaio scorso a Bruxelles, ed è stato dedicato ad approfondire in particolare due tematiche: il percorso verso la transizione delle Industrie ad “Elevata Intensità Energetica” e la “Finanza Sostenibile”. Quello di gennaio è stato il primo Forum organizzato dalla nuova Commissione e inquadrato alla luce degli indirizzi delineati dal *Green Deal*.

ITALIA Evoluzione dei processi e dei prodotti nelle raffinerie del futuro



Fonte: Unione Petrolifera

FOCUS

PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)

La versione finale del PNIEC è stata notificata dall'Italia alla Commissione europea all'inizio di gennaio 2020, successivamente alla proposta iniziale inviata a gennaio 2019.

I principali target complessivi di decarbonizzazione per in nostro Paese al 2030 sono i seguenti:

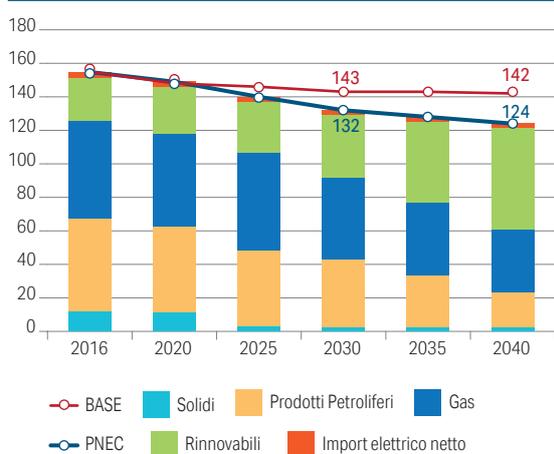
- quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia pari al 30 per cento;
- quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia nei trasporti pari al 22 per cento;
- quota di energia incrementale da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento pari all'1,3 per cento annuo (indicativo);
- riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 (precedente alla crisi economica del 2008) pari al 43 per cento (indicativo);

- riduzione delle emissioni di gas-serra per i settori non rientranti nell'Emission Trading System rispetto alle emissioni del 2005 pari ad almeno il 33 per cento;
- livello di interconnessione elettrica con gli Stati confinanti pari ad almeno il 10 per cento;
- l'obiettivo indicativo di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di elettricità è pari al 55 per cento.

Rispetto alla proposta iniziale inviata di gennaio 2019, vi sono ulteriori incrementi degli obiettivi di generazione di energia elettrica da fonte eolica e solare, alcuni riferimenti più puntuali sullo snellimento degli iter autorizzativi per impianti nuovi ovvero oggetto di *repowering* e infrastrutture di trasmissione.

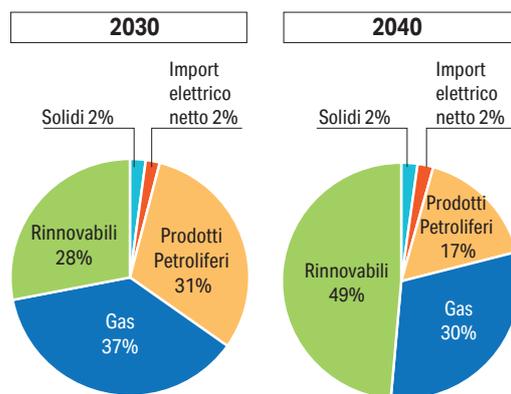
Viene confermato il piano di uscita dalla generazione elettrica a carbone entro il 2025.

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



Fonte: RSE

PNIEC Peso delle fonti di energia nella domanda primaria al 2030 e 2040



Fonte: RSE

Tutti i rappresentanti governativi degli Stati membri, supportati dagli esperti del settore, hanno convenuto sulla validità di tale evento che rappresenta una piattaforma di confronto tecnico di altissimo livello su un settore di cui non si potrà fare a meno ancora per molto tempo e soprattutto in questo periodo di avvio della transizione energetica.

Alla luce dell'iniziativa "*Clean Fuels for All*", le prossime edizioni del Refining Forum saranno incentrate soprattutto sul processo di trasformazione che coinvolgerà l'intero settore della raffinazione.

Il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC)

Lo scorso 21 gennaio, con la pubblicazione del testo finale del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), già inviato alla Commissione europea, in attuazione del Regolamento UE 2018/1999, si è concluso il lungo percorso, avviato nel dicembre 2018 che ha visto il Piano al centro di un confronto con le Istituzioni comunitarie, i cittadini e tutti gli *stakeholder*.

Da segnalare nella versione finale un rialzo contenuto degli obiettivi generali sulle rinnovabili al 2030. Si passa dal 29,7 per cento al 30 per cento dei consumi di energia primaria, con un leggero aumento delle tep prodotte da rinnovabili e una leggera diminuzione delle tep complessivamente consumate. Il contributo al raggiungimento del 30 per cento al 2030 è così differenziato:

- 55 per cento (prima era 55,4 per cento) di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33,9 per cento (prima era 33,1 per cento) di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 22 per cento (prima era 21,6 per cento) di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

Nel settore del trasporto l'aumento delle rinnovabili da 21,6 per cento a 22 per cento deriva dall'inversione della ripartizione dei 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030 tra BEV e Plug-In. Ora le BEV sono stimate in circa 4 milioni e le Plug-In circa 2 milioni. Si intendono inoltre introdurre quote obbligatorie di veicoli elettrici specificatamente per il trasporto pubblico.

Nonostante le precedenti modifiche, le previsioni di consumo di prodotti petroliferi fino al 2030 sono sostanzialmente in linea con quelle della proposta iniziale (40 Mtep consumi primari e 32 Mtep consumi finali).

PNIEC I principali obiettivi su energia e clima dell'Unione europea e dell'Italia al 2020 e al 2030

		OBIETTIVI 2020		OBIETTIVI 2030	
		UE	ITALIA	UE	ITALIA PNIEC
ENERGIE RINNOVABILI	Energie da FER nei consumi finali lordi di energia	20%	17%	32%	30%
	Energie da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
	Energie da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
EFFICIENZA ENERGETICA	Riduzione consumi energia primaria rispetto allo scenario Primes 2007	-20%	-24%	-32,5 % (indicativo)	-43% (indicativo)
	Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasporti)	-1,5% annuo (senza trasporti)	-0,8% annuo (senza trasporti)	-0,8% annuo (senza trasporti)
EMISSIONI GAS SERRA	Riduzione GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati alla normativa ETS	-21%		-43%	
	Riduzione GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	33%
	Riduzione complessiva dei gas a effetto serra (GHG) rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Dopo il 2030, il nuovo PNIEC prevede invece per i prodotti petroliferi impieghi significativamente inferiori rispetto a quelli della prima versione, essendosi adeguato al *Green Deal* europeo nella prospettiva di un 2050 a zero emissioni.

Rilascio Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA)

Nel corso del 2019, a seguito delle istanze¹ di riapertura parziale presentate da diverse raffinerie al Ministero dell'Ambiente, sono state avviate alcune istruttorie AIA per l'adeguamento alle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e gas². Le istruttorie si sono prevalentemente concluse con l'accoglimento di varie richieste dei gestori, mentre solo in alcuni casi tali richieste sono state rigettate.

Un caso a sé è rappresentato dalle **raffinerie siciliane** per le quali la riapertura dell'AIA ad inizio 2019 è avvenuta su iniziativa del Ministero dell'Ambiente, su richiesta della Regione Sicilia. A meno di un

¹ In particolare, si è proposto l'utilizzo delle metodiche di valutazione rischi sito specifica basata su caratteristiche idrogeologiche dei suoli; caratteristiche costruttive dei serbatoi e chimico/fisiche dei prodotti stoccati e tenendo conto di quanto già realizzato come strumenti automatici di controllo di livello e di piani di ispezione integrità.

² BAT di cui alla Decisione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, ai sensi della Direttiva 2010/75/UE.

anno dal loro rinnovo, la Regione ha infatti richiesto il riesame delle AIA a seguito dell'adozione del *Piano Regionale di Tutela della Qualità dell'Aria* (cosiddetto PQA) che, sulla base di dati ormai superati, ha introdotto **misure di riduzione delle emissioni industriali molto gravose e**, in alcuni casi, **tecnicamente insostenibili** con la richiesta di riduzione delle emissioni ai limiti inferiori delle BAT (applicate a livello comunitario solo per i nuovi impianti) al 2027, con avvicinamento del 50 per cento della distanza al 2022.

Un rinnovo delle AIA sulla base delle indicazioni del Piano:

- determinerebbe una situazione di estrema incertezza, richiedendo un cambiamento a distanza di meno di due anni delle condizioni d'esercizio;
- bloccherebbe gli investimenti attuativi delle AIA 2018, non ancora realizzati;
- metterebbe a rischio il proseguimento delle attività dei diversi impianti pregiudicando una loro possibile evoluzione, con gravi problemi anche occupazionali.

Le raffinerie interessate hanno pertanto presentato ricorso al TAR¹ Palermo che, a fine luglio scorso, si è pronunciato favorevolmente sul merito.

Nell'ambito della tematica generale dei procedimenti istruttori AIA e AUA², va rilevato un allungamento dei tempi amministrativi dei procedimenti: ciò è in larga parte dovuto alla sovrapposizione tra la legislazione decisa a livello centrale e quella regionale, è quindi indispensabile un maggior coordinamento e collaborazione tra le Pubbliche Amministrazioni coinvolte.

Air Quality Package: recepimento delle Direttive europee

Nel corso del 2019 sono proseguite le attività per l'attuazione del Decreto Legislativo n. 183 del 15 novembre 2017³ e del Decreto legislativo n. 81 del 30 maggio 2018⁴ finalizzati a conseguire livelli di qualità dell'aria che non comportino significativi impatti negativi e rischi per la salute umana e per l'ambiente.

Su tali materie il Ministero dell'Ambiente ha elaborato uno schema

¹ TAR - Tribunale Amministrativo Regionale

² AUA - Autorizzazione Unica Ambientale.

³ Il cosiddetto Decreto MCPD - attuazione Direttiva (UE) 2015/2193, Medium Combustion Plant Directive.

⁴ Il cosiddetto Decreto NEC - attuazione Direttiva (UE) 2016/2284 National Emission Ceilings.

di **decreto correttivo** nell'ambito del *Riordino del Titolo I* della parte Quinta del Decreto Legislativo n. 152/06.

Sebbene inizialmente l'emanazione del Decreto correttivo fosse prevista entro fine marzo 2020, dopo la raccolta dei pareri da parte delle Commissioni Ambiente di Camera e Senato, a causa dell'emergenza Coronavirus tale termine è slittato e si è ancora in attesa del varo definitivo. Sono stati inoltre avviati i lavori per un ulteriore schema di Decreto di aggiornamento dei limiti di emissione delle sostanze pericolose, per l'uomo e l'ambiente.

Per quanto riguarda invece l'attuazione del Decreto Legislativo n. 81/2018, che nel recepire la Direttiva UE 2016/2284 in materia di **riduzione delle emissioni nazionali in atmosfera** di SO_2 , NO_x , NMVOC, NH_3 e $PM_{2,5}$, fissa tempistiche e percentuali di riduzione delle emissioni specifiche per ogni anno, differenziati tra il decennio 2020-2029 e per il periodo successivo al 2030, occorre rilevare che **il settore petrolifero italiano ha conseguito risultati importanti, come emerge dall'analisi dei dati consuntivi 2018 prodotti da ISPRA** per il periodo 1990-2018. Tali dati evidenziano che, rispetto al 1990, si sono avute riduzioni pari al 91 per cento per gli ossidi di zolfo (SO_x), del 75 per cento per gli ossidi di azoto (NO_x), di oltre il 94 per cento del particolato PM_{10} e $PM_{2,5}$ e di oltre il 75 per cento per i composti organici non volatili (NMVOC).

I dati evidenziano, inoltre, un contributo marginale del settore delle emissioni di sostanze classificate pericolose (H340, H350, H360). I risultati raggiunti, in un quadro normativo di estremo dettaglio, grazie agli interventi operativi posti in essere dalle aziende, permettono al **settore petrolifero** di essere assolutamente **in linea per il rispetto degli impegni totali nazionali previsti per il periodo 2020-2029** e, prevedibilmente, anche dopo il 2030.

La disciplina delle emissioni odorigene

Uno dei temi di rilievo per il nostro settore petrolifero è quello delle emissioni odorigene degli impianti, che incontra una crescente attenzione da parte delle Istituzioni e delle popolazioni non solo per una questione di tutela dell'ambiente e della salute, ma anche a causa della progressiva urbanizzazione residenziale in prossimità delle attività commerciali e degli insediamenti industriali.

Una tematica molto complessa a causa della **soggettività di tali percezioni olfattive e delle difficoltà di misurazione e valutazione degli impatti**. La reazione individuale all'odore è, infatti, altamente soggettiva e le concentrazioni di soglia alle quali gli odori possono essere rilevati, variano da persona a persona di un fattore fino a cento ed

oltre. A riguardo, la tematica è stata analizzata anche a livello internazionale dal Concawe, che ha emesso il Rapporto tecnico n. 1/20 "Odour management guidance for refineries"¹, che offre una serie di elementi per una loro valutazione.

Il Ministero dell'Ambiente sin dal dicembre 2017 è intervenuto su tale materia, introducendo nel Decreto Legislativo n. 152/2006², una serie di disposizioni che lasciano la possibilità sia a livello normativo regionale, sia in fase autorizzativa, di prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene. Prevede inoltre che il Comitato Coordinamento³ del Ministero dell'Ambiente elabori indirizzi e criteri nazionali di riferimento ove possono essere previsti valori limite e prescrizioni per la prevenzione e la limitazione delle emissioni, nonché la definizione di metodi di monitoraggio e di determinazione degli impatti olfattivi.

