

PREMESSA

1. Il 24 gennaio 2023 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito, "Autorità" o anche "AGCM") ha avviato un'indagine conoscitiva ai sensi dell'articolo 12, comma 2, della Legge 10 ottobre 1990, n. 287, volta ad approfondire l'andamento dei prezzi dei carburanti per autotrazione in Italia, avendo riguardo alle dinamiche concorrenziali osservabili nelle diverse fasi della filiera petrolifera, dall'estrazione alla distribuzione¹.
2. Nel provvedimento di avvio, tenuto conto delle dinamiche dei prezzi dei carburanti in Italia osservate nel 2022 e nelle prime settimane del 2023, veniva dato atto dei possibili effetti sui prezzi al consumo di shock a livello internazionale e di modifiche normative di rilievo (ancorché di validità temporanea) in ambito nazionale. Venivano, quindi, identificate alcune possibili distorsioni delle dinamiche concorrenziali del settore, dovute alle interazioni che avvengono lungo una complessa filiera che parte dai contesti internazionali dell'estrazione e della raffinazione per arrivare agli ambiti locali della distribuzione al dettaglio.
3. Nel corso dell'indagine conoscitiva la direzione istruttoria competente ha svolto una serie di attività di ricerca d'informazioni presso soggetti ritenuti qualificati. Nello specifico, si sono tenute audizioni con l'associazione Unione Energie per la Mobilità ("UNEM"), l'associazione Assopetroli-Assoenergia ("APAE"), le federazioni FAIB-Confesercenti ("FAIB"), FEGICA-Federazione Gestori Impianti di Carburanti e Affini ("FEGICA"), FIGISC-Federazione Italiana Gestori Impianti Stradali Carburanti ("FIGISC"), la Fondazione Eni Enrico Mattei ("FEEM").
4. Apposite richieste di informazioni sono state inoltrate alle imprese Beyfin S.p.A. ("Beyfin"), Constantin S.p.A. (Constantin), Eni S.p.A. ed Eni Sustainable Mobility S.p.A. ("Eni"), Esso Italiana S.r.l. ("Esso"), Italiana Petroli S.p.A. ("IP"), Ludoil Energia S.r.l. ("Ludoil"), Lukoil Italia S.r.l. ("Lukoil"), Kuwait Petroleum Italia S.p.A. ("Kupit", marchio Q8), Retitalia S.p.A. ("Retitalia"), San Marco Petroli S.p.A. ("San Marco") Saras S.p.A. ("SARAS"), Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. ("Sonatrach"), Tamoil Italia S.p.A. ("Tamoil"), all'associazione A.N.C.D. Conad nonché alle principali associazioni di consumatori. Altre interlocuzioni sono intervenute con soggetti istituzionali, quali la Guardia di Finanza ("GdF"), il Garante per la sorveglianza dei prezzi, l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse ("UNMIG") presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ("MASE").
5. È stata altresì condotta un'indagine ("survey") presso i consumatori in merito alle caratteristiche dei mercati e della relativa domanda nel settore della distribuzione di carburanti per autotrazione in rete. La survey, effettuata su un campione di oltre duemila individui dotati di automezzo che provvedono direttamente al rifornimento, ha consentito di approfondire in maniera puntuale le attuali preferenze di consumo, con utili spunti prospettici rispetto ai cambiamenti anche significativi di abitudini in atto.
6. L'indagine conoscitiva ha, infine, acquisito i risultati di una serie di attività pre-istruttorie avviate a seguito della ricezione di numerose denunce riguardanti aumenti di prezzo dei carburanti per autotrazione e condotte tra il 9 marzo 2022 e il 4 agosto 2022, tra cui le risposte alle richieste di informazioni inviate a vari operatori del settore petrolifero e della grande distribuzione organizzata ("GDO").
7. Le richiamate attività trovano significativi precedenti in alcune indagini conoscitive sul settore petrolifero già condotte dall'Autorità in passato² e di cui si è, naturalmente, tenuto debito conto. A distanza ormai di oltre dieci anni dall'ultima di tali indagini, l'attuale ha, tra l'altro, consentito di apprezzare l'evoluzione di attività produttive e distributive, così come delle dinamiche della domanda, che rivestono un'importanza fondamentale nel contesto delle moderne economie di mercato, attualmente alle prese sia con una transizione energetica di portata epocale che con gli effetti di una grave crisi internazionale. In un'ottica comparativa, sono state, inoltre approfondite una serie di analoghe indagini di settore recentemente condotte da altre autorità nazionali della concorrenza in ambito europeo.

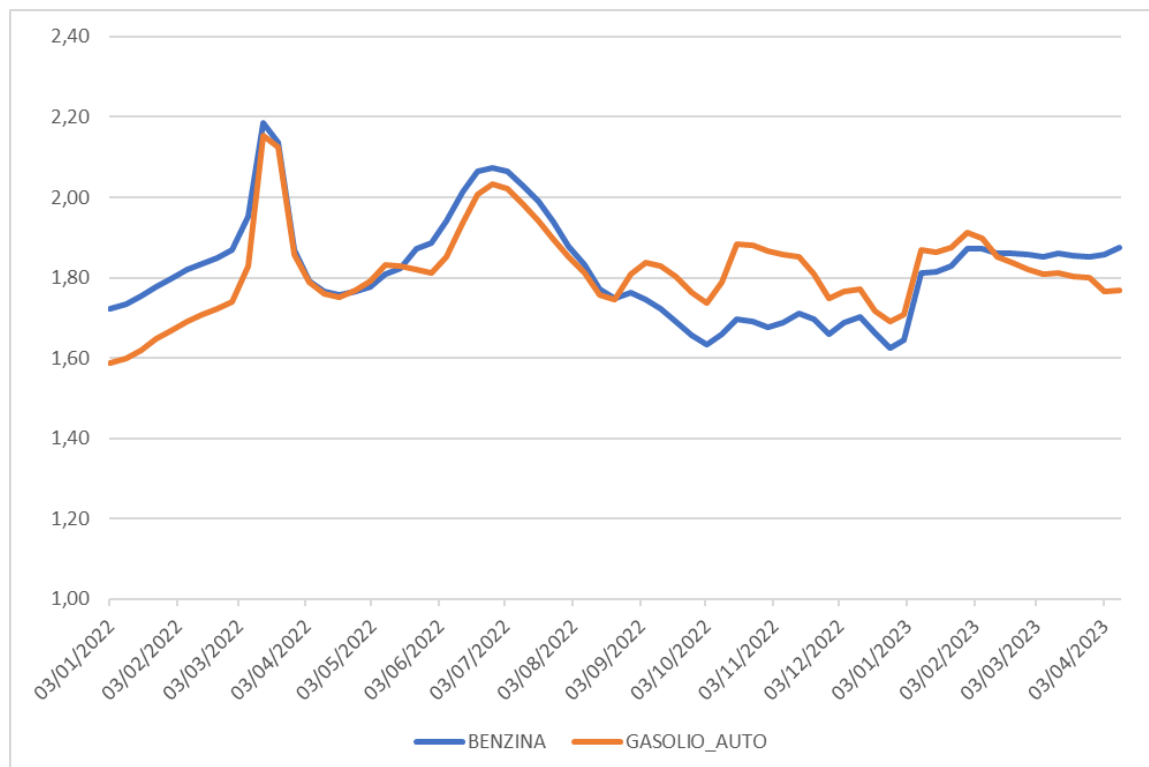
I. CONTESTO E STRUTTURA DELL'INDAGINE CONOSCITIVA

8. Nel corso del 2022 si sono registrati rilevanti e duraturi aumenti dei prezzi al dettaglio di benzina e gasolio a motore, con notevoli ripercussioni sul sistema economico complessivo. Nuovi aumenti dei prezzi sono avvenuti all'inizio del 2023, come emerge dal grafico che segue e sarà illustrato meglio nel secondo capitolo.

¹ Cfr. AGCM, provvedimento n. 30456 del 24 gennaio 2023, IC54 - I prezzi dei carburanti per autotrazione: dinamiche concorrenziali dall'estrazione alla distribuzione, in Bollettino n. 5/2023.

² Cfr. AGCM provvedimento n. 4374B del 24 ottobre 1996, IC18 - Prezzi dei carburanti per autotrazione, in Bollettino n. 44/1996; provvedimento n. 9636 del 7 giugno 2001, IC21 - Ristrutturazione rete carburanti, in Bollettino n. 23/2001; provvedimento n. 24153 del 19 dicembre 2012, IC44 - Impianti di distribuzione carburanti indipendenti, in Bollettino n. 51/2012.

Grafico 1.1: Prezzi settimanali benzina e gasolio (€) 3.1.22-10.4.23



Fonte: elaborazioni su dati MASE, statistiche energetiche e minerarie (<https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi-settimanali-carburanti>)

9. Una compiuta disamina dei fattori che hanno concorso a tale anomala dinamica dei prezzi deve necessariamente tenere conto della peculiare natura del settore petrolifero nel suo complesso: il prezzo al dettaglio di benzina e gasolio sono infatti la risultante di una lunga e complessa filiera, lungo la quale operano numerose imprese dalle distinte caratteristiche.

10. La filiera include le attività di esplorazione mineraria ed estrazione del petrolio greggio, fasi nel loro complesso indicate come *upstream*, nonché, più a valle, quelle della raffinazione e della distribuzione (indicate come *downstream*). Le fasi della distribuzione, includono le attività che dai depositi primari, nei quali vengono stoccati i carburanti provenienti dalle raffinerie e/o importati dall'estero, assicurano il rifornimento degli impianti di distribuzione dislocati sulla rete stradale e autostradale. Mentre le fasi di esplorazione, estrazione e raffinazione risentono delle dinamiche internazionali legate all'andamento globale dei mercati petroliferi, le attività di distribuzione sono, da un lato, il portato di dinamiche competitive di tipo nazionale se non locale, dall'altro risultano inevitabilmente condizionate dalle evoluzioni dei mercati petroliferi a livello globale.