Il sistema industriale (raffinerie e depositi) si è impegnato per far sì che tutte le prescrizioni fossero rispettate sulla base delle migliori tecniche (BAT)⁴, con particolare attenzione alla **mitigazione delle evaporazioni dei prodotti volatili (COV)**, di tipo diffuso e fuggitivo da serbatoi, in relazione a potenziali perdite derivanti dalle tenute delle flange delle tubazioni, dalle operazioni di carico e scarico dei prodotti o dai sistemi di convogliamento e trattamento delle acque di processo.

Nel caso specifico del contesto operativo dei depositi, le emissioni sono molto limitate e provenienti sostanzialmente da evaporazioni dei serbatoi di stoccaggio e da operazioni di carico/scarico di prodotti volatili. Le tecniche BAT sono trattate nelle EU/BREF/BAT "Emissions from storage", del tutto simili a quelle delle raffinerie.

In considerazione della lunga esperienza applicativa delle migliori tecniche, Unione Petrolifera si è resa pienamente disponibile a partecipare e fornire supporto tecnico e scientifico ai lavori di elaborazione, da parte del Comitato Coordinamento del Ministero dell'Ambiente (MATTM), di una "Linea Guida" di indirizzi nazionali.

¹ Il Rapporto è disponibile all'indirizzo: https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_20-1.pdf

² Il cosiddetto "Codice ambientale".

³ Previsto dal Decreto Legislativo del 13 agosto 2010 n. 155.

⁴ In questo caso le BAT sono disciplinate dalle EU Refinery BREF/BAT del 2015, che hanno inasprito le precedenti pubblicate nel 2003 e applicate dal 2009-2011. Le tecniche di riferimento applicate sono le BAT-6, BAT-18, BAT-49, BAT-50, BAT-51 e BAT-52 e le specifiche misure di attuazione, sono state prescritte da MATTM nelle autorizzazioni AIA.

FOCUS

LE MIGLIORI TECNICHE PER IL CONTROLLO DEI COV/ODORI

- **BAT-6** «Monitorare le emissioni diffuse nell'atmosfera di COV dall'intero sito»;
- **BAT-18** «Gestione integrata delle raffinerie per prevenire o ridurre le emissioni diffuse di COV» ;
- **BAT-49** «Ridurre le emissioni di COV nell'atmosfera provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili». La BAT consiste nell'utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante dotati di sistemi di tenuta ad elevata efficienza o di serbatoi a tetto fisso collegati ad un sistema di recupero dei vapori;
- **BAT-50** «Ridurre le emissioni COV nell'atmosfera provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili». La BAT consiste nell'utilizzo di particolari tecniche per la bonifica, degassaggio e rimozione fanghi dai serbatoi vuoti;
- **BAT-52** «Evitare o ridurre le emissioni di COV nell'atmosfera durante le operazioni di carico e scarico di composti di idrocarburi liquidi volatili».

FOCUS

L'INCEPTION IMPACT ASSESSMENT

IL CONTESTO

La valutazione svolta sull'efficacia della IED ha evidenziato i buoni risultati ottenuti con la Direttiva, ma ha anche messo in luce una serie di **aspetti di miglioramento nella sua progettazione e implementazione**.

Il *Green Deal* europeo mira a ridurre gli impatti ambientali dell'Unione europea, compresi gli impatti climatici.

Il *Green Deal* impegna la Commissione a rivedere le misure dell'Unione europea per affrontare il tema delle **emissioni dei Grandi Impianti Industriali** per renderle pienamente **coerenti con le politiche climatiche, energetiche e dell'economia circolare**.

Inoltre, la Commissione, nella preparazione di proposte legislative e iniziative politiche rilevanti per le industrie ad alta intensità energetica, ha identificato nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), prevista dalla Direttiva IED, un supporto per le misure di abbattimento dei gas a effetto serra per tali settori.

L'economia dell'Unione europea subirà un'importante trasformazione per diventare circolare e neutrale dal punto di vista climatico. Questa evoluzione richiede un **quadro giuridico adeguato**. La valutazione della IED ha

identificato una serie di settori in cui il funzionamento del quadro legislativo potrebbe essere migliorato per contribuire meglio a tali obiettivi.

GLI ASPETTI SPECIFICI DA AFFRONTARE:

- applicazione della IED anche a settori causa di un elevato inquinamento, che oggi non sono soggetti e per i quali potrebbe essere uno strumento politico adeguato;
- comparabilità delle disposizioni degli Stati membri relative ai requisiti dell'Unione europea, comprese le conclusioni sulle BAT, in autorizzazioni e verifiche;
- contributo alla riduzione delle emissioni dell'industria nell'acqua;
- elaborazione delle conclusioni sulle BAT;
- accesso del pubblico alle informazioni, partecipazione al processo decisionale e accesso alla giustizia;
- contributo all'economia circolare;
- interazione con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore;
- coerenza con altre normative dell'Unione europea.

I risultati della revisione della Direttiva IED

Nel corso del 2019 si è concluso il processo di consultazione pubblica avviato dall'Unione europea, sull'efficacia della Direttiva IED¹ e delle collegate BAT settoriali per il raggiungimento delle finalità e degli obiettivi prefissati, sia in termini di risultati che di costi.

Alle consultazioni hanno partecipato circa 300 soggetti, in rappresentanza di aziende e Associazioni (il 63,1 per cento delle risposte), cittadini (il 13,5 per cento), Autorità pubbliche (il 10,3 per cento), Organizzazioni non governative ambientali (il 9,3 per cento), Istituzioni accademiche e di ricerca (l'1,6 per cento), sindacati e altri (il 2,2 per cento).

I Paesi che hanno contribuito maggiormente sono stati: Germania (20,5 per cento), Belgio (16 per cento), Spagna e Francia (8,3 per cento), Italia (4,5 per cento).

Da tale consultazione è emersa la diffusa convinzione che la **Direttiva IED** abbia certamente **contribuito a ridurre o eliminare** (ove possibile) **l'inquinamento e ciò grazie all'impiego delle BAT** che si confermano le tecniche più valide per raggiungere un elevato livello di protezione ambientale.

Al fine di presentare i principali risultati della consultazione, nel dicembre 2019 si è tenuto un apposito *workshop* di tutti gli *stakeholder*, organizzato da Ricardo Energy & Environment per conto della Commissione europea.

Considerati gli ottimi risultati raggiunti e tenendo conto dei nuovi impegni dettati dal *"New Green Deal"*, che richiederanno un quadro giuridico coerente e adeguato, la Commissione europea il 24 marzo di quest'anno ha annunciato l'iniziativa **"Inception Impact Assessment"**, che si pone l'obiettivo di raccogliere, sempre tramite lo strumento della consultazione pubblica, ulteriori informazioni sull'impatto delle misure finora introdotte, nell'ambito di un più ampio processo di revisione della legislazione europea su queste materie.

La consultazione dovrebbe iniziare nel mese di ottobre 2020, con l'obiettivo di concludere i lavori entro il 2021.

A tale proposito, FuelsEurope, in condivisione con le altre Associazioni petrolifere europee, ha già espresso alla Commissione una prima posizione sull'eventuale revisione della IED, riservandosi di trasmettere pareri e indicazioni puntuali nella successiva fase di consultazione pubblica.

¹ IED - Industrial Emission Directive Direttiva 2010/75/UE.

FOCUS

LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE SENSIBILI: LO STUDIO DI CONFINDUSTRIA ENERGIA

Dopo aver completato nel 2018 lo studio su "Infrastrutture Energetiche Ambiente e Territorio", Confindustria Energia, anche con il contributo di Unione Petrolifera, ha redatto un nuovo rapporto con l'aggiornamento del lavoro del 2018.

Il nuovo studio, dal titolo **"Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo"** aggiorna i programmi di investimento per il decennio 2020-2030 sulla base degli obiettivi previsti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima trasmesso dal Governo italiano alla Commissione europea. Le nuove previsioni di **investimenti in infrastrutture energetiche per gli anni 2018-2030 ammontano a circa 110 miliardi di euro**, circa 14 miliardi in più rispetto a quanto stimato nella scorsa edizione dello studio.

Nel nuovo studio vengono, inoltre, analizzati i piani di investimento in infrastrutture energetiche di tutti i Paesi che affacciano sul Mediterraneo, per la rilevanza che potranno avere sulle nostre infrastrutture energetiche.

Lo studio, infine, fornisce proposte a livello legislativo e autorizzativo per semplificare la realizzazione dei progetti ed individuare alcune misure fiscali volte a favorire lo sviluppo del mercato dei prodotti dell'economia circolare.

FOCUS

LE INIZIATIVE SULLA QUALITÀ DELL'ARIA: I BLOCCHI A ROMA

Nei primi giorni di quest'anno si sono ripetuti, con una certa frequenza, i superamenti dei limiti di concentrazione del PM_{10} nell'aria, in diverse città italiane.

Per il Comune di Roma, la Sindaca Raggi ha disposto in determinati orari della giornata il **blocco di tutte le auto diesel, comprese le più moderne Euro 6d e le Euro 5.**

Si tratta di una misura che oltre a risultare **totalmente**

inefficace per combattere tale fenomeno, come ampiamente dimostrato da Unione Petrolifera e da numerosi altri *stakeholder* con note tecniche riprese dai principali media, crea incertezze tra i consumatori, bloccando di fatto il ricambio del parco, una delle poche azioni in grado di dare un contributo positivo alla qualità dell'aria. La nota tecnica del 16 gennaio scorso ne illustra le motivazioni scientifiche.

NOTA TECNICA DEL 16 GENNAIO 2020

Con blocco delle auto diesel Euro 5 e 6 evitati solamente 30 kg di PM cioè lo 0,15 per cento del totale immesso giornalmente a Roma.

HIGHLIGHT

- **Nel Comune di Roma il peso delle emissioni di PM_{10} delle auto diesel Euro 5 e 6 su quelle totali è irrilevante** (nei mesi invernali 30 kg sui 20.000 kg totali ovvero lo 0,15 per cento).

Secondo i dati ACI, nel Comune di Roma circolano oltre 300 mila auto diesel Euro 5 e 6.

Considerando i limiti emissivi per i PM di tali auto (0,005 gr/km), con una percorrenza giornaliera media in "fascia verde" di 20 km, il loro peso nel periodo del blocco del traffico è dello 0,15 per cento che si dimezza (0,075%) nel caso più verosimile di una percorrenza di 10 km. In termini assoluti, le oltre 300 mila auto

diesel Euro 5 e 6 nel percorrere 20 km possono produrre al massimo **30 kg di PM al giorno rispetto ai circa 20.000 kg totali emessi giornalmente nel Comune di Roma nel periodo invernale**, in cui il riscaldamento ha un ruolo predominante.

- **È necessario bloccare oltre 300 mila auto per un contributo alla qualità dell'aria quasi nullo o esistono misure immediate più efficaci?**

Interventi anche modesti sulla pulizia e manutenzione delle strade cittadine darebbero risultati di gran lunga superiori.

Oltre al disagio, **tali misure creano incertezza nei consumatori, bloccando di fatto il ricambio del parco auto**, che è uno degli strumenti principali in grado di dare un contributo positivo al miglioramento della qualità dell'aria nel medio termine.

Quante sono le emissioni totali nel Comune di Roma e da quali fonti?

In termini quantitativi, nell'anno 2015, ultimo dato Ispra disponibile, le emissioni totali di PM e NO_x nel Comune di Roma sono quelle riportate nella tabella che segue, da cui emerge immediatamente il contributo predominante, su base annua, del PM_{10} derivante

dal riscaldamento civile, tra l'altro concentrato solo nei mesi invernali.

Da tali valori è dunque possibile ricavare i valori medi giornalieri. Per il PM, si assume che il contributo del settore riscaldamento si concentri nei cinque mesi e mezzo in cui è consentita l'accensione, mentre per tutte le altre fonti si considera una emissione distribuita sull'intero anno.

FOCUS

Su queste basi, nel periodo invernale il PM₁₀ complessivamente emesso giornalmente a Roma ammonta quindi a circa 20.000 kg. Per quanto riguarda invece gli NO_x, le emissioni sono principalmente dovute al traffico stradale e quindi distribuite lungo l'intero anno, con una emissione di circa 60.000 kg/giorno.

Quale è il reale contributo delle auto diesel Euro 5 e Euro 6 alle emissioni di PM₁₀ ed NO_x a Roma?

Per stimare il contributo delle auto diesel Euro 5 e Euro 6 alle emissioni di PM₁₀ a Roma bisogna partire da quelli che sono i limiti previsti dalla normativa per l'omologazione del veicolo. Si tratta comunque di un'ipotesi conservativa in quanto le emissioni recentemente misurate in molteplici prove su strada, effettuate secondo i nuovi cicli omologativi RDE (Real Drive Emissions), evidenziano livelli di concentrazione di PM allo scarico decisamente inferiori rispetto a tali limiti.

Adottando comunque l'attuale valore limite di 5 mg/km ed ipotizzando che tutte le oltre 300.000 auto die-

Età media del parco auto ed autobus circolanti

PARCO AUTO	Italia	Francia	Germania	Regno Unito
Numero veicoli (milioni)	37,9	32,0	45,8	34,4
Età media parco circolante ⁽¹⁾	10,8	8,8	9,3	7,8
Percentuale parco circolante >10 anni	54%	37%	39%	36%
Età media Ue > 10 anni	43%			
PARCO AUTOBUS	Italia	Francia	Germania	Regno Unito
Numero autobus (migliaia)	97,8	90,0	78,9	87,8
Età media parco circolante ⁽¹⁾ (anni)	12,3	7,7	6,9	7,7
Età media Ue (anni)	7			

⁽¹⁾ Per quanto riguarda la città di Roma, l'età media del parco circolante leggero è di 10,6 anni, mentre quello degli autobus di 12,4 anni.