11. Per tale ragione, al fine di meglio comprendere gli eccezionali andamenti dei prezzi sopra richiamati, l'indagine conoscitiva presenta un'analisi dell'andamento delle diverse componenti dei prezzi al consumo di benzina e gasolio che tiene conto dei condizionamenti derivanti dalle varie fasi di filiera appena richiamate.

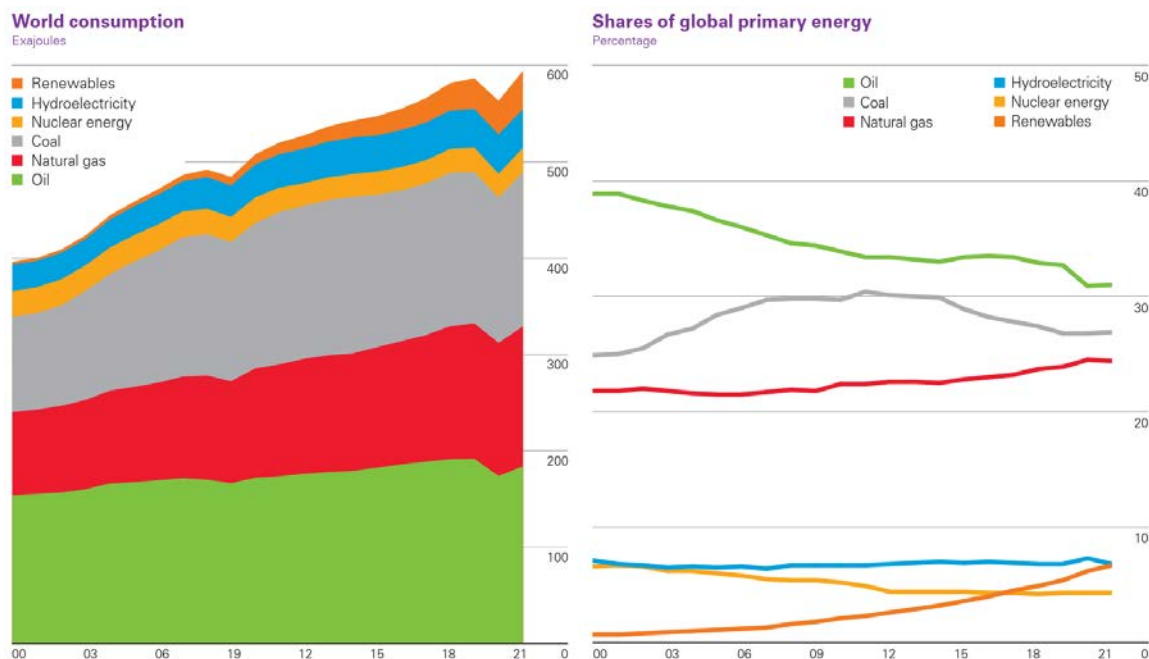
12. Nello specifico, il primo capitolo contiene una panoramica dei principali fattori di contesto, di natura "macro", influenzanti l'andamento dei mercati dei carburanti in Italia, soffermandosi, in particolare, sulla natura globale della filiera petrolifera (I.1); sulle principali quotazioni internazionali di riferimento (Brent per il petrolio greggio, Platts per i raffinati) che concorrono alla formazione dei prezzi e sulle loro determinanti (I.2); sull'impatto di alcuni rilevanti eventi inattesi, quali la pandemia da Covid19 e il conflitto in corso in Ucraina (I.3) e sulle prospettive di transizione energetica (I.4).

13. Nel capitolo successivo l'indagine si concentra, quindi, sull'analisi dell'andamento dei prezzi al consumo in Italia nel periodo compreso tra gennaio 2021 e inizio aprile 2023 (II.1); sulle principali componenti dei prezzi, inclusa quella fiscale (II.2); sul confronto internazionale dei prezzi (II.3).

I.1 Natura globale della filiera petrolifera e sue peculiarità

14. Il combustibile fossile denominato petrolio, pur se in progressiva decrescita nell'ambito del *energy mix* mondiale a partire dai primi anni Duemila, continua a rappresentare la principale fonte energetica impiegata dall'umanità con una quota stimata nel 2021 di poco inferiore a un terzo del totale energetico, come illustrato dal seguente grafico.

Grafico 1.2 - Consumi di energia primaria per combustibile, 2000-2021



Fonte: BP (Statistical Review of World Energy 2022, Londra, giugno 2022, p. 10, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>)

15. Di conseguenza, il petrolio costituisce tuttora la più importante *commodity* esistente nel contesto delle economie contemporanee con livelli di produzione e consumo in crescita pressoché costante dal 1998 fino al 2020, quando la pandemia da Covid-19 ha determinato un forte rallentamento dell'economia mondiale. Secondo i dati disponibili³, la produzione complessiva è ammontata nel 2021 a 89,9 milioni di barili (bbl)⁴ al giorno (g), mentre i consumi si sono attestati su circa 94,1 milioni di bbl/g.

16. La disponibilità di petrolio, che è una fonte energetica tipicamente non rinnovabile in quanto prodotta per mezzo di estrazione da giacimenti aventi capacità finite, condiziona necessariamente i prezzi di un'ampissima gamma di prodotti semi-lavorati e lavorati. Nel caso dei carburanti per autotrazione il rapporto è talmente diretto da rendere lampante il vincolo degli andamenti globali della materia prima sui prezzi locali dei raffinati: tale vincolo, nondimeno, si sviluppa lungo una filiera industriale articolata che rende complessa la comprensione dell'effettiva formazione dei prezzi finali al consumo. Ancora, le attività finanziarie riguardanti sia la *commodity* originaria (petrolio c.d. greggio) sia i principali lavorati combustibili determinano opacità significative quanto a disponibilità materiali effettive e quotazioni dei prodotti.

17. A questo proposito, si ricorda come, da un lato, il petrolio greggio sia quotato – allo stato attuale in via assolutamente preponderante in dollari USA – su mercati finanziari diversi, dall'altro ormai da decenni le transazioni sono incentrate sempre meno sul prezzo corrente (*spot*, corrispondente cioè al valore di vendita più aggiornato su una determinata piazza commerciale con consegna a breve termine) e sempre più su *futures* agganciati a indici di riferimento, su cui si avrà modo di tornare (*infra*, paragrafo 1.2.1).

18. Le complessità di tipo economico-finanziario appena accennate poggiano, a loro volta, su quelle di tipo geo-politico, conseguenti alla peculiare natura della filiera petrolifera che, in quanto condizionata da una originaria disponibilità territoriale di materia prima, riconosce un ruolo fondamentale agli attori statali che dispongano di giacimenti significativi entro i propri confini, introducendo così nelle dinamiche di mercato condizionamenti di tipo anche completamente diverso, come recenti vicende hanno dimostrato in maniera drammatica.

19. Tutto ciò premesso, ai fini di un appropriato inquadramento delle dinamiche dei prezzi al dettaglio in Italia, oggetto del capitolo II, nel prosieguo del presente capitolo verranno richiamate brevemente le determinanti delle quotazioni internazionali del greggio e dei prodotti lavorati (paragrafo 1.2) e illustrato il contributo sui mercati globali di alcuni rilevanti eventi inattesi (paragrafo 1.3).

³ [J. Aizarani, *Global Oil Production 1998-2021*, in Statista.com, 2 marzo 2023 (<https://www.statista.com/statistics/265203/global-oil-production-since-in-barrels-per-day/>); J. Aizarani, *Global Oil Consumption 1998-2021*, in Statista.com, 2 marzo 2023 (<https://www.statista.com/statistics/265239/global-oil-consumption-in-barrels-per-day/>).]

⁴ [Per comodità di lettura, si ricorda come l'unità di misura impiegata nel settore petrolifero, il barile (bbl), sia pari a 42 galloni USA, corrispondenti a circa 160 litri, con una conversione spesso ricorrente in tonnellate (1 ton = 6,841 barili).]

1.2 Le quotazioni internazionali di riferimento

20. Quanto al prezzo del petrolio greggio, alla sua determinazione concorrono quantomeno: (i) l'andamento dell'offerta globale, così come determinata dalla produzione proveniente sia dai paesi appartenenti al blocco OPEC che da quelli da esso indipendenti, su cui si tornerà più in dettaglio in seguito (*infra*, capitolo III); (ii) le dinamiche della domanda mondiale; (iii) le scorte di prodotto, che operano come fattori di riequilibrio della produzione fisica e costituiscono importanti leve strategiche; (iv) i prezzi "spot" della materia prima e i mercati finanziari.

21. Peraltro, oltre che alle variazioni nel rapporto corrente tra domanda e offerta di materia prima i prezzi del petrolio sono sensibili anche alle variazioni nelle aspettative sulla domanda e offerta future. Infatti, in presenza di aspettative di contrazione della produzione i prezzi tendono ad aumentare e, inoltre, l'incertezza sui tempi necessari a reagire a *shock* inattesi, sia dal lato della domanda sia da quello dell'offerta, incrementa la volatilità dei prezzi.

22. Per riequilibrare domanda e offerta globale di materia prima un ruolo essenziale è svolto dalle scorte, presso le raffinerie e i terminali di stoccaggio, dove sono conservati sia il greggio sia i prodotti lavorati: queste tendono ad aumentare quando i consumi previsti superano la produzione o le attese sulla produzione e viceversa. In particolare, è la relazione tra prezzi effettivi e aspettative sui prezzi futuri ad influire sul livello delle scorte, variabile utilizzabile in chiave strategica anche in funzione degli scenari macroeconomici globali. Oltre alle scorte commerciali, molti Paesi, inclusa l'Italia, mantengono riserve strategiche di petrolio, in ragione del ruolo chiave dei prodotti petroliferi nell'economia globale.

1.2.1 Quotazioni del greggio e mercati finanziari

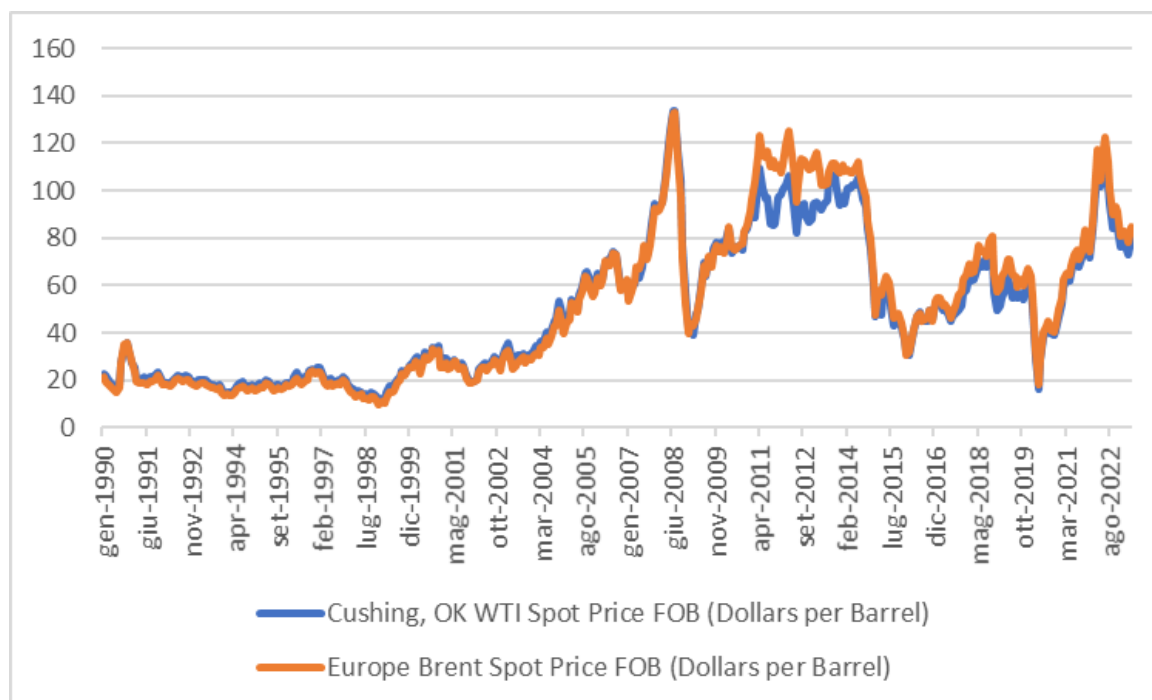
23. Per facilitare lo scambio delle centinaia di diversi tipi di petrolio esistenti sono emersi a livello mondiale dei *benchmark* di riferimento per i prezzi *spot* del greggio, in particolare il WTI (*West Texas Intermediate*), il Brent e il Dubai: tali *benchmark* sono legati alle principali aree geografiche ricche di giacimenti petroliferi, ovvero USA, Mare del Nord e Golfo Persico, e al contempo alle principali aree di scambio mondiale. Nello specifico il WTI è negoziato al NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) e fa riferimento a greggi estratti negli USA. Il Brent, negoziato all'ICE (*ICE Futures Europe*), inizialmente faceva riferimento a greggi estratti dall'omonimo giacimento al largo della Scozia mentre ora è riferito a una miscela di petroli estratti nel Mare del Nord. Il Dubai, infine, è usato come riferimento essenzialmente in ambito asiatico.

24. Tra i *benchmark* esistenti, il Brent è di gran lunga quello più rilevante ed è, tra l'altro, l'indice di riferimento sia per l'intera Europa sia per l'Italia: secondo la società che ne cura la definizione, tale indice condiziona oltre i tre quarti delle transazioni di petrolio a livello mondiale, anche in ragione del crescente livello di sofisticazione dell'indice che ha consentito di inglobare in esso – in particolare in una sua variante, il Brent Complex – anche valori di tipo finanziario, così rimanendo in grado di mantenere il proprio valore di riferimento nonostante una base materiale produttiva sempre più esigua⁵.

25. In generale, ci sono costanti lievi differenze tra il Brent, più costoso, e il WTI, essenzialmente in ragione di differenze nella qualità e nella localizzazione dei siti, oltre che dell'influenza di fattori locali a livello di macroregione. Tuttavia, essendo i mercati del petrolio integrati a livello globale, i movimenti di tali prezzi tendono ad essere allineati.

⁵ [Cfr. M. Wittner, *BrentTM the World's Crude Benchmark*, settembre 2020 (<https://www.theice.com/insights/market-pulse/brent-the-worlds-crude-benchmark>). Con riferimento alla composizione dell'indice Brent Complex, nella prospettiva di una sua prossima revisione che tenga conto anche del "concorrente" WTI, cfr. A. Imsirovic - K. Chapman, *Brent Benchmark's Radical Overhaul Is Necessary*, *Energy Intelligence*, 12 aprile 2022 (<https://www.energyintel.com/00000180-1c87-d278-a7c8-7def247e0000>).]

Grafico 1.3 - prezzi spot mensili WTI/Brent 1990-apr 2023



Fonte: elaborazione su dati EIA (<https://www.eia.gov/>)

26. I prezzi dei greggi sopra richiamati costituiscono il principale elemento determinante dei prezzi dei prodotti raffinati, come benzina e gasolio. Entrambe le tipologie di prezzi sono soggette a oscillazioni a causa di *shock* di vario tipo, ad esempio di natura geopolitica (conflitti) o ambientale (eventi meteorologici avversi, calamità) o legati alla domanda (es. la recente contrazione registrata durante la pandemia da Covid-19). Tali *shock* possono aumentare la volatilità dei prezzi, poiché sia la domanda sia l'offerta sono scarsamente reattive alle variazioni di prezzo nel breve periodo. Serve, infatti, un periodo lungo per riprogrammare la capacità produttiva o per modificare i *pattern* di consumo. Proprio in ragione dell'esposizione dei prezzi a simili *shock*, i prezzi possono essere più alti di quelli determinati dal mero incontro tra domanda e offerta di prodotto fisico (greggi o prodotti lavorati), nella misura in cui includono un "premio per il rischio" che tiene conto dell'incertezza e delle aspettative su domanda e offerta future.

27. Come accennato in precedenza, un ruolo essenziale nella gestione della volatilità dei prezzi e nella mitigazione dei rischi è svolto dai mercati finanziari⁶. Il mercato del petrolio è tra i più grandi mercati di *commodity* al mondo: oltre ai barili di petrolio scambiati fisicamente, anche più volte, c'è un'ampia gamma di prodotti finanziari, derivati dagli scambi fisici (*forward*, *futures*, *swaps*, *options*), che vengono scambiati in quantità notevolmente più elevata rispetto ai barili di petrolio sottostanti, sulla base di contratti il cui prezzo è stabilito a partire dai *benchmark* mondiali⁷.

28. Sui mercati finanziari operano, innanzitutto, soggetti che, in quanto produttori (le compagnie petrolifere) o grandi consumatori (ad esempio le compagnie aeree) sono particolarmente esposti alle variazioni dei prezzi del petrolio e prodotti lavorati e, quindi, acquistano, ad esempio, *futures* per gestire i rischi di oscillazione tra il prezzo *spot* e quello futuro (c.d. "*hedging*") oppure *options* con finalità di copertura del rischio di variazioni inattese dei prezzi. Vi sono poi operatori finanziari (banche, *brokers*, *hedge funds*) che non hanno interessi specifici nello scambio di prodotti fisici e scambiano prodotti finanziari connessi al petrolio con finalità di investimento e di diversificazione. Accanto a tali attività si svolgono attività di speculazione finanziaria pura, consentite in particolare dagli strumenti derivati.

29. Chiaramente, alle attività legate alla gestione dei rischi di variazioni inattese dei prezzi, che risentono anche dell'incertezza e delle aspettative sui prezzi futuri, sono associati costi finanziari, i quali costituiscono un'ulteriore componente dei costi nell'attività degli operatori che scambiano prodotti petroliferi, suscettibile anch'essa di influenzare i prezzi. In periodi di marcata volatilità, dunque, anche i costi di natura finanziaria tendono ad aumentare.

1.2.2 Quotazioni dei prodotti raffinati e meccanismi di arbitraggio

30. I prezzi del greggio sono la principale determinante dei prezzi dei prodotti lavorati, benzina e gasolio. Seppure vi possono essere differenze nei prezzi dei prodotti lavorati tra diverse aree a livello mondiale, almeno nel lungo periodo i

⁶ [V. inter alia A. Imsirovic, *The Trading and Price Discovery for Crude Oils*, in M. Hafner - G. Luciani, a cura di, *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*, 2022.]

⁷ [Per avere un'idea delle dimensioni del fenomeno, il 16 agosto 2019, in un solo giorno, pur se eccezionale, in due soli contratti petroliferi *futures* è stato scambiato l'equivalente di più di due mesi della produzione globale di petrolio. Cfr. A. Imsirovic, *idem*.]

prezzi dei prodotti lavorati tendono a convergere in ragione dei meccanismi di arbitraggio operanti a livello globale. Infatti, a differenza del gas, per il cui trasporto servono rigide strutture *ad hoc*, come i gasdotti, il petrolio e i prodotti raffinati possono essere trasportati via mare e via terra e ciò consente maggiore flessibilità nel modificare i flussi commerciali, in reazione ad eventuali tensioni o *shock* di domanda e di offerta.