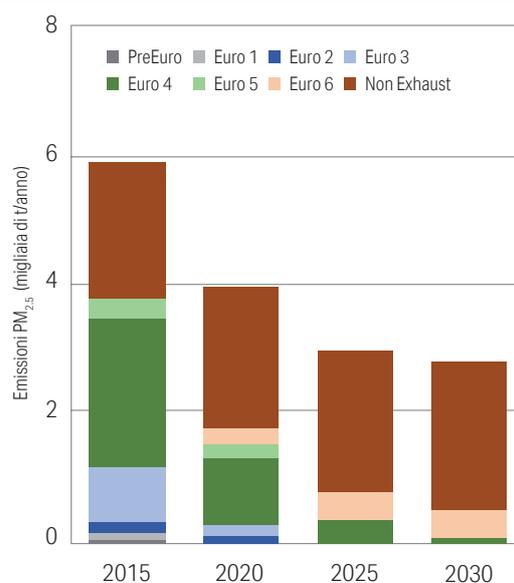
Fonte: Acea Report "Vehicles in use - Europe 2018"

Emissioni totali nel Comune di Roma (Tonnellate)

	PM ₁₀	NO _x
Industria	60,9	165,5
Riscaldamento	3.104,7	2.578,0
Trasporto su Strada	1.020,9	17.978,5
Altri trasporti	56,6	686,3
Agricoltura	12,6	194,5
Altro	94,8	5,3
TOTALE	4.350,5	21.608,1

Fonte: Ispra

ITALIA Emissioni PM_{2,5} auto passeggeri diesel (Base case scenario)



Fonte: Aeris Europe (2017), "Urban air quality study"

FOCUS

sel Euro 5 e 6 percorrano 10-20 km/giorno nell'area di Roma, il loro contributo alle emissioni totali di PM_{10} sarebbe di 15-30 kg/giorno rispetto ai 20.000 kg emessi giornalmente da tutti i settori, pari cioè allo 0,07-0,15 per cento.

Anche sotto il profilo delle emissioni di NO_x , qualora si volessero considerare i suoi effetti sul PM_{10} secondario, occorre evidenziare che le emissioni complessive delle auto diesel Euro 5 e 6 bloccate ammonterebbero all'1,3 per cento (lo 0,4 per cento per le sole Euro 6) delle emissioni giornaliere totali di NO_x .

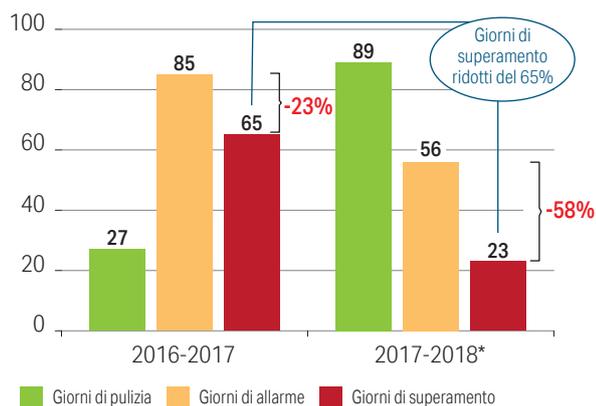
È dunque evidente che la decisione del Comune di Roma di limitare la circolazione delle diesel Euro 5 e Euro 6 avrà un effetto praticamente nullo sulla riduzione delle emissioni inquinanti, in particolare del PM_{10} .

Si tratta pertanto di una decisione del tutto ingiustificata alla luce dei valori realmente emessi che, oltre a creare disagio tra i consumatori, determina incertezza bloccando o rallentano il ricambio del parco e cioè uno degli strumenti principali in grado di dare un contributo positivo alla qualità dell'aria nel medio termine, data l'elevata età media del parco veicoli pubblico e privato rispetto alla media europea.

Quali sono le altre fonti di emissione di PM_{10} nel settore dei trasporti?

Nelle motorizzazioni Euro 5 e 6, le emissioni di particolato derivano solo in piccola parte dalle emissioni allo scarico (sia primarie che secondarie), mentre in larga percentuale sono dovute al deterioramento per attrito di pneumatici, freni e del manto stradale (le cosiddette "emissioni

Manutenzione e lavaggio strade: il caso di Stoccarda Periodo di allarme PM



Dati rilevati nella città di Stoccarda mediante metodo di misurazione gravimetrico.
(*) Per il 18 aprile non sono disponibili dati gravimetrici e quindi valutati i dati continui.
Fonte: Dekra 2019

non-esauste"), che tra l'altro tendono a crescere rapidamente con l'aumento del peso del veicolo. Nell'ambito delle politiche finalizzate alla riduzione del particolato, è dunque fondamentale anche il ruolo svolto dalle condizioni e dalla qualità di manutenzione dei manti stradali.

Un esempio dell'efficacia di interventi specifici sulle strade si ha nella città di Stoccarda che, a fronte di un triplicarsi del numero di giorni di lavaggio delle strade, ha registrato una riduzione del 60 per cento dei superamenti delle concentrazioni giornaliere del PM_{10} .

Interventi anche modesti sulla pulizia e manutenzione delle strade cittadine darebbero quindi risultati di gran lunga superiori in termini di abbattimento delle emissioni di PM_{10} , come dimostrano le esperienze europee, rispetto agli effetti praticamente nulli derivanti dal blocco delle auto diesel Euro 5 e Euro 6.

La nuova Direttiva europea per l'ETS 2021-2030

Con il Decreto Legislativo n. 157 del 23 giugno 2020 è stata recepita nell'ordinamento nazionale la Direttiva ETS 2018/410/UE che regolerà il mercato delle quote di emissione di CO₂ per il periodo 2021 – 2030. Uno dei punti di maggior interesse per il settore è la **compensazione dei costi indiretti dovuti all'aumento delle tariffe elettriche in attuazione dell'ETS**.

Si tratta di un aspetto molto importante per il settore, su cui Unione Petrolifera è intervenuta ripetutamente nei confronti del Comitato Nazionale ETS. La compensazione, infatti, finora è stata praticata solo da alcuni Stati membri creando una forte distorsione della competitività tra le imprese anche a livello comunitario.

I nuovi criteri allo studio presso la Commissione europea continuano ad includere la **raffinazione del petrolio tra i settori eleggibili alle compensazioni dei costi indiretti**, nel rispetto delle norme sugli Aiuti di Stato. In base ai suddetti criteri, in presenza di risorse sufficienti, la compensazione sarà applicata a tutta l'energia elettrica consumata in raffineria, sia prelevata in rete che auto prodotta.

Tassonomia e finanza sostenibile

Per realizzare gli obiettivi del *Green Deal* europeo saranno necessari investimenti notevoli. Nel corso del 2020 la Commissione intende presentare una strategia per la finanza sostenibile. **È essenziale che i sistemi di finanziamento non siano discriminatori, ma consentano a tutti i settori di evolversi per poter fornire il proprio contributo nella transizione energetica.**

Nel corso del 2019 è stato raggiunto in ambito europeo un accordo sulla disciplina comunitaria per stabilire un sistema di classificazione, o **"tassonomia"**, in grado di fornire alle imprese e agli investitori un linguaggio comune per poter dichiarare una attività economica, oggetto di un servizio finanziario, come **"ecosostenibile"**. Tuttavia, c'è la consapevolezza che la mitigazione dei cambiamenti climatici non potrà essere conseguita solo con attività ecosostenibili ed è quindi importante che vengano incluse nella tassonomia anche **tutte quelle attività in grado di contribuire concretamente alla transizione a basse emissioni di carbonio.**

Tra queste attività va sicuramente ricompreso lo **sviluppo di combustibili liquidi a basse emissioni di carbonio**, che avranno un ruolo essenziale nella transizione energetica per abbattere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) nei trasporti. È stato quindi richiesto che si tenga conto di questa evoluzione tecnologica quando si elaboreranno i provvedimenti attuativi della tassonomia.

La proposta di revisione della Direttiva sulla tassazione energetica

Dal processo di consultazione avviato dalla Commissione europea sulla “**Energy Taxation Directive**”, emerge l’esigenza di una revisione della normativa sulla fiscalità energetica coerentemente con gli obiettivi comunitari di politica ambientale al 2030 e al 2050.

Questi nuovi obiettivi modificano profondamente l’impostazione originaria della precedente Direttiva, che aveva come obiettivo quello di armonizzare i livelli minimi della fiscalità energetica al fine di non alterare/distorcere la dimensione competitiva del mercato comunitario.

Gli orientamenti attuali sono invece diretti a calibrare il carico fiscale in base al *carbon footprint* dei diversi prodotti/vettori energetici. Poiché la nuova Direttiva sarà diretta a sostenere misure di carattere ambientale oltre quelle di natura fiscale, la Commissione sarebbe intenzionata a rivedere le procedure di approvazione per consentire al Parlamento e al Consiglio di emanare la Direttiva a maggioranza qualificata.

Unione Petrolifera e FuelsEurope stanno seguendo i lavori di revisione della Direttiva, sostenendo una posizione coerente con la “*Vision 2050*” del settore, a difesa dei combustibili liquidi decarbonizzati.

Il Gruppo Strategico Carburanti Alternativi e Energie per la Mobilità: un anno di lavoro

Nel corso del 2019 si è sviluppata l’attività del “Gruppo Strategico Carburanti Alternativi e Energie per la Mobilità”, istituito nel 2018 in ambito Unione Petrolifera, attraverso 5 *workshop* dedicati alle diverse modalità di trasporto.

L’elaborazione del materiale raccolto consente ad Unione Petrolifera, coadiuvata dal RIE, di predisporre una analisi economica del ruolo delle singole fonti energetiche impiegate nelle diverse modalità di trasporto. Tale lavoro servirà anche per delineare scenari al 2030 e 2050 razionali e sostenibili.

Biocarburanti e biometano: il quadro normativo nazionale

Nel corso del 2019 è stata data attuazione quasi piena al Decreto Ministeriale del 2 marzo 2018 per quanto attiene ai biocarburanti avanzati liquidi, mentre per il biometano si sono registrate criticità per l’avvio della produzione. Il quantitativo di biocarburanti avanzati liquidi immessi in consumo ha raggiunto quasi il 100 per cento del

target. Nel caso del biometano, invece, sono stati prodotti quantitativi per solo il 20 per cento del *target* atteso.

Nella fase attuale si stanno però prefigurando alcune criticità a seguito del rialzo delle quotazioni delle materie prime per il biodiesel e del concomitante crollo del prezzo del gasolio. In tale situazione i produttori di biocarburanti liquidi avanzati lamentano una inadeguatezza del livello di incentivazione per coprire i maggiori costi di produzione. Sono in corso approfondimenti con i Ministeri e con il GSE per individuare gli interventi più opportuni.

Nel corso del 2019 si è anche cercato di definire delle regole per gestire le informazioni necessarie al calcolo del GHG Saving conseguito con i biocarburanti (nel 2020 è scattato l'obbligo di riduzione del 6 per cento rispetto al 2011).

I Ministeri competenti, dopo aver valutato sotto il profilo legale la normativa in vigore, hanno ritenuto che il GHG Saving possa essere generato solo da immissioni in consumo di miscele contenenti biocarburanti con associato “**Certificato di Sostenibilità**”. Ai CIC scambiati sul mercato non sarà invece associato alcun GHG Saving.

Nel corso del 2020 partiranno i lavori di recepimento della Direttiva RED II in coerenza con gli obiettivi del PNIEC. Unione Petrolifera intende elaborare una proposta congiunta con i produttori di biocarburanti per assicurare il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi nel modo più efficace e razionale possibile, senza pregiudicare la competitività del Paese.

L'attuazione delle nuove norme IMO per la qualità del bunker mondiale

Il 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la nuova normativa IMO sulla qualità bunker con un contenuto massimo di zolfo pari allo 0,5 per cento. Le nuove specifiche non hanno creato problematiche di approvvigionamento nel nostro Paese: il prodotto è stato disponibile in tutti i porti nazionali, anche in quelli minori privi di deposito e riforniti via autobotte dal sistema logistico petrolifero.

La raffinazione e la logistica petrolifera hanno saputo rispondere puntualmente alla nuova domanda, grazie ad un lungo percorso di avvicinamento alle nuove scadenze, avviato anche in sede IMO, a cui Unione Petrolifera ha partecipato attivamente.

Le nuove norme IMO sui bunker, anche se limitate al solo tenore di zolfo, hanno avuto un certo impatto sul sistema produttivo e distributivo, tenuto conto che si tratta di prodotti anche molto diversi tra di loro, che vanno dal *Marine Diesel* ai distillati pesanti, fino ai *Fuel Oil*

FOCUS

EVENTI PROGETTO RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE

Eventi in Unione Petrolifera con le Amministrazioni nel 2019

- ✓ 26 giugno Tavolo di confronto pubblico-privato su «La sostenibilità della bonifica nei siti industriali e nella rete carburanti» con Remtech, Ministero dell'Ambiente e Commissario Straordinario Discariche abusive.
- ✓ 9 luglio Workshop «La valutazione del rischio chimico nei cantieri di bonifica» con l'Università di Tor Vergata e INAIL.
- ✓ 19 novembre Workshop «Ambiente e Salute» con focus sul Decreto Ministeriale aree agricole con Istituto Superiore di Sanità e Ministero dell'Ambiente.