31. In virtù dei meccanismi di arbitraggio possibili a livello geografico, i *trader* tendono ad acquistare il prodotto nelle regioni in cui il prezzo è più basso e a trasportarlo in quelle in cui il prezzo è più alto, perlomeno finché il processo è conveniente, in particolare rispetto ai costi di trasporto. Analogo meccanismo di arbitraggio si osserva, oltre che a livello geografico, anche sul piano temporale, per cui se vi sono aspettative di prezzi in aumento i *trader* in linea di principio tendono ad acquistare il prodotto oggi per venderlo più avanti, aumentando così gli *stock*, finché ciò risulta conveniente rispetto ai costi di stoccaggio.

32. Un meccanismo di arbitraggio opera anche tra le raffinerie localizzate nelle diverse aree geografiche, rispetto alla qualità/tipologia di prodotto raffinato. Nel complesso, dunque, domanda e offerta su scala globale tendono ad essere interrelate. Date le numerose determinanti che contribuiscono alla formazione dei prezzi, non c'è, in ogni caso, una relazione sempre uguale tra l'andamento dei prezzi del greggio e quello dei prezzi dei prodotti raffinati, seppure questi ultimi dipendono in modo decisivo dai primi⁸.

33. Le differenze che possono riscontrarsi nei livelli assoluti di prezzo o nelle variazioni di prezzo di breve periodo nelle diverse aree geografiche mondiali riflettono differenze di natura qualitativa, variazioni nell'offerta di prodotti lavorati in funzione dell'attività delle raffinerie (ad esempio attività di manutenzione, scarsità non previste), vincoli nell'attività di trasporto/logistica, variazioni stagionali, andamenti delle scorte a livello regionale.

34. Analogamente al prezzo del greggio, i prezzi dei prodotti lavorati risentono, oltre che dei fattori relativi alla domanda, all'offerta e al riequilibrio (scorte) dei prodotti lavorati stessi, tutti legati anche alle dinamiche dei prezzi della materia prima, anche dell'andamento dei mercati finanziari. I contratti scambiati sui mercati finanziari possono essere usati per gestire l'incertezza e le conseguenti aspettative sui prezzi del prodotto fisico in modo da ridurre i rischi di volatilità, pagando i relativi costi, ad esempio contratti *futures* per vendere o acquistare benzina e gasolio per la consegna futura o per contenere (*hedge*) o speculare sui futuri movimenti dei prezzi.

35. Nel complesso, dunque, i prezzi dei prodotti raffinati risentono di diversi fattori legati alla domanda, all'offerta e al bilanciamento del prodotto fisico oltre che alle dinamiche dei mercati finanziari. Essi sono influenzati anche da elementi di natura geopolitica come le decisioni dell'OPEC, conflitti, sanzioni internazionali e in generale da fattori di portata globale o almeno relativi a macroregioni. Il valore, in dollari, a cui una tonnellata di benzina o di gasolio può essere venduta dalle raffinerie, in base all'andamento della domanda e dell'offerta fisiche in un determinato giorno e in una determinata area, è espresso dalle c.d. quotazioni Platts dei prodotti petroliferi, che, come visto, rispondono a dinamiche globali dei mercati, pur essendo poi declinate su diverse macroaree geografiche (per approfondimenti sulle modalità di determinazione del Platts cfr. *infra*, paragrafo V.3).

1.3 *Impatto di recenti eventi inattesi*

36. Nel corso del 2020 si è assistito alla più significativa diminuzione di prezzi del petrolio greggio registrata negli ultimi tre decenni, con quotazioni medie passate da 60 a 20 \$/bbl nel giro di soli tre mesi, tra gennaio e marzo⁹. Tale diminuzione ha fatto seguito, da un lato, alla decisione da parte di Russia e Arabia Saudita, due dei principali Stati produttori di petrolio (*infra*, capitolo III), di aumentare le proprie attività estrattive, dall'altro agli effetti depressivi sui consumi dovuti alla più grave crisi sanitaria globale da un secolo a questa parte, la pandemia da Covid-19, che ha di fatto paralizzato l'economia mondiale per buona parte dell'anno 2020, protrahendosi almeno per la prima parte del 2021. A tale flessione verticale è, quindi, seguito un periodo di estrema variabilità ma con una tendenziale risalita delle quotazioni.

37. Quanto alle decisioni produttive adottate da Russia e Arabia Saudita, è ragionevole ritenere che queste siano state conseguenti alla volontà di tali attori statali di reagire individualmente al riposizionamento produttivo degli USA, dovuto a rinnovate disponibilità di greggio consentite da nuove tecnologie estrattive (*fracking*, su cui v. meglio *infra*, capitolo III), con l'effetto di una vera e propria "*price war*"¹⁰. In un simile contesto, già di per sé estremamente complesso sotto il profilo industriale, condizionato da decisioni solo parzialmente rette da motivazioni economiche e a stretto giro rispetto a un "evento cigno nero" quale è stata la pandemia, nel febbraio 2022 è, quindi, sopraggiunto il conflitto tra Russia e Ucraina.

38. La guerra russo-ucraina ha determinato un ulteriore acuirsi di incertezze sull'andamento delle quotazioni del petrolio, nonché sugli scenari energetici globali nei quali produzione e consumi di tale risorsa vanno necessariamente

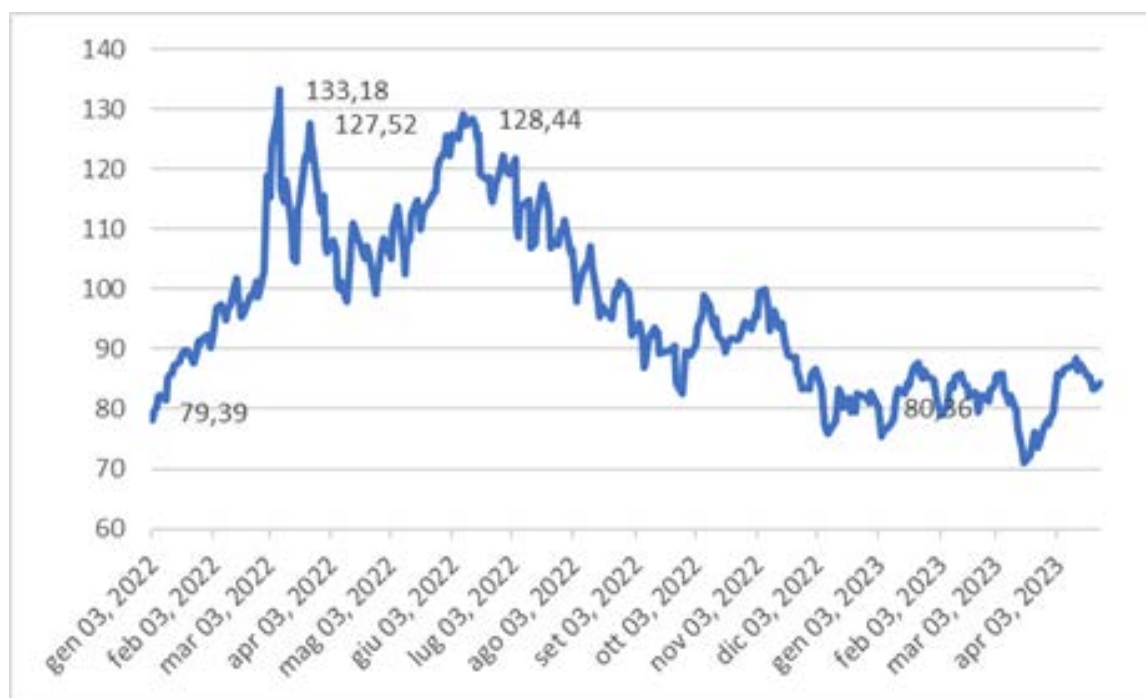
⁸ [Cfr. ex multis Liz Bossley, *The Trading and Price Discovery of Oil Products*, in M. Hafner - G. Luciani, a cura di, *The Palgrave Handbook*, cit.]

⁹ [R. Sorkhabi, *The Oil Price Crash of 2020: Causes, Consequences and Historical Context*, in *Geology Today*, vol. 36, n. 4, 2020, p. 140.]

¹⁰ [Cfr. T. Jacobs, *OPEC+ Moves To End Price War with 9.7 Million B/D Cut*, in *Journal of Petroleum Technology*, 12 aprile 2020, <https://jpt.spe.org/opec-moves-end-price-war-10-million-bd-cut>.]

inquadri, oltre a ripercuotersi sulla volatilità di altre *commodities* e dei mercati finanziari più in generale¹¹. La tendenza, in ogni caso, nell'immediato è stata di nuovo quella di un significativo rialzo delle quotazioni del petrolio greggio, come mostrato dal grafico 1.4 relativo al periodo gennaio 2022-aprile 2023, durante il quale si sono registrati picchi per il Brent superiori ai 130 \$/bbl. Il successivo grafico 1.5, che riporta le quotazioni del greggio per il periodo compreso tra gennaio 2000 e aprile 2023, consente di meglio apprezzare l'assoluta eccezionalità dei picchi di prezzo osservati nel 2022, anno in cui, con la sola eccezione della crisi finanziaria globale del 2008, le quotazioni hanno raggiunto valori mai registrati nei due decenni precedenti.

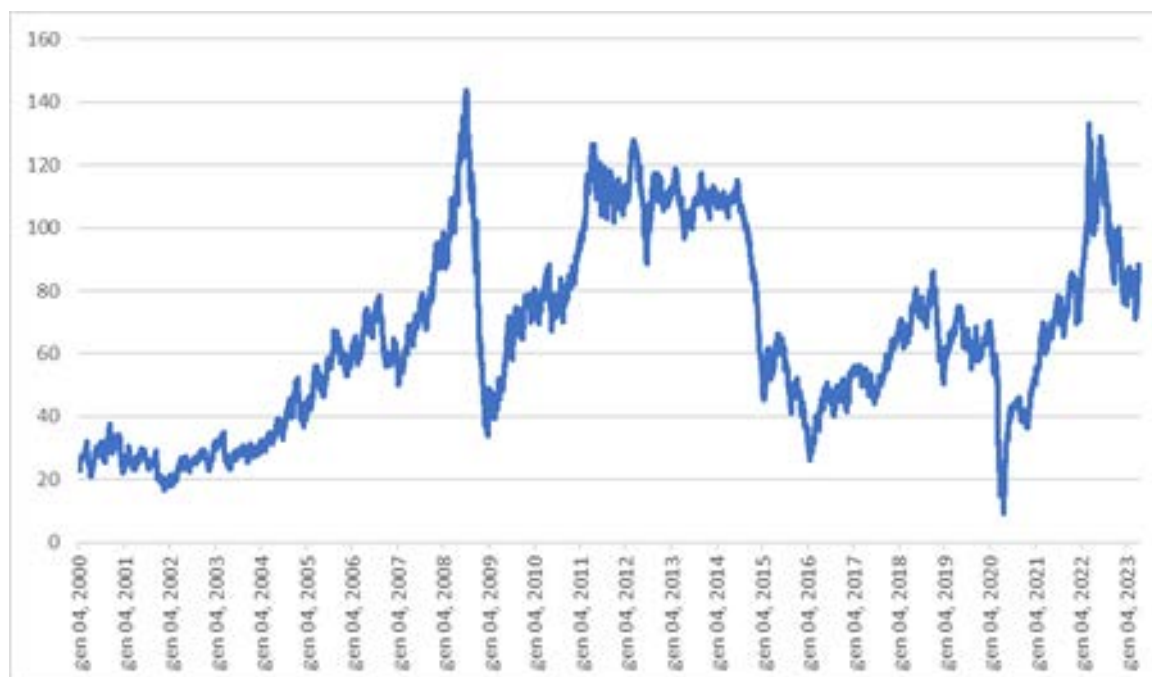
Grafico 1.4 - Europe Brent giornaliero (USD / bbl) 4.1.2022-24.4.2023



Fonte: elaborazione su dati EIA (<https://www.eia.gov/>)

¹¹ "[...] in times of uncertainty, the oil market constantly conveys volatility shocks to other markets. According to the research, it is now clearer why oil prices have fluctuated lately. During the Russia-Ukraine conflict, the ups and downs of the oil price become increasingly evident and harder to anticipate. In light of these results, we may conclude that the market risk to which our developed network is subject is significant." (L. Thanh Ha, *Dynamic Interlinkages between the Crude Oil and Gold and Stock during Russia-Ukraine War: Evidence from an Extended TVP-VAR Analysis*, in *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 30, 2023, p. 23120).]

Grafico 1.5 - Europe Brent giornaliero (USD/bbl) 4.1.2000-24.4.2023



Fonte: elaborazione su dati EIA (<https://www.eia.gov/>)

39. Come si evince dai grafici, dopo il crollo delle quotazioni nel 2020, già nel 2021 le quotazioni del greggio erano aumentate progressivamente, passando da 55 (gennaio) a 74 \$/bbl (dicembre). Il Brent, a inizio gennaio 2023, è, quindi, tornato a valori analoghi a quelli osservati nel gennaio 2022, cioè vicini a 80 \$/bbl ma con l'intermezzo del già detto periodo di eccezionale variabilità, contrassegnato da picchi nel febbraio e marzo 2022, in concomitanza con l'inizio della crisi Ucraina, e nel giugno 2022.

40. In tale contesto di significativa volatilità e, segnatamente, in corrispondenza del secondo picco, il Consiglio Europeo ha adottato un pacchetto di sanzioni nei confronti della Russia che, tra l'altro, vieta l'acquisto, l'importazione o il trasporto via mare di greggio e di alcuni prodotti petroliferi dalla Russia all'UE, oltre a fissare un "price cap" per l'acquisto del petrolio russo a 60 \$/bbl, al fine di comprimere gli introiti "energetici" destinabili al finanziamento della guerra in Ucraina. Le restrizioni sono entrate in vigore, per il greggio, dal 5 dicembre 2022 e dal 5 febbraio 2023 per i prodotti raffinati¹². Fermo restando che gli effetti di tali misure sulle quotazioni dei prodotti petroliferi sono ancora oggetto di studio, si può comunque notare come, da un punto di vista temporale, i picchi nelle quotazioni siano avvenuti in corrispondenza dell'adozione delle sanzioni, più che della loro effettiva entrata in vigore¹³.

41. Tutto ciò non esclude che, discendendo lungo la filiera petrolifera fino ai mercati a valle dei carburanti per autotrazione, si siano invece verificati fenomeni di "panico" diffuso, seppur momentaneo, o quantomeno di forte nervosismo, tali da incidere al rialzo sui prezzi dei beni al consumo: si tratta di un nervosismo che, significativamente, condizionerebbe i prezzi sia al rialzo che al ribasso, come alcuni analisti, nel commentare l'andamento delle quotazioni del petrolio nel corso dell'anno 2022, hanno avuto modo di considerare parlando prima di "war premium" e poi di "anxiety discounts" motivati da aspettative negative rispetto ai consumi futuri¹⁴.

42. A tali elementi di condotta interni al settore petrolifero si aggiunge, infine, una variabile finanziaria fondamentale per il settore, ovvero che tutte le principali transazioni petrolifere siano regolate in dollari, a partire dallo stesso prezzo al barile: il cambio con tale valuta, pertanto, può incidere anche pesantemente sui prezzi finali, a seconda della nazionalità dell'operatore interessato. Con specifico riferimento all'euro, va considerato come il suo tasso di cambio col dollaro, che a maggio 2021 risultava pari a oltre 1,22, a partire da quella data sia costantemente calato, e ciò con una particolare ripidità dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino, arrivando nel settembre 2022 a risultare sotto la parità, salvo poi risalire progressivamente.

¹² [<https://www.consilium.europa.eu/en/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/sanctions-against-russia-explained/>.]

¹³ [Cfr. P. Bine et al., EU and UK Price Cap on Russian Crude Oil, in Skadden Insight, 20 dicembre 2022 (<https://www.skadden.com/insights/publications/2022/12/eu-and-uk-price-cap-on-russian-crude-oil>).]

¹⁴ [L. Orlandi, Petrolio: da mercato globale a mercato frammentato?, in Newsletter del GME, n. 166, gennaio 2023, p. 26, <https://www.mercatoelettrico.org/Newsletter/20230117Newsletter.pdf>. Al proposito, secondo i rappresentanti di FEEM, non sarebbe possibile individuare spiegazioni specifiche quanto all'aumento delle quotazioni del petrolio e dei prodotti raffinati nell'estate del 2022, dal momento che potrebbe essere stato dovuto a "una sorta di nervosismo del mercato, cioè ad una reazione irrazionale, rispetto a tensioni sulla disponibilità di prodotto che erano, in realtà, circoscritte a un'altra commodity energetica, vale a dire il gas" (AGCM, verbale di audizione dei rappresentanti di FEEM, cit., p. 5).]

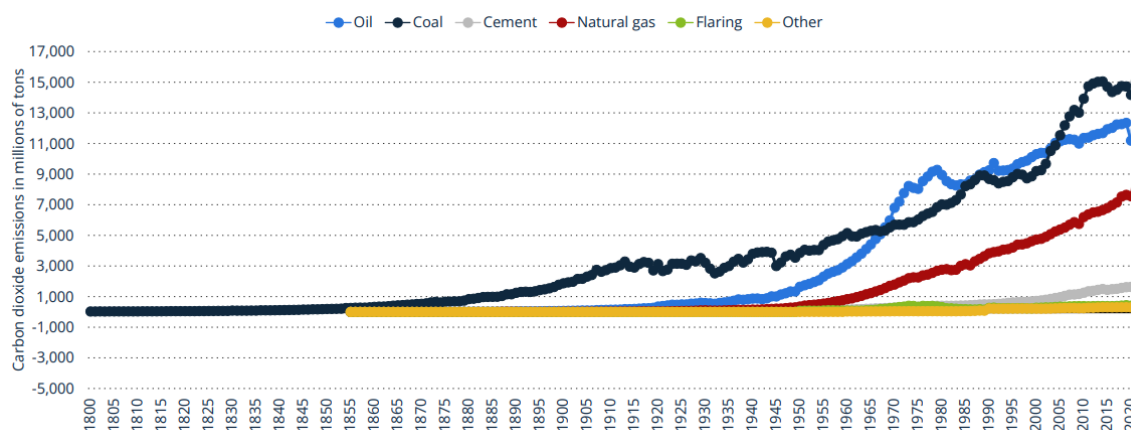
43. Tale svalutazione – possibilmente dovuta ai più alti prezzi di acquisto del gas¹⁵, in una sorta di perversa spirale energetica – ha evidentemente reso l'acquisto del petrolio e relativi raffinati ancora più caro per gli operatori dell'area UE, con conseguenti rincari per i prezzi dei carburanti praticati ai consumatori finali, anche quando tali operatori fossero stati in grado di proteggersi con appositi strumenti finanziari (su cui v. *supra*, paragrafo 1.2) dai rincari in termini assoluti del prezzo al barile.

1.4 Transizione energetica: cenni

44. Salvo l'eccezionale contesto di tipo geo-politico qui sopra richiamato, le attività presenti del settore petrolifero e, soprattutto, le loro prospettive future, vanno considerate anche alla luce di un processo di cambiamento attualmente in corso di enorme portata, è a dire la transizione energetica verso l'impiego di fonti di energia rinnovabili.