Eventi in occasione di Fiere o convegni esterni nel 2019

- ✓ Napoli, 28 marzo - Seminario Archeo-club bonifica dei punti vendita carburanti: «La lunga strada per un procedimento sostenibile».
- ✓ Ferrara, 20 settembre - Remtech: «Conferenza nazionale Industria e Ambiente», organizzata da UP con ISPRA e Federchimica.
- ✓ Roma 24 ottobre - OIL & NON OIL: Convegno organizzato da UP «20 anni di bonifiche ambientali nella rete distributiva carburanti. Luci ed ombre».
- ✓ Rimini, 7 novembre - Reclaim expo/ Ecomondo: Convegno organizzato da La Sapienza Università di Roma e da UP.

tradizionali, che richiedono specifiche configurazioni impiantistiche e problematiche di stabilità e compatibilità in caso di miscelazione.

Le quotazioni del nuovo prodotto allo 0,5 per cento di zolfo in Italia hanno seguito senza distorsioni quelle dei mercati internazionali e in particolare quelle dell'area mediterranea e del Nord Europa. Lo spread tra il prodotto allo 0,5 per cento di zolfo e quello al 3,5 per cento si è progressivamente ampliato tra fine 2019 e i primi giorni del 2020, per poi ridursi significativamente e stabilizzarsi su livelli che tengono conto di un prodotto qualitativamente migliore.

Economia circolare ed uso efficiente delle risorse

Nel corso della seconda metà del 2019 il Ministero dell'Ambiente ha avviato i lavori di consultazione sul recepimento del pacchetto di Direttive relative all'economia circolare. Conclusi i lavori di consultazione, i quattro Decreti Legislativi di attuazione su rifiuti, discariche e veicoli fuori uso sono stati approvati in via definitiva e in attesa di pubblicazione. Di particolare interesse è lo schema di «Attuazione della Direttiva (UE) 2018/851, che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, e della Direttiva (UE) 2018/852, che modifica la Direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio».

Lo schema prevede una riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore (EPR) che ne individua e circoscrive specificamente responsabilità, compiti e ruoli. Viene previsto che i produttori corrispondano un contributo finanziario che consenta di coprire i costi della raccolta differenziata e si rafforza il Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti che conterrà anche misure relative alla prevenzione della dispersione dei rifiuti in ambiente naturale e alla riduzione dello spreco alimentare. Il testo, inoltre, introduce norme in materia di gestione dei rifiuti e degli imballaggi e di bonifica dei siti inquinati.

Il Ministero dell'Ambiente ha avviato anche i lavori per la **tracciatura informatica dei rifiuti**, iniziando alcune valutazioni preliminari sulla struttura del **Registro elettronico nazionale per la tracciabilità dei rifiuti**.

Progetto Riqualificazione ambientale

Unione Petrolifera ha avviato nel 2019 un progetto specifico rivolto alle Aziende che svolgono attività di servizi per il settore petrolifero e che operano nel settore della Riqualificazione ambientale (consulenza e ingegneria ambientale; bonifica e riqualificazione dei siti contaminati; recupero di siti petroliferi, con particolare riferimento ai punti vendita carburanti).

Lo scopo del progetto è di diffondere le conoscenze tecnico scientifiche su particolari aspetti innovativi o di sostenibilità degli interventi di risanamento; concorrere all'elaborazione di linee guida condivise dalle parti (Enti di controllo, aziende committenti, aziende che operano nelle attività di risanamento dei siti); monitorare l'applicazione di norme speciali di settore; organizzare *workshop* o seminari con altri soggetti interessati, anche con valenza di aggiornamento professionale specifico.

Nel corso dell'anno sono stati organizzati diversi eventi interni ed esterni, dedicati a valorizzare modelli e approcci sostenibili e al confronto sull'applicazione delle tecnologie innovative.

È stata inoltre promossa la partecipazione a convegni e eventi, per un confronto strutturato con altre realtà industriali, con gli Enti e le Amministrazioni coinvolte, così come la partecipazione ad iniziative di formazione sui temi riguardanti la bonifica dei siti. L'iniziativa è stata confermata anche per l'anno 2020.

Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)

Nel 2019 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, per rispondere 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"*), per adeguarsi alla quale le Aziende associate da tempo 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 di gas serra e l'adattamento agli effetti dei cambiamenti climatici.

Le norme ISO più significative per il settore petrolifero, alla cui elaborazione Unione Petrolifera ha partecipato e continua a partecipare, sono:

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.

FOCUS



AMBIENTE E SOSTENIBILITÀ

- ✓ Roma 6 marzo 2019, Workshop con SPE student, La Sapienza Roma - Facoltà di Ingegneria civile ed industriale: "La riqualificazione dei siti petroliferi nell'ottica di un'economia circolare".
- ✓ Roma 17 maggio 2019, MASTER MAF Metodologie Analitiche Forensi, La Sapienza Roma - Facoltà di Chimica: "Identificazione dei reati contro l'ambiente".
- ✓ Roma, 27 giugno 2019, Master Caratterizzazione e tecnologie per la bonifica dei siti inquinati, La Sapienza Roma - Facoltà di Chimica: "La riqualificazione dei siti petroliferi".
- ✓ Ferrara, 18 settembre 2019, Remtech con La Sapienza, Università di Roma Remtech National School sulla sostenibilità delle bonifiche.
- ✓ 24 ottobre 2019, MASTER Diritto dell'ambiente, La Sapienza Roma - Giurisprudenza: "La sostenibilità delle bonifiche ambientali dei siti petroliferi in un'ottica dell'economia circolare".
- ✓ 18 gennaio e 8 febbraio 2020, Corso di formazione in Scienze della Sostenibilità - La Sapienza Università di Roma Aula Magna Rettorato: "L'evoluzione del settore petrolifero: processi e prodotti basati sulla sostenibilità e sull'economia circolare".

- **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;
- **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. 105/15 di attuazione della Direttiva Seveso Ter.

SALUTE E SICUREZZA

COVID-19 e gestione dell'emergenza

Il 30 gennaio 2020, in seguito alla segnalazione da parte della Cina di un cluster di casi, nella città di Wuhan, di polmonite ad eziologia ignota (poi identificata come un nuovo coronavirus Sars-CoV-2) l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) ha dichiarato lo stato di emergenza di sanità pubblica di interesse internazionale. Il giorno successivo il Governo italiano, tenuto conto del carattere particolarmente diffusivo dell'epidemia, ha proclamato lo stato di emergenza e messo in atto le prime misure di contenimento del contagio sull'intero territorio nazionale¹.

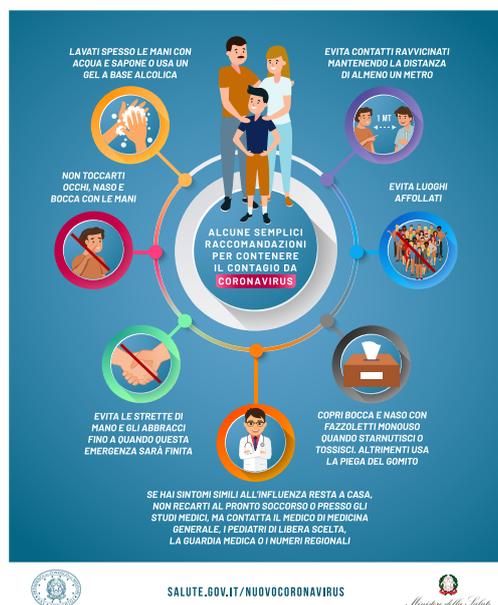
Le misure si sono intensificate a partire dal 23 febbraio prevedendo l'isolamento di alcuni comuni in Lombardia e Veneto, per poi arrivare a misure di contenimento diffuse in tutto il Paese, che hanno previsto dall'11 marzo la chiusura delle attività commerciali, dal 20 marzo la limitazione degli spostamenti delle persone se non per salute, lavoro o stato di necessità (il cosiddetto *lockdown*) e infine dal 22 marzo la limitazione delle attività produttive non ritenute essenziali. La fase due di parziale riavvio dell'economia è iniziata dal 4 maggio, dopo che la curva dei contagi ha iniziato a scendere.

Unione Petrolifera ha affiancato le aziende del settore per il coordinamento della gestione dell'emergenza pandemica. In virtù del Protocollo d'intesa siglato nel luglio 2018 con il Dipartimento di Protezione Civile nazionale, Unione Petrolifera ha potuto partecipare, a partire dal 23 febbraio, alle riunioni quotidiane del Comitato operativo, potendo così comprendere l'organizzazione dell'emergenza, avere elementi aggiuntivi su possibili scenari di sviluppo, nonché rappresentare direttamente le istanze del settore in coordinamento con quelle degli altri operatori dei servizi essenziali.

UP ha istituito una apposita *task force* sull'emergenza COVID-19 con i referenti aziendali delle funzioni salute e sicurezza.

A partire dalla prima riunione del 24 febbraio, la *task force* si è riunita

¹ Vedi anche Focus "Il dirompente effetto del COVID-19 nel primo semestre del 2020" a pag. 22.



in audio/videoconferenza, con cadenza almeno settimanale sia per le raffinerie che per i depositi, mentre incontri specifici sono stati dedicati alla rete distributiva, ai trasporti e alla gestione delle attività di bonifica.

Dal 19 marzo è stata inoltre attivata da FuelsEurope una *task force* tra le Associazioni petrolifere dei Paesi europei, per seguire l'evoluzione dell'emergenza, per interagire con le Istituzioni comunitarie e per condividere le *best practices* nel *downstream* petrolifero al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei prodotti petroliferi per l'intera Europa. Infine Unione Petrolifera ha partecipato attivamente al Programma Gestione Emergenza (PGE) di Confindustria.

L'intera filiera (raffinerie, depositi ed impianti di distribuzione carburanti) ha sempre garantito la continuità dei servizi, in qualsiasi fase dell'emergenza, attivando misure anti-contagio a protezione dei lavoratori, adeguate di volta in volta in base all'evolversi degli scenari e tese a garantire la tutela dei lavoratori alla luce delle informazioni tecnico-scientifiche disponibili. Sono state adottate prontamente misure organizzative per il rispetto della distanza interpersonale, favorendo al massimo il ricorso al lavoro agile per le funzioni non operative. Ciò a partire da fine febbraio, anticipando di diversi giorni i contenuti del Protocollo firmato il 14 marzo dal Presidente del Consiglio, Giuseppe Conte con le parti sociali.

Il confronto settimanale ha poi messo in luce l'adozione di *best practices* da parte di singoli operatori o aree che sono state prontamente adottate in altri territori.

Protocollo tra INAIL e UP sulla Salute e sicurezza sul lavoro

Il 24 febbraio di quest'anno è stato sottoscritto un Protocollo tra INAIL¹ e Unione Petrolifera in materia di sicurezza e salute sul lavoro, che prevede la sperimentazione, presso le imprese aderenti a Unione Petrolifera interessate, di nuove procedure e strumenti già predisposti dall'INAIL o dalle stesse Aziende associate, come i sistemi di monitoraggio dell'integrità delle attrezzature e delle condizioni del lavoratore che opera in ambienti di lavoro difficili, i sistemi di movimentazione assistita e le procedure per la gestione del rischio chimico.

L'INAIL ha riconosciuto l'importanza di dare avvio a questa collaborazione in un settore strategico del nostro Paese, i cui addetti operano in ambienti ad alto rischio. In questo contesto, una prevenzione effi-

¹ INAIL - Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul Lavoro.

cace richiede interventi mirati e un impegno costante sul fronte della formazione e dell'informazione, con il coinvolgimento diretto di parti sociali, imprese e lavoratori.

Tavolo per la sicurezza dell'autotrasporto

Nel corso dell'anno è proseguito il confronto con le Associazioni di categoria FAI¹ e ANITA², per la condivisione di una procedura operativa per il carico dei carburanti al deposito e lo scarico presso i punti vendita. I rappresentanti dell'autotrasporto hanno richiesto il coinvolgimento delle rappresentanze dei gestori sul testo consolidato della procedura.

È stato quindi aperto il confronto con le Organizzazioni sindacali dei gestori per quanto riguarda la parte relativa allo scarico assistito presso i distributori di carburanti. Le osservazioni dei gestori sono ora all'attenzione delle Associazioni dell'autotrasporto per la valutazione conclusiva.

Salute e sicurezza nei luoghi di lavoro

Continua il processo di aggiornamento della disciplina di riferimento sulla tutela dei lavoratori nei luoghi di lavoro, avviato dalla Commissione europea nel 2015. È stata infatti recepita la prima modifica alla Direttiva Cancerogeni e mutageni 2398/2017³ e pubblicato un quarto elenco dei valori limite indicativi di esposizione professionale⁴, mentre sono ancora da recepire la seconda⁵ e la terza⁶ modifica alla Direttiva sui **rischi di esposizione ad agenti cancerogeni e mutageni**.

La seconda, in particolare, ha ricompreso tra le attività esposte ad *"agenti cancerogeni"* quelle *"comportanti penetrazione cutanea degli*

¹ FAI - Federazione Autotrasportatori Italiani.

² ANITA - Associazione Nazionale Imprese Trasporti Automobilistici.

³ Decreto Legislativo del 1° giugno 2020, n. 44 - Attuazione della Direttiva (UE) 2017/2398 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 dicembre 2017, che modifica la Direttiva 2004/37/CE del Consiglio, relativa alla protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da un'esposizione ad agenti cancerogeni o mutageni durante il lavoro.

⁴ Comunicato di avviso della pubblicazione nel sito del Ministero del Lavoro del Decreto Ministeriale 2 maggio 2020 di recepimento della Direttiva che definisce un quarto elenco dei valori limite indicativi di esposizione professionale in Gazzetta Ufficiale n. 128 del 19 maggio.

⁵ 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.

⁶ Direttiva (UE) 2019/983 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 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

DIRETTIVE SULLA SALUTE E SULLA SICUREZZA PUBBLICATE NEL 2019

1. **Agenti chimici** - Quinto elenco di valori limite di esposizione professionale in attuazione della Direttiva 98/24/CE - Direttiva (UE) 2019/1831 del 24 ottobre 2019, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 31 ottobre 2019 n. L 279/31.

2. **Attrezzature di protezione individuale** - Modifica degli allegati I, II e III della Direttiva 89/656/CEE - Direttiva (UE) 2019/1832 del 24 ottobre 2019, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 31 ottobre 2019 n. L 279/35.

3. **Agenti biologici** - modifica allegati I, II, V, VI della Direttiva 2000/54/CE - Direttiva (UE) 2019/1833 del 24 ottobre 2019, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 31 ottobre 2019 n. L 279/54.

4. **Assistenza medica a bordo delle navi** - modifica degli allegati II e IV della Direttiva 92/29/CEE - Direttiva (UE) 2019/1833 del 24 ottobre 2019, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 31 ottobre 2019 n. L 279/54.

Le Direttive sono entrate in vigore il 20 novembre 2019 e dovranno essere recepite dagli Stati membri entro il 20 novembre 2021.

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".

Proseguono le attività dell'**Organismo Paritetico Nazionale**¹ (OPN), di riferimento per le aziende del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro (CCNL) Energia e petrolio per le 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. Si è tenuta inoltre il 20 e il 21 novembre dello scorso anno a Siracusa la Conferenza Nazionale 2019 per i Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza e l'Ambiente (RLSA) e i Responsabili del Servizio Prevenzione e Protezione (RSPP) ed è stata incentrata sul tema dell'ambiente facendo un focus su "**Economia Circolare e Piano Energia e Clima**".

Gestione delle sostanze chimiche

Nell'ambito dell'applicazione del **Regolamento REACH**² per la gestione dei rischi legati alla manipolazione e all'uso di sostanze chimiche per la salute e l'ambiente, tra cui rientrano le sostanze petrolifere, Unione Petrolifera sta supportando il lavoro svolto dalle Associazioni petrolifere europee, FuelsEurope e Concawe, assicurando il raccordo sulle posizioni definite dal settore a livello europeo con i rappresentanti REACH dell'Autorità nazionale (Ministero della Salute che si coordina con lo Sviluppo Economico ed Ambiente). Sono proseguiti inoltre i lavori presso l'ECHA (Agenzia Europea delle sostanze chimiche) del Gruppo di lavoro "Sostanze presenti nel petrolio e nel carbone" (PetCo), dedicato a migliorare l'identificazione, la valutazione e la gestione di queste famiglie di sostanze caratterizzate da una composizione variabile o non nota, le cosiddette *UVCB substances*³.

Il Regolamento REACH è altresì direttamente connesso al **Regolamento CLP**⁴ relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele, che stabilisce le indicazioni e i pittogrammi di pericolo e prudenza che costituiscono una fonte importante di informazioni sul luogo di lavoro.

¹ Il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio del 25 gennaio 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.

² Regolamento 1907/2006 sulla Registrazione, valutazione, autorizzazione e restrizione delle sostanze chimiche.

³ UVCB - Unknown or Variable composition, Complex reaction products or Biological materials.

⁴ CLP - Classification, Labelling and Packaging. Il Regolamento CLP (CE) n. 1272/2008 allinea la precedente legislazione europea al GHS (Sistema mondiale armonizzato di classificazione ed etichettatura delle sostanze chimiche).

Sul Regolamento CLP si è lavorato per le modifiche al Regolamento (UE) 542/2017 (Allegato VIII del CLP), relativo all'armonizzazione delle informazioni da trasmettere entro gennaio 2021 per dare risposta alle emergenze sanitarie. Una soluzione in grado di soddisfare le necessità dei centri antiveleni e idonea anche per i prodotti petroliferi, caratterizzati da una composizione variabile, dovrebbe essere quella di prevedere una notifica semplificata con riferimento a standard predefiniti.

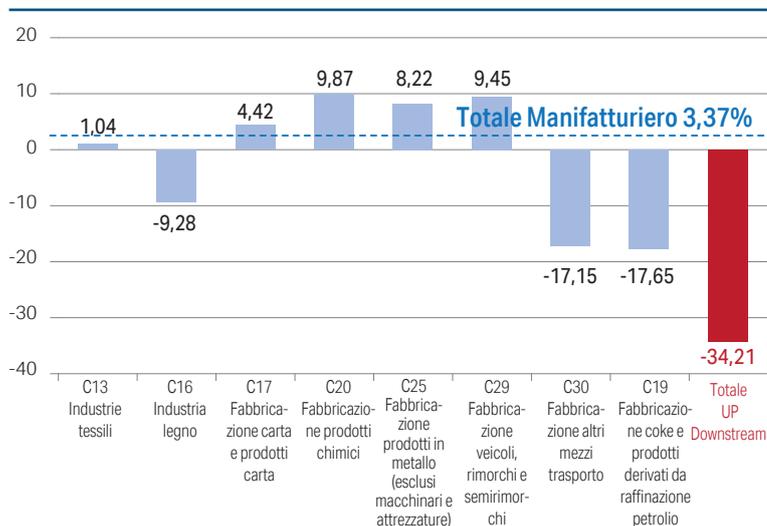
Continua infine l'impegno del settore nell'applicazione della **Convenzione di Parigi sul disarmo chimico**. In Unione Petrolifera è stato organizzato, lo scorso 30 gennaio, un seminario informativo su "Gli adempimenti della Convenzione di Parigi (Legge n. 496/95) e le verifiche ispettive", tenuto da rappresentanti del Ministero dello Sviluppo Economico per gli adempimenti connessi alla Legge n. 496/95 e dell'Autorità nazionale/Ministero degli Affari esteri per le modalità di ispezione dei siti da parte dell'Organizzazione per la Proibizione delle Armi Chimiche (OPAC).

Attuazione della Direttiva 2012/18/UE (Seveso III)

Nel corso del 2019 i Comitati Tecnici Regionali (CTR) hanno condotto, presso numerosi stabilimenti di Aziende associate, varie ispezioni sui Sistemi Gestione Sicurezza (SGS-PIR) per la prevenzione degli incidenti rilevanti rientranti nel campo di applicazione della Direttiva Seveso III, focalizzando l'attenzione sia sulla valutazione dei rischi Na-Tech, derivanti da eventi naturali disastrosi (sismici, idrogeologici e meteo), che sul monitoraggio e controllo invecchiamento impianti e attrezzature critiche. Al riguardo della valutazione dei rischi Na-Tech, le Aziende hanno verificato e, ove necessario, adeguato le proprie strutture critiche agli eventi naturali, in particolare sismici, in relazione alle specifiche zone in cui sono localizzate, procedendo a ulteriori verifiche strutturali.

Relativamente alla tematica dei potenziali rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature critiche è stato inizialmente utilizzato, in via sperimentale, il "*Metodo di Valutazione Sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione invecchiamento attrezzature negli stabilimenti Seveso*", elaborato da uno specifico gruppo di lavoro coordinato, a seguito del mandato ricevuto dal Comitato di Coordinamento del Ministero dell'Ambiente, dal Centro ricerche INAIL e costituito da esperti INAIL, ISPRA e ARPA regionali, coadiuvati da consulenza scientifica dell'Università di Messina, con il continuo supporto tecnico-operativo delle Associazioni di settore, tra cui Unione Petrolifera.

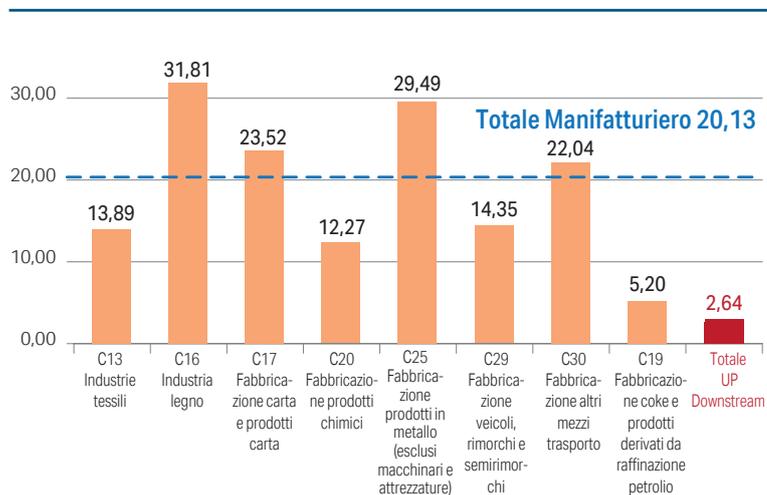
ITALIA Variazione percentuale 2014-2018 numero infortuni denunciati a INAIL^(*)



^(*) Infortuni in occasione di lavoro per settore di attività economica.

Fonte: Elaborazioni UP su dati INAIL

ITALIA Frequenza media per 1000 addetti 2014-2018 degli infortuni denunciati INAIL^(*)



^(*) Calcolati su numero lavoratori anno 2017.

Fonte: Elaborazioni UP su dati INAIL

Le indicazioni della sperimentazione, risultate molto utili per rafforzare la conoscenza e la comprensione di ispettori e gestori, sono state utilizzate per miglioramenti del “Metodo”, attualmente in corso di revisione, con l’introduzione di elementi riguardanti le macchine rotanti (compressori, pompe, ecc.), aggiornamenti tecnici/gestionali e nuove modalità di calcolo dei fattori penalizzanti e compensanti l’invecchiamento.

In tale contesto, Unione Petrolifera sta anche apportando un contributo al progetto di ricerca “MAC4PRO”, finanziato da INAIL, mirato ad elaborare una prognostica delle condizioni dei serbatoi fuori terra, in modo da garantirne la sicurezza minimizzando gli interventi manutentivi a quelli strettamente necessari.

Sempre in materia di SGS-PIR, nel 2019, in considerazione delle novità introdotte dal Decreto Legislativo n. 105/2015, sono proseguite in ambito UNI/CTI le attività di revisione delle norme tecniche UNI 10617 e UNI 10616, ove particolare attenzione è dedicata alla tematica dei rischi NaTech sismici.

Alla fine del 2019 il MATTM, in considerazione della complessa tematica dei rischi Na-Tech trattata in varie sedi, ha raccomandato a INAIL di elaborare una “Guida” di indirizzo nazionale.

In tale contesto Unione Petrolifera ha condotto diversi seminari, riservati alle Associate, di addestramento e diffusione delle conoscenze sulle tematiche, coadiuvato da esperti INAIL, ISPRA e Protezione Civile.

Evoluzione della normativa antincendio

Il Ministero dell’Interno - Corpo nazionale dei Vigili del Fuoco, di concerto con Ministero del Lavoro, sta finalizzando i quattro schemi di Decreto previsti dal Decreto Legislativo n. 81/08 (Salute e sicurezza nei luoghi lavoro).

I Decreti forniscono criteri in materia di: “Controlli, manutenzione e sorveglianza attrezzature sicurezza antincendio”, “Gestione della sicurezza antincendio in esercizio ed emergenza”, “Luoghi di lavoro a basso rischio di incendio”.

Del pacchetto fa anche parte un Decreto di parziale aggiornamento dell’elenco delle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi (allegato I al Decreto del Presidente della Repubblica n. 151/2011).

I Decreti si applicano a tutti i luoghi di lavoro, inclusi gli stabilimenti Seveso, depositi, punti di vendita e uffici.

Performance sicurezza: downstream petrolifero in vetta alle classifiche

Prosegue, con l'intensificazione dei programmi di formazione e partecipazione del personale, l'impegno dell'industria petrolifera nelle attività volte al miglioramento continuo delle prestazioni per la sicurezza e la prevenzione dei rischi, attraverso una sempre più diffusa cultura della sicurezza.

Un impegno che si è tradotto in risultati concreti, come testimoniato dagli indici di frequenza relativi all'anno 2019 (pari 0,87 per milione di ore lavorate e 1,55 per mille addetti) e gravità infortuni (pari 0,02 per mille ore lavorate e 0,04 per addetto). Si registrano infatti ulteriori significativi miglioramenti rispetto agli anni precedenti. Il settore petrolifero si conferma dunque, nelle classifiche stilate da INAIL, come il più virtuoso rispetto agli altri settori manifatturieri italiani.

Nel periodo 2014-2018 il numero degli infortuni sul lavoro denunciati a INAIL dal settore "Petrolifero Downstream" complessivamente si è ridotto di oltre il 34,2 per cento, rispetto all'aumento del 3,4 per cento che ha interessato l'intero comparto manifatturiero. L'indice di frequenza media degli infortuni per 1000 addetti, nel solo anno 2018 è stato invece pari a 2 per il downstream petrolifero e a 21 per il manifatturiero.