45. Si tratta di un processo, indirizzato da una serie di trattati internazionali¹⁶, intrapreso per porre rimedio a fenomeni potenzialmente fatali per gli equilibri naturali dell'ecosistema planetario come il riscaldamento globale e l'innalzamento dei livelli oceanici, riconducibili all'immissione di CO₂ nell'ambiente dovuta ai consumi di fonti energetiche di tipo fossile, quali per l'appunto il petrolio: l'obiettivo è, pertanto, un equilibrio tra le emissioni e l'assorbimento di carbonio, individuato come “neutralità carbonica”.

Grafico 1.6 - emissioni di CO₂ da fonti combustibili o industriali tra il 1820 e il 2021 – mio. ton



Fonte: statista.com

46. Nel suo complesso, la transizione energetica delinea un percorso di “decarbonizzazione” in base al quale il settore petrolifero è, in prospettiva, destinato a scomparire. Simile orizzonte, per questioni sia di tipo tecnico che politico, risulta ancora lontano ma è indubbio che un effetto sul settore petrolifero si sia già prodotto, a partire dall'impatto sugli investimenti nel suo sviluppo¹⁷. Salvi gli effetti della transizione, come già visto il petrolio continua comunque a dominare il *mix* energetico mondiale con quasi il 30% nel 2021, quota sicuramente aumentata nel 2022 a fronte delle ben maggiori difficoltà di reperimento di altre risorse fossili (in primo luogo il gas) dovute alla guerra russo-ucraina¹⁸.

47. Con specifico riferimento agli autoveicoli a motore, secondo stime della Commissione UE le autovetture e i veicoli commerciali leggeri sono responsabili di quasi il 15% delle immissioni complessive di CO₂ all'interno dell'UE¹⁹: a fronte

¹⁵ [A. Sokhanvar - E. Bouri, *Commodity Price Shocks Related to the War in Ukraine and Exchange Rates of Commodity Exporters and Importers*, in *Borsa Istanbul Review*, vol. 23, n. 1, 2023, pp. 44-54.]

¹⁶ [Antesigiano di tali accordi è stato il Protocollo di Kyoto, pubblicato l'11 dicembre 1997 sulla base della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici adottata il 9 maggio 1992, seguito dall'Accordo di Parigi adottato il 12 dicembre 2015.]

¹⁷ [Al proposito, sono state sottolineate in audizione “le difficoltà di governare la transizione energetica perseguita in ambito europeo. La perdurante situazione di incertezza in ordine ai relativi obiettivi di medio-lungo periodo si è inevitabilmente riflessa sugli investimenti nella fase upstream della filiera dei carburanti, che si sono significativamente ridotti. Si è dunque prodotta in una situazione in cui vi è stata una rilevante riduzione dell'offerta di materia prima e di carburanti, per le scelte di politica energetica, mentre la domanda globale non diminuisce, sia per la crescente richiesta delle economie emergenti, fuori dall'Europa, sia perché il processo di transizione energetica avviene in un arco temporale lungo” (AGCM, verbale di audizione dei rappresentanti di ASSOPETROLI, 14 aprile 2023, p. 2).]

¹⁸ [In tale contesto, neppure va esclusa la possibile ricorrenza di quello che è stato individuato come “Green Paradox”, è a dire la possibilità che, al crescere della stretta sui mercati petroliferi dovuta a un effettivo sviluppo della transizione energetica, i titolari delle maggiori riserve petrolifere esistenti a livello mondiale aumentino le attività di estrazione e raffinazione per ottenere il massimo beneficio da una risorsa destinata a perdere rilevanza commerciale, così possibilmente incrementando le immissioni di CO₂ nell'atmosfera in un periodo molto concentrato. Per un'introduzione aggiornata al tema, v. A. Tavares - M. Robaina, *The Green Paradox Phenomenon: a European Union Empirical Application*, ResearchSquare Working Paper, 2021, pp. 1-27, <https://www.taylorfrancis.com/chapters/oa-edit/10.1201/9780429320774-1/called-green-paradox-ansgar-bendiek-maximilian-bendiek>.]

¹⁹ [Cfr. Commissione UE, *CO₂ Emission Performance Standards for Cars and Vans*, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en.]

di tale impatto, come si vedrà meglio nel capitolo VIII, è in corso un rilevante processo di revisione normativa volto (anche) a limitare il consumo di carburanti fossili.

48. Nel sospendere il giudizio su una variabile che esula evidentemente dall'ambito della presente indagine, appare opportuno considerare qui come, a seguito dell'attuale crisi internazionale, si sia inoltre imposta una rinnovata attenzione alla sicurezza energetica dei singoli Stati²⁰ col conseguente sfruttamento delle risorse immediatamente disponibili, tale da aver messo almeno temporaneamente in ombra l'ineludibile necessità di porre rimedio alla crisi ambientale attraverso politiche energetiche più sostenibili.

49. Al di là di emergenze e contingenze, la transizione energetica è, in ogni caso, un processo che non può essere arrestato e va, per questo, opportunamente governato, anche in una prospettiva concorrenziale, tenuto conto delle profonde ricadute che, per quanto qui interessa, esso avrà sulla filiera petrolifera, in particolare – per la parte nazionale – raffinazione e distribuzione, nonché sullo sviluppo tecnologico di altri importanti settori (a partire da quello automobilistico) e relative abitudini dei consumatori, su cui si tornerà nel capitolo VIII.

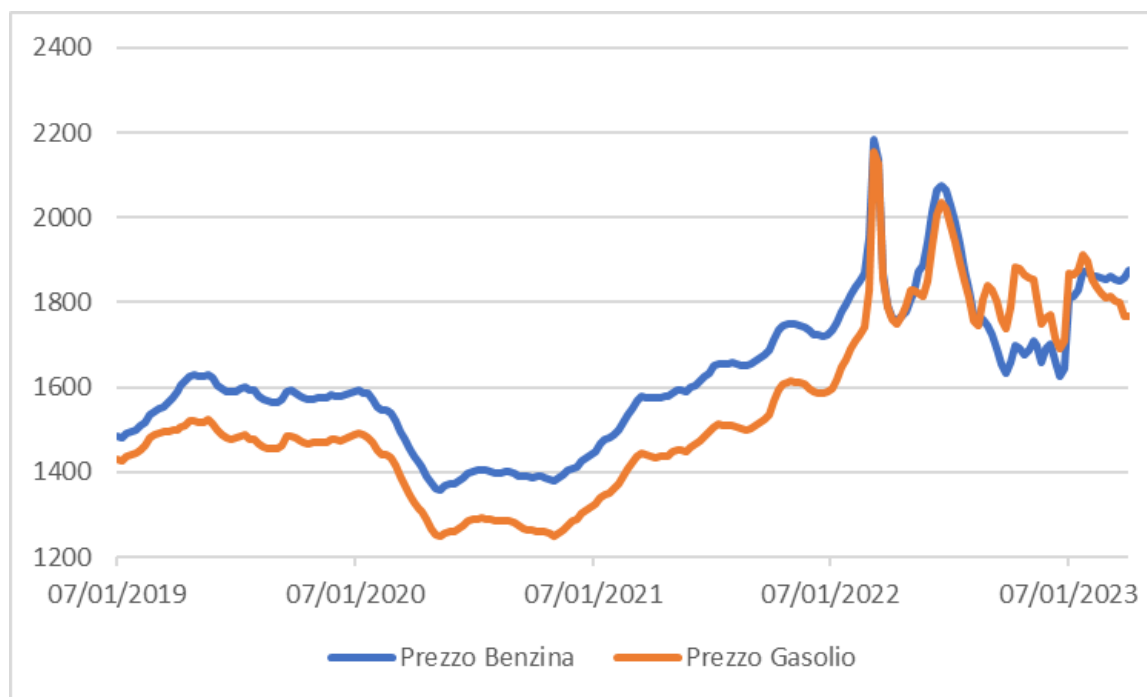
50. Sempre in una prospettiva di tutela e promozione della concorrenza, da combinarsi in maniera efficace e sostenibile con gli ineludibili obiettivi di tutela dell'ambiente e della salute, andranno attentamente considerate opportunità e conseguenze degli incentivi e regolazioni settoriali in corso di adozione da parte di Stati e organizzazioni sovranazionali, quali la UE, in ragione della loro rilevanza tanto nell'agevolare il processo di transizione che nel ridefinire ampi scenari industriali²¹.

II. I PREZZI DEI CARBURANTI IN ITALIA

II.1 I prezzi al consumo di benzina e gasolio in Italia

51. Nel corso del 2022, si sono registrati rilevanti e duraturi aumenti dei prezzi al dettaglio di benzina e gasolio a motore, con notevoli ripercussioni sul sistema economico complessivo. Un nuovo aumento si è avuto all'inizio del 2023, come esemplificato dal seguente grafico. Il grafico mostra innanzitutto come, dopo la flessione dei prezzi registrata nel 2020 a seguito della pandemia da Covid 19, dall'inizio del 2021, con la ripresa dei consumi, si è assistito a un graduale aumento dei prezzi e, prima della fine del 2021, i prezzi erano tornati ai livelli del 2019. A partire dalla primavera 2022, si osservano i picchi di aumento, con un *trend* di crescita particolarmente accentuato per il gasolio.