Risultati che non devono esimere dal mantenere costante l'impegno e mettere in atto ulteriori interventi per prevenire gli incidenti, in particolare quelli più gravi, con l'obiettivo di raggiungere il traguardo di zero infortuni, già raggiunto da vari stabilimenti con record significativi in termini di migliaia di addetti.



unione petrolifera

APPENDICE STATISTICA



MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI I consumi energetici dei principali Paesi (2018)

(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro elettricità ⁽¹⁾	Nucleare ⁽²⁾	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.772,1	4.662,1	3.309,4	948,8	611,3	561,3	13.864,9	1,8
Area OCSE	861,3	2.204,8	1.505,2	321,3	446,1	330,4	5.669,0	4,5
Stati Uniti	317,0	919,7	702,6	65,3	192,2	103,8	2.300,6	7,0
Ex Urss	161,1	203,1	525,7	57,6	65,8	1,2	1.014,5	3,4
Giappone	117,5	182,4	99,5	18,3	11,1	25,4	454,1	3,6
Cina	1.906,7	641,2	243,3	272,1	66,6	143,5	3.273,5	2,3
India	452,2	239,1	49,9	31,6	8,8	27,5	809,2	0,6
Area UE (28 Paesi)	222,4	646,8	394,2	78,0	187,2	159,6	1.688,2	3,3
Belgio/Lussemburgo	3,3	34,1	14,5	0,1	6,4	3,8	62,2	5,2
Francia	8,4	78,9	36,7	14,5	93,5	10,6	242,6	3,7
Germania	66,4	113,2	75,9	3,8	17,2	47,3	323,9	3,9
Olanda	8,2	40,9	30,7	—	0,8	4,2	84,8	4,9
Regno Unito	7,6	77,0	67,8	1,2	14,7	23,9	192,3	2,9
Spagna	11,1	66,6	27,1	8,0	12,6	16,0	141,4	3,0
Italia	8,9	60,8	59,5	10,4	—	14,9	154,5	2,5

⁽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 (2018)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	33,6
Area OCSE	22	38,9
Stati Uniti	8	40,0
Ex Urss	—	20,0
Giappone	88	40,2
Cina	20	19,6
India	46	29,5
Area UE (28 Paesi)	58	38,3
Belgio/Lussemburgo	83	54,8
Francia	51	32,5
Germania	66	34,9
Olanda	60	48,2
Regno Unito	34	40,1
Spagna	73	47,1
Italia^(*)	78	39,3

^(*) 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 ^(*)		
	2018	2019		al 1/1/2019	al 1/1/2020	
	Quantità	Quantità	%	Quantità	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	924,9	1.021,6	22,8	34.357	35.491	14,5
di cui: Stati Uniti	669,4	746,7	16,7	7.296	8.197	3,4
Canada	255,5	274,9	6,1	27.061	27.294	11,1
AMERICA LATINA	437,4	411,9	9,2	52.138	51.747	21,1
di cui: Messico	102,3	94,9	2,1	1.067	804	0,3
Venezuela	77,3	46,6	1,0	47.954	48.035	19,6
Altri Paesi	257,8	270,4	6,0	3.117	2.908	1,2
MEDIO ORIENTE	1.489,7	1.417,4	31,6	113.216	112.911	46,2
di cui: Arabia Saudita	578,3	556,6	12,4	40.889	40.876	16,7
Iran	220,4	160,8	3,6	21.374	21.374	8,7
Iraq	226,1	234,2	5,2	19.868	19.571	8,0
Kuwait	146,8	144,0	3,2	13.981	13.981	5,7
U.A.E.	177,7	180,2	4,0	12.976	12.976	5,3
Altri Paesi	140,4	141,6	3,2	4.128	4.133	1,7
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	361,6	361,8	8,1	6.345	6.128	2,5
di cui: Indonesia	39,5	38,2	0,9	436	344	0,1
Cina	189,1	191,0	4,3	3.540	3.573	1,5
Altri Paesi	133,0	132,6	3,0	2.369	2.211	0,9
AFRICA	388,7	399,1	8,9	16.585	16.649	6,8
di cui: Algeria	65,3	64,3	1,4	1.537	1.537	0,6
Libia	47,5	57,8	1,3	6.297	6.297	2,6
Nigeria	98,4	101,4	2,3	5.054	4.989	2,0
Altri Paesi	177,5	175,6	3,9	3.696	3.826	1,6
EUROPA	162,9	157,8	3,5	1.862	1.882	0,8
di cui: Norvegia	83,1	78,4	1,7	1.096	1.083	0,4
Regno Unito	50,8	51,8	1,2	333	360	0,2
Altri Paesi	29,0	27,6	0,6	433	439	0,2
EX URSS	709,1	714,9	15,9	19.640	19.775	8,1
di cui: Russia	563,3	566,0	12,6	14.551	14.687	6,0
Azerbaijan	39,2	38,1	0,8	959	959	0,4
Kazakhstan	91,2	91,4	2,0	3.932	3.932	1,6
Altri Paesi	15,4	19,4	0,4	198	197	0,1
TOTALE	4.474,3	4.484,5	100,0	244.143	244.583	100,0
- di cui Opec	1.854,3	1.680,0		174.766	171.820	
incidenza % sul totale	41,4	37,5		71,6	70,3	

(*) 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

MONDO I consumi petroliferi
(Miloni di tonnellate)

	2018		2019	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	1.030	22,1	1.030	21,8
– di cui: Stati Uniti	920	19,7	918	19,4
Canada	110	2,4	112	2,4
AMERICA LATINA	398	8,5	396	8,4
– di cui: Brasile	136	2,9	137	2,9
Messico	83	1,8	84	1,8
MEDIO ORIENTE	412	8,8	414	8,8
– di cui: Arabia Saudita	163	3,5	164	3,5
Iran	86	1,8	86	1,8
AFRICA	191	4,1	193	4,1
– di cui: Egitto	37	0,8	37	0,8
ESTREMO ORIENTE	1.642	35,2	1.695	36,0
– di cui: Cina	641	13,8	674	14,3
Giappone	182	3,9	175	3,7
India	239	5,1	246	5,2
AUSTRALIA	54	1,2	54	1,1
EUROPA	935	20,1	932	19,8
– di cui: Francia	79	1,7	78	1,7
Germania	113	2,4	111	2,4
Italia	61	1,3	60	1,3
Paesi Bassi	41	0,9	40	0,8
Regno Unito	77	1,7	75	1,6
Russia	152	3,3	155	3,3
TOTALE	4.662	100,0	4.714	100,0

Fonte: BP (per il 2018); elaborazione UP su dati AIE per il 2019

MONDO La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio
 (Migliaia di baril/giorno)

	Al 1° gennaio 2010			Al 1° gennaio 2020		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	146	19.649	21,2	147	20.743	20,5
– di cui: Stati Uniti	129	17.736	19,2	131	18.707	18,5
Canada	17	1.913	2,1	16	2.036	2,0
AMERICA LATINA	72	8.382	9,1	73	8.499	8,4
– di cui: Argentina	10	625	0,7	8	631	0,6
Brasile	13	1.992	2,2	14	2.289	2,3
Messico	6	1.463	1,6	6	1.522	1,5
Venezuela	6	1.868	2,0	8	1.891	1,9
MEDIO ORIENTE	44	7.654	8,3	53	9.299	9,2
– di cui: Arabia Saudita	7	2.109	2,3	9	2.896	2,9
Iran	9	1.715	1,9	11	2.201	2,2
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	165	29.430	31,8	174	35.003	34,7
– di cui: Cina	54 ^(*)	11.604	12,5	69 ^(*)	15.627	15,5
Giappone	30	4.291	4,6	28	3.499	3,5
Corea del sud	6	2.774	3,0	7	3.354	3,3
India	21	3.703	4,0	23	4.796	4,7
Indonesia	8	1.099	1,2	8	1.172	1,2
AFRICA	45	3.547	3,8	48	3.638	3,6
– di cui: Egitto	9	810	0,9	9	814	0,8
EUROPA	132	15.428	16,7	108	14.439	14,3
– di cui: Francia	11	1.702	1,8	7	1.252	1,2
Germania	15	2.091	2,3	12	2.052	2,0
Italia	17	2.396	2,6	12	1.900	1,9
Paesi Bassi	6	1.274	1,4	6	1.296	1,3
Regno Unito	10	1.575	1,7	7	1.238	1,2
Spagna	9	1.422	1,5	9	1.562	1,5
EX URSS	59	8.425	9,1	54	9.352	9,3
– di cui: Russia	40	5.563	6,0	37	256	0,3
TOTALE MONDO	663	92.515	100,0	657	100.973	100,0

^(*) Non sono considerate le piccole raffinerie indipendenti (c.d. “teapots”).

Fonte: Opec e altri

MONDO I prezzi “SPOT” dei principali greggi (2019)

(Fob \$/barile)

	Grado api	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Arabian light	34,2	59,63	64,85	67,40	71,88	70,78	63,45	65,61	60,84	62,74	60,99	64,01	67,45
Arabian heavy	28,0	58,58	63,57	66,31	70,60	69,59	61,81	64,29	60,19	62,19	60,22	63,32	65,63
Iranian heavy	31,0	56,29	61,39	64,17	68,52	67,86	60,88	62,65	57,77	60,32	57,94	60,73	63,80
Iranian light	33,9	58,69	62,53	64,64	70,34	70,19	60,90	62,16	58,39	60,08	57,71	62,87	65,49
Kuwait	31,4	58,65	63,93	66,78	71,20	70,07	62,58	64,90	60,35	62,16	60,52	63,72	62,66
Dubai	32,4	59,07	64,42	66,91	70,93	69,64	61,59	63,21	58,88	61,11	59,46	61,91	64,86
Oman	36,3	59,39	64,62	67,01	71,17	70,04	61,72	63,87	59,79	61,97	60,27	62,81	65,49
Bonny light	36,7	60,51	65,19	67,71	72,81	72,24	65,59	65,95	60,46	64,02	61,45	63,69	68,18
Libyan Essider	40,4	58,27	63,15	65,38	70,45	70,25	63,58	63,36	58,38	62,32	59,78	63,51	67,60
Saharan Blend	44,1	59,27	64,30	66,38	71,15	71,20	64,83	63,92	58,23	62,47	60,48	63,86	68,10
Basrah light	30,2	58,20	63,25	66,05	70,45	69,77	62,74	64,39	59,20	61,85	59,52	62,54	65,83
Isthmus	32,8	58,13	63,81	66,53	70,34	69,04	62,95	63,58	58,71	62,07	59,13	61,69	60,28
W.T.I.	40,0	51,63	54,98	58,11	63,87	60,73	54,68	57,51	54,84	56,86	53,98	57,25	59,81
Merey	32,4	50,90	55,85	57,75	58,95	59,15	53,98	61,84	49,17	61,79	45,69	43,44	49,94
Suez Blend	33,0	58,56	62,40	64,51	70,21	70,06	60,77	62,03	58,26	59,95	57,58	62,74	65,36
Brent Dtd	38,0	59,37	64,00	66,08	71,15	70,85	64,03	63,91	58,83	62,57	59,73	63,11	66,90
Ekofisk	43,0	60,23	64,93	66,73	72,06	72,09	65,48	64,41	59,16	63,76	61,06	65,07	69,17
Ural ^(*)	36,1	60,26	64,10	66,21	71,90	71,68	62,47	63,73	59,95	61,65	59,28	64,44	67,09
Girassol	32,0	59,98	65,30	67,16	72,88	72,95	65,69	65,98	61,64	65,36	61,34	65,65	69,69
OPEC REFERENCE BASKET		58,74	63,83	66,37	70,78	69,97	62,92	64,71	59,62	62,36	59,91	62,94	66,48

^(*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2019)
 (\$/Barile)

	Premium unleaded 10ppm	Virgin Naphta	Jet Aviation Fuel	Gasolio ULSD 10ppm	Gasolio riscaldamento 0,1% s	O.C. BTZ LSF0 1,0%	O.C. ATZ HSFO 3,5%
2018	79,41	66,08	85,37	86,03	84,74	64,31	62,06
Gennaio	59,21	49,09	73,81	74,95	73,81	58,29	53,12
Febbraio	64,39	53,98	77,75	80,95	79,45	64,66	60,07
Marzo	72,51	57,61	79,33	81,78	79,54	65,04	62,54
Aprile	81,90	60,84	81,47	83,63	82,07	66,26	64,52
Maggio	80,16	59,16	82,05	84,25	82,38	65,78	61,11
Giugno	70,57	51,15	75,61	75,71	74,46	63,05	56,28
Luglio	75,45	54,42	78,97	78,19	77,35	65,31	59,19
Agosto	69,64	48,74	75,41	75,39	74,87	58,26	46,04
Settembre	70,95	52,40	79,45	79,58	78,70	64,37	52,24
Ottobre	69,38	52,79	77,45	78,17	76,42	62,98	41,86
Novembre	71,75	56,62	75,46	77,35	75,87	63,16	32,88
Dicembre	70,31	56,98	76,42	79,23	77,96	70,27	36,85
2019	71,35	54,48	77,77	79,10	77,74	63,95	52,23

Fonte : Elaborazione AIE su dati Argus

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2019)
 (\$/Barile)

	Premium unleaded 10ppm	Virgin Naphta	Jet Aviation Fuel	Gasolio ULSD 10ppm	Gasolio riscaldamento 0,1% s	O.C. BTZ LSF0 1,0%	O.C. ATZ HSFO 3,5%
2018	78,78	64,48	86,39	86,22	84,28	63,22	61,13
Gennaio	58,49	51,09	75,32	75,24	73,53	55,77	51,92
Febbraio	63,86	55,76	79,11	80,75	78,83	61,40	58,40
Marzo	70,16	59,46	80,66	81,82	80,27	63,63	61,56
Aprile	82,12	62,82	83,00	84,47	83,00	65,44	63,89
Maggio	84,24	60,79	83,51	84,87	82,60	65,14	60,58
Giugno	72,16	52,67	76,94	76,13	74,71	62,38	55,68
Luglio	76,12	56,11	80,42	78,54	77,10	64,31	57,91
Agosto	71,30	49,75	76,23	75,44	74,23	56,98	44,74
Settembre	70,61	53,42	80,30	79,71	78,19	63,24	50,31
Ottobre	68,25	54,53	78,74	78,47	76,15	60,94	36,40
Novembre	70,17	59,25	77,67	78,14	76,04	60,71	30,22
Dicembre	69,30	60,37	79,12	80,37	78,70	67,23	33,14
2019	71,40	56,34	79,25	79,50	77,78	62,26	50,40

Fonte : Elaborazione AIE su dati Argus

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Fob Singapore dei principali prodotti petroliferi (2019)
(\$/Barile)

	Premium unleaded 10ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 0,05%	HSFO 180 CST ⁽¹⁾	HSFO 380 CST ⁽¹⁾ 4,0%
2018	80,21	67,50	85,05	84,33	67,04	66,01
Gennaio	61,07	51,96	71,75	70,79	59,18	59,04
Febbraio	66,27	56,54	77,93	77,78	65,40	64,83
Marzo	74,42	60,24	79,82	80,31	67,73	66,63
Aprile	80,72	63,47	82,61	82,68	68,42	66,87
Maggio	76,25	60,14	81,55	82,19	65,98	63,73
Giugno	67,49	51,79	74,67	74,35	60,86	59,19
Luglio	73,61	55,68	78,43	78,10	67,67	66,56
Agosto	70,08	50,70	74,57	74,37	55,75	54,57
Settembre	74,40	54,21	77,75	77,11	62,73	62,33
Ottobre	74,19	57,14	75,38	75,55	47,75	47,00
Novembre	76,11	59,76	74,89	75,22	39,34	38,81
Dicembre	74,82	63,62	77,75	78,24	43,23	41,87
2019	72,45	57,10	77,26	77,22	58,67	57,62

⁽¹⁾ CST = Centistokes (Unità di misura della viscosità).

Fonte : Elaborazione AIE su dati Argus

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Fob Pipeline US Gulf di alcuni prodotti petroliferi (2019)
(\$/Barile)

	Benzina Super unleaded	Benzina Unleaded	Jet Kerosene	Gasolio ULSD 10ppm
2018	85,71	80,10	85,12	85,94
Gennaio	62,62	57,10	75,33	74,84
Febbraio	69,77	63,89	79,76	80,05
Marzo	85,47	75,91	80,05	81,53
Aprile	92,27	85,66	82,99	84,44
Maggio	86,69	81,84	82,95	83,37
Giugno	81,94	74,70	76,13	75,80
Luglio	88,02	79,86	80,49	78,72
Agosto	78,81	72,03	75,56	75,06
Settembre	77,56	70,02	78,67	79,81
Ottobre	76,96	68,31	77,81	78,61
Novembre	75,62	68,42	76,38	77,00
Dicembre	73,85	68,40	79,37	79,61
2019	79,13	72,18	78,79	79,07

Fonte : Elaborazione AIE su dati Argus

ITALIA I consumi energetici per fonti primarie
 (Milioni di tep)

	2018		2019 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	9,4	5,5	6,6	3,9
Gas naturale	59,5	34,8	61,0	36,1
Petrolio	59,0	34,5	57,8	34,2
Importazioni nette di energia elettrica	9,7	5,6	8,4	5,0
Fonti rinnovabili ⁽²⁾	33,6	19,6	35,3	20,8
TOTALE CONSUMI	171,2	100,0	169,1	100,0
Tep pro-capite	2,8		2,8	

⁽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 e Istat

ITALIA I consumi energetici per settori di utilizzo
 (Milioni di tep)

	2018		2019 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	3,0	1,8	2,9	1,7
Industria	27,1	15,8	26,9	15,9
Trasporti	40,4	23,6	40,4	23,9
Usi civili	47,1	27,5	47,4	28,0
Usi non energetici	5,7	3,3	5,1	3,0
Bunkeraggi	3,1	1,8	3,1	1,9
Totale impieghi finali	126,4	73,8	125,8	74,4
Consumi e perdite del settore energetico	5,9	3,5	5,8	3,4
Trasformazioni in energia elettrica	38,9	22,7	37,5	22,2
TOTALE CONSUMI	171,2	100,0	169,1	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA La produzione di idrocarburi

	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	4.555	6.084	5.047	5.455	3.746	4.138	4.673	4.268
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	31	27	25	15	14	10	11	10
Gas naturale (Milioni di metri cubi) ^(*)	17.296	16.633	12.071	8.302	6.877	6.021	5.657	5.553	4.983

^(*) 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 (2019)^(*)

(Migliaia di tonnellate)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	4.278	Consumi	60.188
Importazioni di greggio ⁽¹⁾	63.140	Esportazioni	28.072
Importazioni di semilavorati	2.533		
Importazioni di prodotti finiti	15.928		
Da scorte	2.381		
TOTALE	88.260	TOTALE	88.260

^(*) 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)

	2018		2019	
	Quantità totali	%	Quantità totali	%
Arabia Saudita	7.236	11,7	4.974	7,9
Iran	6.033	9,7	—	—
Iraq	9.222	14,9	12.615	20,0
Kuwait	1.041	1,7	—	—
TOTALE MEDIO ORIENTE	23.532	37,9	17.589	27,9
Algeria	1.565	2,5	1.372	2,2
Angola	956	1,5	1.243	2,0
Camerun	743	1,2	949	1,5
Congo	—	—	123	0,2
Egitto	1.303	2,1	989	1,6
Gabon	139	0,2	388	0,6
Ghana	104	0,2	391	0,6
Guinea Equatoriale	360	0,6	85	0,1
Libia	6.296	10,1	7.785	12,3
Mauritania	34	0,1	—	—
Nigeria	2.306	3,7	3.413	5,4
Tunisia	332	0,5	351	0,6
TOTALE AFRICA	14.138	22,8	17.090	27,1
Azerbaijan	11.794	19,0	10.942	17,3
Kazakhstan	2.889	4,7	4.086	6,5
Russia	5.679	9,2	9.095	14,4
TOTALE EX-URSS	20.362	32,8	24.124	38,2
Albania	71	0,1	60	0,1
Grecia	102	0,2	56	0,1
Norvegia	1.219	2,0	914	1,4
Regno Unito	168	0,3	665	1,1
TOTALE EUROPA	1.560	2,5	1.695	2,7
Canada	775	1,2	702	1,1
Messico	—	—	89	0,1
Usa	1.548	2,5	1.414	2,2
Venezuela	138	0,2	437	0,7
TOTALE AMERICA	2.461	4,0	2.642	4,1
TOTALE	62.053	100,0	63.140	100,0
- di cui: OPEC	35.292	56,9	32.312	51,2

(*) 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

ITALIA Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati
(Migliaia di tonnellate)

	2018		2019	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.264	11,2	2.422	13,1
Benzine	368	1,8	407	2,2
Virgin Naphta	1.688	8,4	926	5,0
Carboturbo/Petrolio	2.782	13,8	2.828	15,3
Gasolio	5.336	26,5	5.195	28,1
Olio combustibile totale	1.692	8,4	1.008	5,5
- di cui olio combustibile Atz	1.253	6,2	604	3,3
- di cui olio combustibile Btz	439	2,2	404	2,2
Lubrificanti	365	1,8	364	2,0
Bitume	43	0,2	77	0,4
Biocarburanti	875	4,3	988	5,4
Coke di petrolio	962	4,8	1.053	5,7
Altri ⁽¹⁾	607	3,0	660	3,6
TOTALE PRODOTTI⁽²⁾	16.982	84,3	15.928	86,3
Semilavorati	3.156	15,7	2.533	13,7
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	20.138	100,0	18.461	100,0

⁽¹⁾ Comprende altri chimici, altri petroliferi, ossigenati, ecc.

⁽²⁾ 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)

	2018		2019 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	227	0,8	244	0,9
Benzine	8.484	28,5	8.481	30,2
Virgin Naphta	883	3,0	1.210	4,3
Carboturbo/Petrolio	984	3,3	645	2,3
Gasolio	8.980	30,1	9.618	34,3
Olio combustibile totale	4.448	14,9	3.718	13,2
- di cui olio combustibile Atz	3.621	12,2	2.900	10,3
- di cui olio combustibile Btz	827	2,8	818	2,9
Lubrificanti	1.109	3,7	624	2,2
Bitume	1.370	4,6	1.202	4,3
Altri ⁽²⁾	1.392	4,7	1.201	4,3
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	27.877	93,6	26.943	96,0
Semilavorati e greggio	1.915	6,4	1.129	4,0
TOTALE PRODOTTI, SEMILAVORATI E GREGGIO	29.792	100,0	28.072	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	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Augusta (Siracusa)	11.010	14.200	14.530	11.320	8.180	8.180	8.850	7.650	6.500
Cagliari	12.050	13.200	14.605	14.345	14.600	12.700	14.150	13.250	13.290
Falconara (Ancona)	2.850	3.300	3.365	3.250	3.300	3.400	3.450	3.350	3.120
Fiumicino (Roma)	3.310	3.580	4.030	3.330	—	—	—	—	—
Gela (Caltanissetta)	3.570	2.590	2.050	2.110	—	—	—	—	—
Genova - Miltedo ^(*)	20.320	14.160	15.605	13.700	11.000	9.750	9.500	9.400	9.750
La Spezia	130	—	—	—	—	—	—	—	—
Livorno	3.700	3.710	4.240	4.550	4.220	3.800	4.100	4.410	4.130
Milazzo (Messina)	4.400	6.910	7.385	7.760	8.060	8.230	10.400	9.110	9.020
Napoli	3.620	—	—	—	—	—	—	—	—
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.850	11.145	7.570	7.230	8.160	9.350	9.500	9.710
Ravenna	270	60	40	165	90	160	140	120	170
Savona -Vado Ligure	5.050	6.490	7.235	5.955	6.260	6.110	6.250	6.380	6.060
Taranto	3.305	2.530	1.420	1.480	1.040	1.600	1.050	760	1.160
Trieste ^(†)	25.865	34.520	36.990	34.500	41.100	41.710	42.390	41.610	42.290
Venezia Porto Marghera	4.210	5.600	5.760	5.630	—	—	—	—	—
TOTALE	110.260	119.700	128.400	115.665	105.080	103.800	109.630	105.540	105.200

^(*) 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	2018		2019	
Greggio nazionale	4.271		4.322	
Greggio estero	62.770		62.544	
Semilavorati	10.475		9.344	
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.362		1.395	
TOTALE	78.878		77.605	

PRODOTTI OTTENUTI	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.577	2,0	1.432	1,9
Benzina auto	14.244	18,1	14.319	18,5
Virgin Naphta	5.417	6,9	5.212	6,7
Carboturbo/Petrolio	3.175	4,0	3.969	5,1
Gasolio	31.226	39,6	31.468	40,5
Olio combustibile totale	6.927	8,8	6.266	8,1
- di cui olio combustibile Btz	1.496	1,9	1.256	1,6
Lubrificanti	1.277	1,6	944	1,2
Bitume	2.774	3,5	2.744	3,5
Altri prodotti	1.224	1,5	1.277	1,7
Semilavorati	5.038	6,4	4.132	5,3
Consumi e perdite	5.999	7,6	5.842	7,5
TOTALE	78.878	100,0	77.605	100,0

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva ⁽¹⁾ al 1° gennaio 2019 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni ⁽²⁾ (Migliaia di tonnellate)	
			2018	2019
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	10,0	9.837	
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	6.078	
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	—	3.237	
IES	Mantova	—	64	
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,2	5.218	
Iplom	Busalla (GE)	1,9	1.696	
NORD E TIRRENO		—	26.130	25.922
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.490	
Alma	Ravenna	—	413	
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,2	3.960 ⁽³⁾	
ADRIATICO		—	7.863	8.740
Isab	Priolo (SR)	19,4	10.385 ⁽⁴⁾	
Esso / Sonatrach ⁽⁶⁾	Augusta (SR)	8,1	8.250 ⁽⁵⁾	
Raffineria di Gela	Gela (CL)	—	173 ⁽⁴⁾	
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.935	
Saras	Sarroch (CA)	15,0	16.142 ⁽⁴⁾	
ISOLE		—	44.885	42.943
TOTALE		87,2	78.878	77.605

⁽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 Petrochimica.

⁽⁵⁾ Include residuo di importazione per carica agli impianti vacuum.

⁽⁶⁾ Raffineria acquisita da Sonatrach da Dicembre 2018.