Grafico 2.1 – Prezzi settimanali benzina e gasolio (€) 7.1.19-10.4.23



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

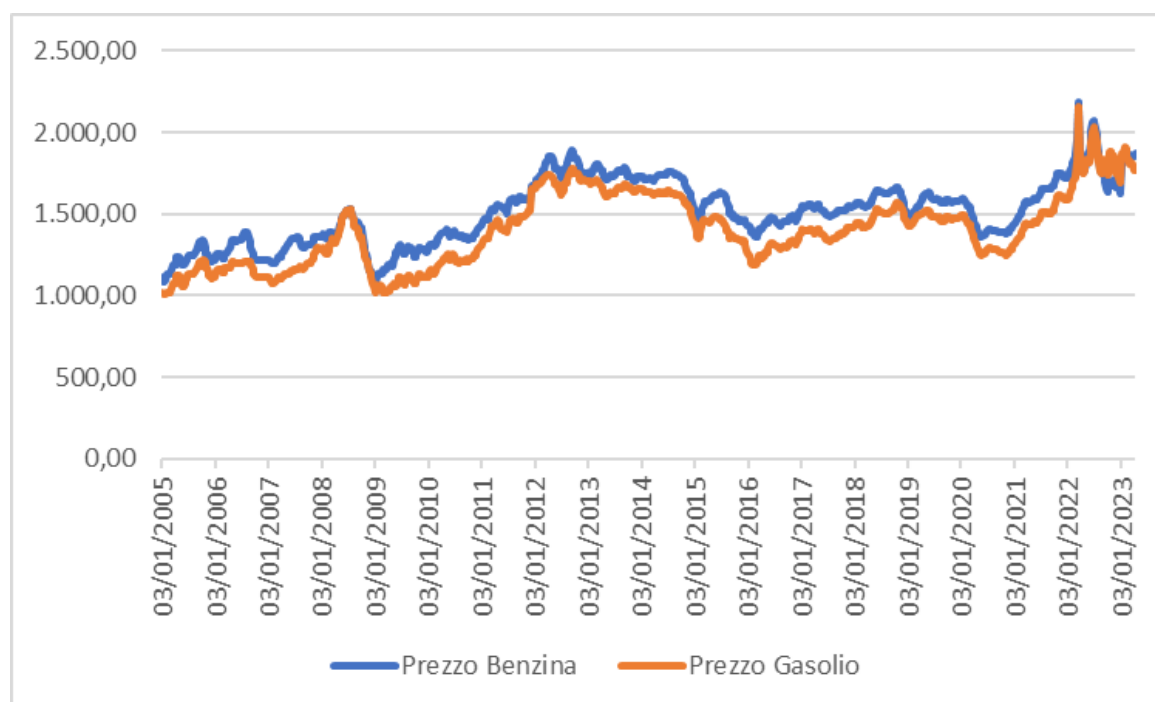
²⁰ [La sicurezza energetica è stata definita dall'International Energy Agency ("IEA") come "disponibilità ininterrotta di fonti energetiche a un prezzo sostenibile" (Cfr. IEA, *Ensuring the Uninterrupted Availability of Energy Sources at an Affordable Price*, 14 aprile 2023, <https://www.iea.org/areas-of-work/energy-security>).]

²¹ [In proposito, per una prima analisi panoramica, v. N. Fabra, *The Energy Transition: An Industrial Economics Perspective*, in *International Journal of Industrial Organization*, 2021, pp. 102734.]

52. Il primo e più significativo picco si verifica nel mese di marzo 2022, quando la benzina arriva a 2,185 euro e il gasolio a 2,155 euro (14 marzo). Il secondo picco si registra, invece, da metà giugno a metà luglio 2022, quando per cinque settimane consecutive i prezzi della benzina superano la soglia dei 2 euro. Nello stesso periodo anche i prezzi del gasolio sono, per tre settimane, sopra i 2 euro, mentre nelle rimanenti due settimane restano prossimi a tale valore. Da metà luglio inizia una fase di discesa dei prezzi, più marcata per la benzina che per il gasolio, che prosegue fino alla fine dell'anno, con quotazioni, nella seconda metà di dicembre 2022, vicine a 1,6/1,7 euro. Dall'inizio del 2023 si osserva un nuovo repentino aumento dei prezzi che, nella seconda settimana di gennaio, arrivano a circa 1,8 euro/litro per la benzina e quasi 1,9 euro/litro per il gasolio. Da questo momento la variabilità dei prezzi inizia a ridursi, e a metà aprile 2023 i prezzi di benzina e gasolio tornano ai livelli precedenti i picchi del 2022²².

53. Quanto accaduto costituisce a tutti gli effetti un'anomalia rispetto all'andamento strutturale delle quotazioni registrate sin dal 2005, anno a partire dal quale sono pubblicati dati storici per l'Italia: ciò sia rispetto al livello raggiunto dai prezzi che al loro andamento variabile, come esemplificato dai grafici seguenti che riportano l'andamento e le variazioni dei prezzi dei carburanti in un periodo quasi ventennale.

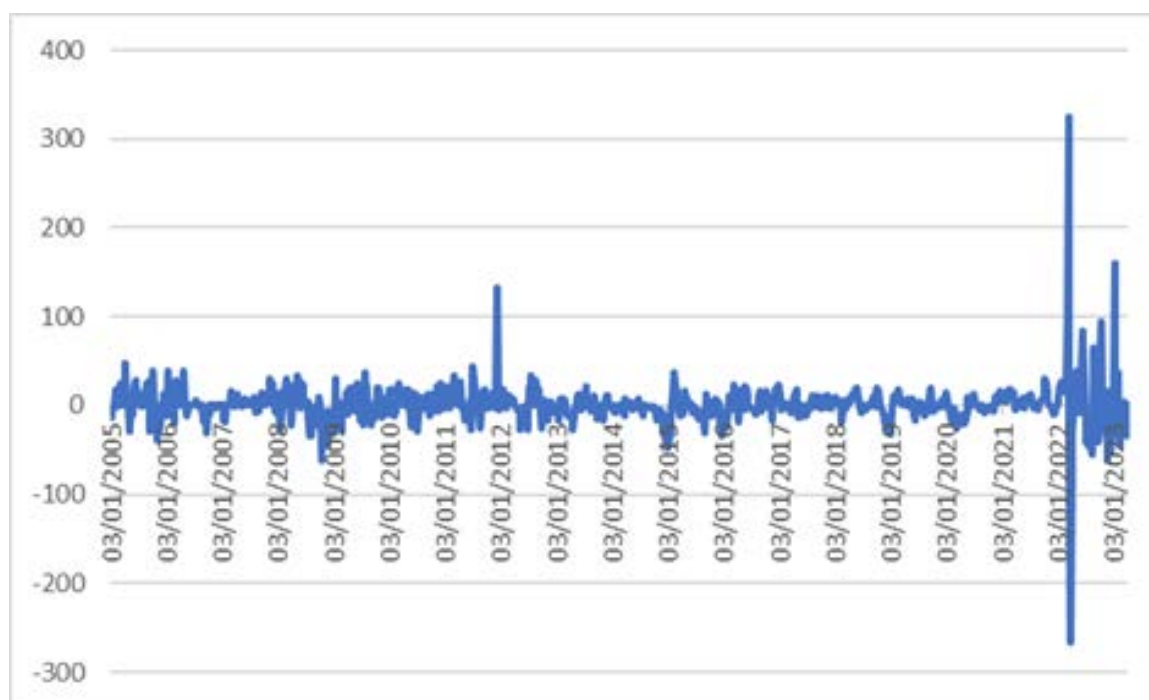
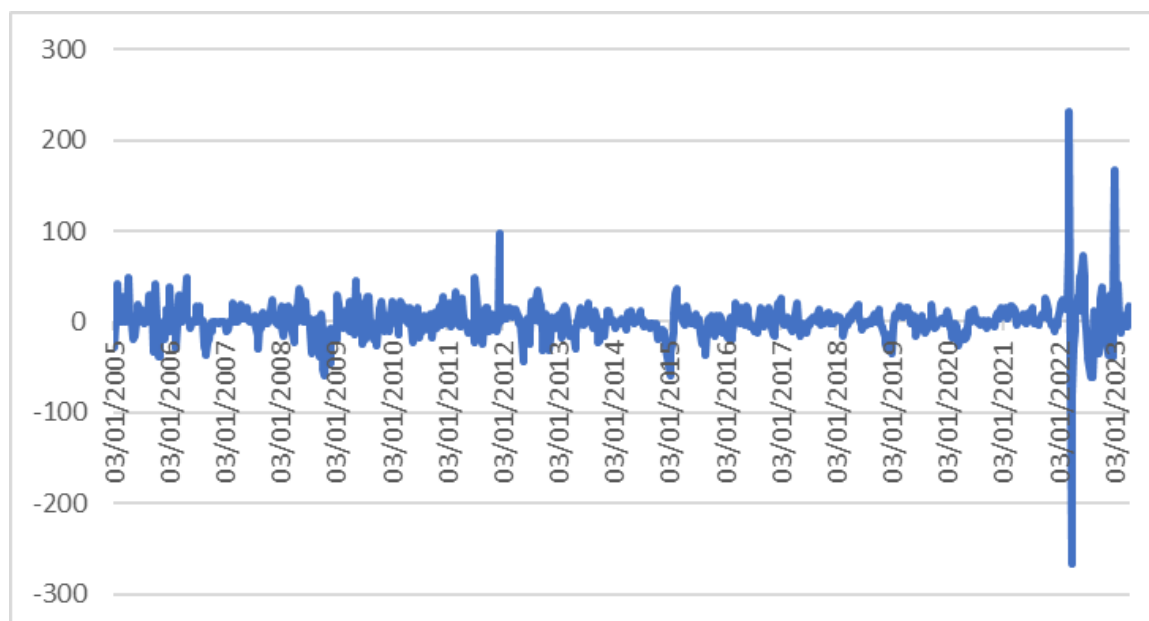
Grafico 2.2 – Prezzi settimanali benzina e gasolio (€) 3.1.05-10.4.23



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

²² [Fonte dei dati del presente paragrafo: elaborazioni su dati MASE, cit..]