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 ⁽¹⁾	Alkilazione ⁽¹⁾	Mtbe ⁽¹⁾	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	435,0	40.857
2020⁽²⁾	100,9	13,83	36,69	11,06	2.347	1.737	182	435,0	40.857

⁽¹⁾ Capacità di produzione. ⁽²⁾ Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi
(Migliaia di tonnellate)

	2018	2019		Variazione % 2019 vs. 2018
	Quantità	Quantità	Peso %	
GPL	3.264	3.293	6,5	0,9
- di cui autotrazione	1.614	1.653	3,3	2,4
- di cui combustione	1.650	1.640	3,2	-0,6
BENZINA AUTO ⁽¹⁾	7.331	7.338	14,4	0,1
- di cui rete totale	7.211	7.255	14,2	0,6
Carboturbo	4.685	4.877	9,6	4,1
Petrolio	3	3	—	-9,4
GASOLIO AUTOTRAZIONE	24.072	23.754	46,6	-1,3
- di cui rete totale	15.638	15.534	30,5	-0,7
Gasolio riscaldamento	1.003	926	1,8	-7,7
Gasolio agricolo	2.110	2.103	4,1	-0,3
Gasolio marina	274	238	0,5	-13,1
Gasolio termoelettrica	43	43	0,1	—
TOTALE GASOLI⁽²⁾	27.502	27.064	53,1	-1,6
Olio combustibile Atz	381	274	0,5	-28,1
Olio combustibile Btz	450	471	0,9	4,7
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	831	745	1,4	-10,3
- di cui olio combustibile per termoelettrica	278	172	0,3	-38,1
LUBRIFICANTI	400	410	0,8	2,6
- di cui rete	3	3	—	-8,8
Bitume	1.429	1.606	3,2	12,4
Altri prodotti ⁽³⁾	1.764	1.867	3,7	5,8
Fabbisogno petrolchimico netto	4.319	3.716	7,3	-14,0
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	51.528	50.919	100,0	-1,2
Bunkeraggi gasolio	475	512		7,8
Bunkeraggi olio combustibile	2.693	2.605		-3,3
Bunkeraggi lubrificanti	31	30		-4,2
TOTALE BUNKERAGGI	3.199	3.147		-1,6
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	5.999	5.843		-2,6
- di cui consumi e perdite di raffineria	3.569	3.623		1,5
- di cui consumi in raffineria di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	2.014	1.860		-7,6
- di cui consumi in raffineria per produzione di energia elettrica e termica	416	360		-13,5
Variazione scorte⁽⁵⁾	+177	+279		...
TOTALE CONSUMI	60.903	60.188		-1,2

⁽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

ITALIA La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio

	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Autostradali	465	457	466	438	413	401
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	8.878	8.326	8.128
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	4.989	4.874	4.629
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	2.882	2.445	2.284
TOTALE MAGGIORI OPERATORI INTEGRATI⁽¹⁾	23.014	21.298	21.120	17.187	16.058	15.442
<i>di cui: - con Gasolio</i>	<i>20.140</i>	<i>20.647</i>	<i>20.854</i>	<i>17.025</i>	<i>16.037</i>	<i>15.423</i>
<i>- con Gpl</i>	<i>1.252</i>	<i>1.357</i>	<i>1.537</i>	<i>1.800</i>	<i>1.770</i>	<i>1.616</i>
<i>- con Benzina senza piombo</i>	<i>22.725</i>	<i>21.174</i>	<i>21.023</i>	<i>17.037</i>	<i>16.032</i>	<i>15.442</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>13.988</i>	<i>13.597</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>9.001</i>	<i>8.941</i>
TOTALE ITALIA⁽³⁾	23.900	22.400	22.900	21.000	21.000	21.700
Erogato medio⁽⁴⁾	1.479	1.621	1.486	1.345	1.367	1.320

⁽¹⁾ Il campione del 2018 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. 2018
AZERI LIGHT	<i>Azerbaijan</i>	8,16	+4,2
URALS	<i>Russia</i>	7,44	+96,1
BASRAH LIGHT	<i>Iraq</i>	5,27	+6,2
ARABIAN LIGHT	<i>Arabia Saudita</i>	4,97	-27,4
CPC BLEND	<i>Kazakhstan</i>	4,09	+41,5
AZERI BLEND	<i>Azerbaijan</i>	2,78	-29,8
EBCO	<i>Iraq</i>	2,77	+15,0
KIRKUK	<i>Iraq</i>	2,25	+198,3
CRUDE OIL BLEND	<i>Iraq</i>	2,20	+125,4
ES SIDER	<i>Libia</i>	1,88	+23,1
AMNA	<i>Libia</i>	1,72	+25,1
SAHARAN BLEND	<i>Algeria</i>	1,29	-12,9
BU ATTIFEL	<i>Libia</i>	1,23	-15,4
BOURI	<i>Libia</i>	1,14	+74,1
SIBERIAN LIGHT	<i>Russia</i>	1,06	-28,9
FORCADOS	<i>Nigeria</i>	1,03	+429,3
LOKELE	<i>Camerun</i>	0,95	+27,7
WESTERN DESERT	<i>Egitto</i>	0,92	-25,6
EL SHARARA	<i>Libia</i>	0,75	+48,3
WTI	<i>Usa</i>	0,70	—
BONNY LIGHT	<i>Nigeria</i>	0,66	+151,3
RUSSIAN EXPORT BLEND	<i>Russia</i>	0,60	—
MARS	<i>Usa</i>	0,55	+162,7
DALIA	<i>Angola</i>	0,51	+89,8
QUA IBOE	<i>Nigeria</i>	0,44	+245,2
CLAIR CRUDE OIL	<i>Uk</i>	0,43	—
TERRANOVA	<i>Canada</i>	0,43	+368,0
AL JORF	<i>Libia</i>	0,41	+24,9
MANDJI	<i>Gabon</i>	0,39	—
SAXI BATUQUE	<i>Angola</i>	0,38	+193,4
ALTRI GREGGI		5,76	-63,0
TOTALE IMPORTAZIONI		63,14	+1,8

Fonte: Elaborazione Unione Petrolifera

ITALIA Il costo Cif del petrolio greggio importato in “Conto proprio” per Paesi di provenienza nel 2019

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	32,9	1,8	4.974	468,6
Iraq	30,6	2,7	12.615	441,5
TOTALE MEDIO ORIENTE	31,3	2,4	17.589	449,1
Algeria	44,1	0,1	1.372	508,8
Angola	29,3	0,4	1.243	492,5
Camerun	24,4	0,4	949	456,0
Congo	42,8	0,1	123	501,7
Egitto	41,1	0,3	989	484,0
Gabon	29,2	0,9	388	469,5
Ghana	33,8	0,4	391	481,7
Guinea Equatoriale	29,3	3,0	85	456,8
Libia	36,6	0,5	7.785	483,9
Nigeria	33,3	0,2	3.413	486,7
Tunisia	30,9	0,8	351	469,9
TOTALE AFRICA	34,9	0,4	17.090	484,9
Azerbaijan	36,7	0,2	10.942	513,0
Kazakhstan	45,9	0,6	4.086	508,2
Russia	31,0	1,3	9.095	465,0
TOTALE EX- URSS	36,1	0,7	24.124	494,1
Albania	9,5	6,1	60	340,3
Grecia	28,4	3,1	56	486,8
Norvegia	31,4	0,4	914	511,4
Regno Unito	29,6	0,6	665	428,4
TOTALE EUROPA	29,8	0,7	1.695	472,0
Canada	33,6	0,5	702	495,1
Messico	21,5	3,3	89	444,0
Usa	39,3	0,8	1.414	482,5
Venezuela	16,3	2,6	437	325,6
TOTALE AMERICA	32,7	1,0	2.642	458,6
TOTALE	34,1	1,1	63.140	477,0

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in “Conto proprio”

	Anno 2018			Anno 2019		
	Migliaia di tonn.	Costo Cif		Migliaia di tonn.	Costo Cif	
		\$/tonn.	Euro/tonn.		\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	5.510	504,85	413,81	5.327	428,36	375,22
Febbraio	4.734	490,49	397,22	4.083	453,92	399,89
Marzo	5.152	482,47	391,10	5.013	496,69	439,45
1° TRIMESTRE	15.397	492,95	401,11	14.423	459,34	404,53
Aprile	5.158	510,60	415,94	5.243	524,48	466,70
Maggio	5.378	547,61	463,14	4.685	529,05	473,00
Giugno	4.626	541,96	464,07	5.735	485,18	429,63
2° TRIMESTRE	15.162	533,29	447,37	15.663	511,46	455,01
Luglio	5.604	551,18	471,67	5.444	479,16	427,14
Agosto	5.638	530,21	459,10	6.018	447,73	402,41
Settembre	4.753	570,06	488,94	5.892	467,74	425,07
3° TRIMESTRE	15.995	549,40	472,37	17.354	464,38	417,86
Ottobre	5.324	594,07	517,30	5.111	453,73	410,52
Novembre	4.731	511,36	449,86	4.960	464,96	420,74
Dicembre	5.444	427,69	375,69	5.629	496,87	447,11
4° TRIMESTRE	15.499	510,38	446,97	15.700	472,75	426,87
ANNO	62.053	521,71	442,24	63.140	476,99	426,27
<i>Variazione % 2019 vs. 2018</i>				1,8	-8,6	-3,6

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2019)

	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	1,491	1,436	0,659	1,269	0,482
Febbraio	1,511	1,456	0,657	1,290	0,518
Marzo	1,550	1,492	0,656	1,308	0,538
Aprile	1,598	1,505	0,654	1,320	0,545
Maggio	1,627	1,520	0,651	1,335	0,551
Giugno	1,605	1,497	0,642	1,290	0,531
Luglio	1,594	1,482	0,624	1,298	0,553
Agosto	1,580	1,467	0,611	1,296	0,525
Settembre	1,573	1,465	0,603	1,308	0,506
Ottobre	1,581	1,475	0,608	1,310	0,524
Novembre	1,574	1,470	0,610	1,314	0,528
Dicembre	1,583	1,479	0,620	1,326	0,561
ANNO	1,574	1,479	0,632	1,303	0,531
PREZZO INDUSTRIALE ⁽²⁾					
Gennaio	0,494	0,559	0,393	0,637	0,406
Febbraio	0,510	0,576	0,391	0,654	0,439
Marzo	0,542	0,606	0,391	0,669	0,458
Aprile	0,581	0,616	0,389	0,679	0,464
Maggio	0,605	0,628	0,386	0,691	0,470
Giugno	0,587	0,609	0,379	0,654	0,451
Luglio	0,578	0,598	0,365	0,661	0,472
Agosto	0,567	0,585	0,353	0,659	0,445
Settembre	0,561	0,583	0,347	0,669	0,429
Ottobre	0,568	0,592	0,351	0,671	0,445
Novembre	0,562	0,587	0,352	0,674	0,449
Dicembre	0,569	0,595	0,361	0,684	0,478
ANNO	0,562	0,595	0,371	0,665	0,451

⁽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 2020

	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	0,992	0,659	66,4	0,978	0,573	58,6
Belgio	1,171	0,803	68,6	1,172	0,803	68,6
Bulgaria	0,817	0,499	61,1	0,809	0,465	57,5
Cipro	0,967	0,594	61,4	0,982	0,567	57,8
Croazia	1,086	0,728	67,0	1,039	0,613	59,0
Danimarca	1,328	0,885	66,6	1,100	0,651	59,2
Estonia	1,146	0,754	65,8	0,997	0,538	54,0
Finlandia	1,287	0,933	72,5	1,159	0,680	58,7
Francia	1,244	0,899	72,2	1,158	0,802	69,3
Germania	1,199	0,846	70,6	1,047	0,638	60,9
Grecia	1,323	0,964	72,8	1,092	0,629	57,6
Irlanda	1,220	0,850	69,7	1,138	0,728	64,0
Lettonia	0,979	0,690	70,5	0,899	0,582	64,7
Lituania	0,974	0,635	65,2	0,880	0,525	59,6
Lussemburgo	0,980	0,614	62,7	0,862	0,480	55,7
Malta	1,410	0,764	54,2	1,280	0,668	52,2
Olanda	1,483	1,066	71,9	1,191	0,718	60,3
Polonia	0,871	0,530	60,9	0,886	0,489	55,2
Portogallo	1,286	0,908	70,6	1,139	0,726	63,7
Regno Unito ⁽¹⁾	1,222	0,863	70,6	1,307	0,877	67,1
Repubblica Ceca	0,930	0,626	67,3	0,933	0,558	59,9
Romania	0,874	0,506	57,9	0,912	0,482	52,8
Slovacchia	1,074	0,723	67,3	1,010	0,566	56,0
Slovenia	1,001	0,763	76,2	0,996	0,723	72,6
Spagna	1,079	0,660	61,2	0,985	0,550	55,8
Svezia	1,208	0,861	71,3	1,258	0,695	55,2
Ungheria	0,908	0,540	59,5	0,941	0,519	55,2
Italia	1,357	0,973	71,7	1,247	0,842	67,5

⁽¹⁾ Ha cessato di essere un membro dell'Unione Europea dal 31 gennaio 2020.

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 2020

	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	0,586	0,207	35,3	0,276	0,123	44,6
Belgio	0,356	0,080	22,6	0,176	0,053	30,3
Bulgaria	0,700	0,447	63,9	—	—	—
Cipro	0,642	0,188	29,3	0,628	0,137	21,8
Croazia	0,361	0,118	32,6	0,345	0,107	31,1
Danimarca	1,045	0,546	52,3	0,706	0,581	82,3
Estonia	0,630	0,163	25,9	—	—	—
Finlandia	0,694	0,383	55,2	—	—	—
Francia	0,730	0,278	38,1	0,382	0,216	56,5
Germania	0,479	0,138	28,8	—	—	—
Grecia	0,738	0,428	58,0	0,298	0,113	38,0
Irlanda	0,480	0,195	40,6	0,375	0,172	45,9
Lettonia	0,424	0,107	25,2	—	—	—
Lituania	0,351	0,082	23,4	—	—	—
Lussemburgo	0,334	0,051	15,3	—	—	—
Malta	1,000	0,385	38,5	—	—	—
Olanda	0,899	0,668	74,3	0,351	0,111	31,8
Polonia	0,545	0,153	28,0	0,239	0,069	28,9
Portogallo	0,941	0,564	60,0	0,476	0,151	31,6
Regno Unito ⁽¹⁾	0,440	0,148	33,6	—	—	—
Repubblica Ceca	0,446	0,166	37,2	0,280	0,076	27,1
Romania	0,674	0,444	65,8	0,278	0,069	24,7
Slovacchia	—	—	—	0,337	0,209	61,8
Slovenia	0,678	0,375	55,3	—	—	—
Spagna	0,467	0,178	38,0	0,233	0,066	28,3
Svezia	0,847	0,530	62,6	0,656	0,577	88,0
Ungheria	0,941	0,519	55,2	0,297	0,100	33,6
Italia	1,070	0,596	55,7	0,313	0,063	20,0

⁽¹⁾ Ha cessato di essere un membro dell'Unione Europea dal 31 gennaio 2020.

Fonte: Unione Petrolifera 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