Grafici 2.3 e 2.4 - Variazioni Prezzi settimanali benzina e gasolio (€) 3.1.05-10.4.23



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

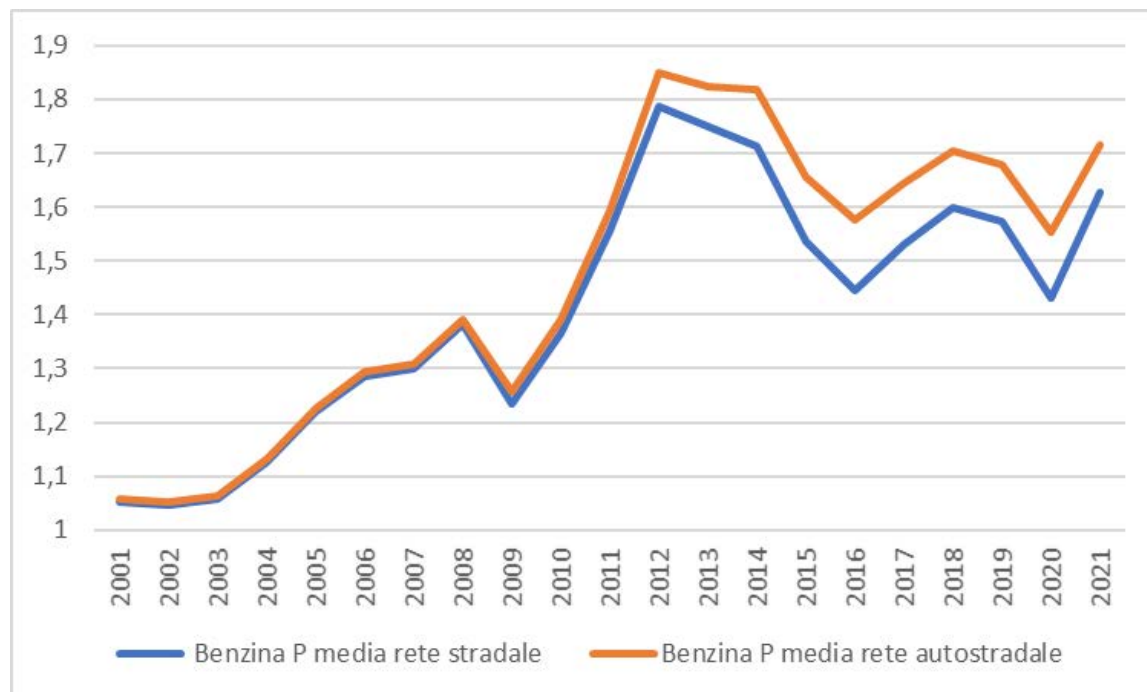
54. Nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 31 marzo 2023 tra i prezzi medi giornalieri praticati dai principali operatori integrati e i prezzi medi degli operatori indipendenti – in particolare le c.d. pompe bianche, cioè gli impianti degli operatori senza marchio (su cui v. meglio *infra*, capitolo VI) – si è registrata una differenza media di circa 0,14 euro per il servito, sia per la benzina sia per il gasolio, mentre per il *self* tale differenza è stata molto più contenuta, di circa 0,01 euro sia per la benzina sia per il gasolio²³. Permane dunque, al netto della peculiare dinamica dei prezzi riscontrati nel periodo in questione, un differenziale tra i prezzi praticati dagli impianti dei distributori verticalmente integrati e quelli dei distributori indipendenti, a riprova della possibilità per gli operatori indipendenti – anche in ragione di differenze organizzative – di esercitare una funzione di contenimento dei prezzi complessivi di benzina e gasolio e di contrappeso concorrenziale sulla rete distributiva.

55. Un altro elemento da considerare concerne la peculiare dinamica dei prezzi sulla rete autostradale che, da diversi anni, tendono a essere più elevati rispetto alla rete ordinaria (v. anche *infra*, capitolo VI). I grafici 2.5 e 2.6 mettono a

²³ [Fonte: elaborazioni da Newsletter FIGISC (<https://www.figisc.it/>). I dati riportati si riferiscono alla media della differenza tra il prezzo medio praticato dai principali operatori integrati e il prezzo medio delle c.d. pompe bianche.]

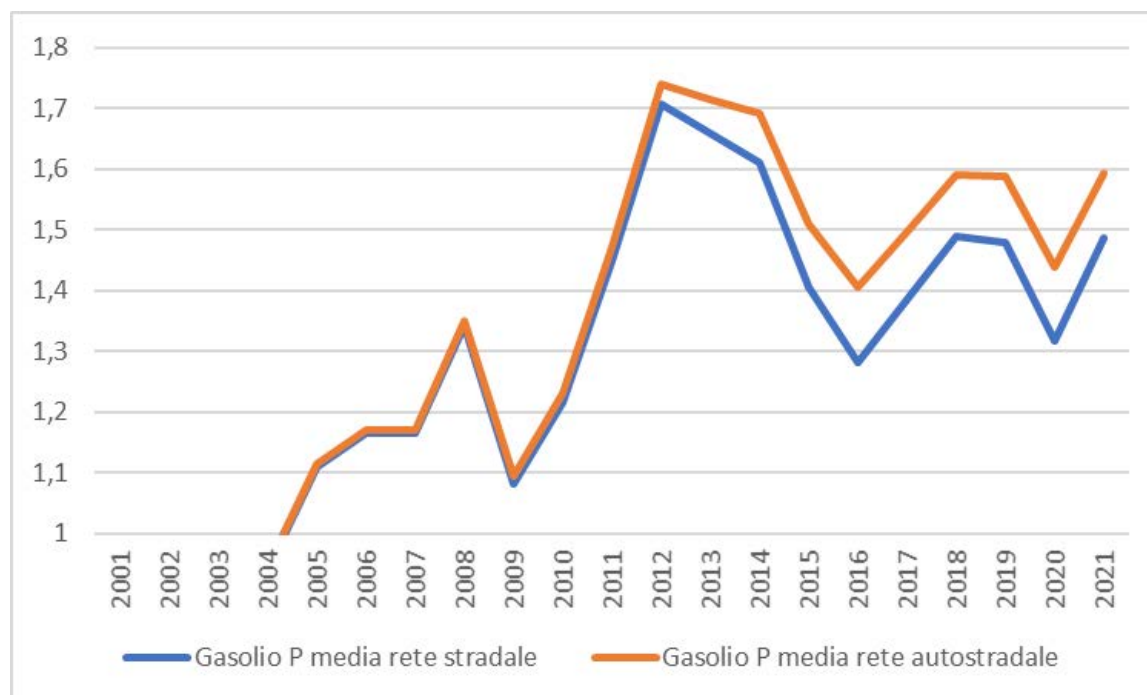
confronto l'evoluzione di lungo periodo dei prezzi medi dell'intera rete con i prezzi medi della rete autostradale. Come si vede, sia per la benzina che per il gasolio a partire dal biennio 2008-2009 inizia a manifestarsi un divario sostanziale e progressivamente crescente, con i prezzi in autostrada sistematicamente più alti. Seppure l'andamento è tendenzialmente analogo per benzina e gasolio, per diversi anni il divario tra i prezzi in autostrada e quelli dell'intera rete è stato particolarmente accentuato, con un'ampiezza della forbice più marcata, nel caso della benzina.

Grafico 2.5 - Prezzo medio benzina rete intera e autostradale 2001-2021 (€)



Fonte: elaborazioni da ANISA-Confcommercio, Report Autostrade rete in concessione 2001-2021 (<https://www.figisc.it>)

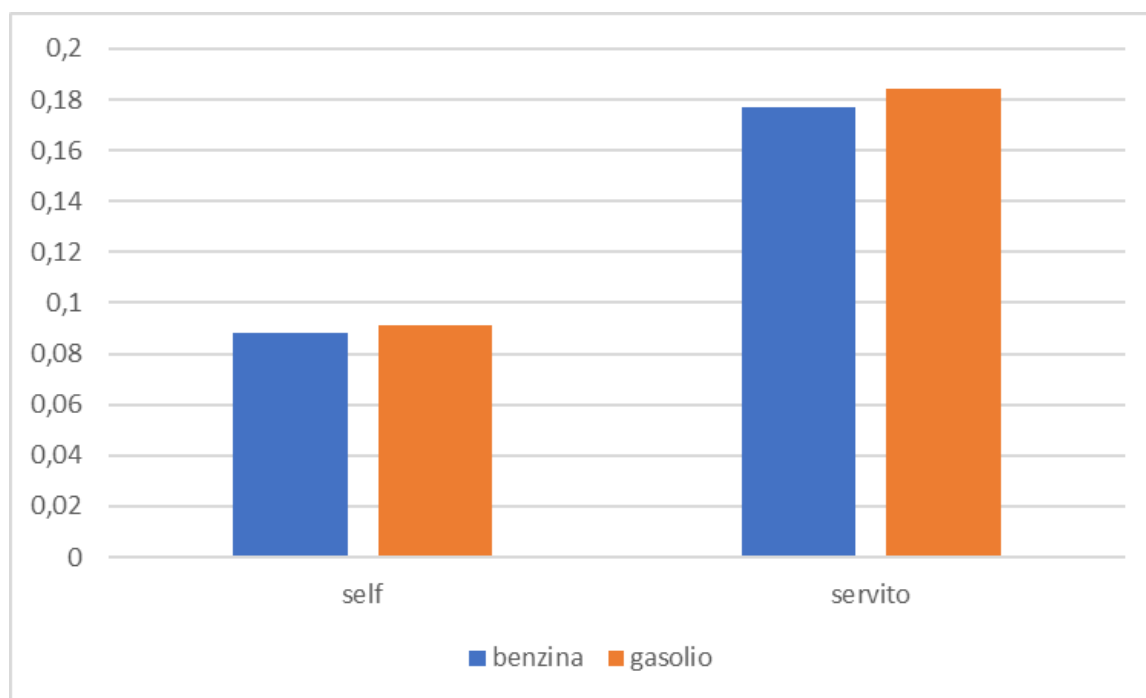
Grafico 2.6 - Prezzo medio gasolio rete intera e autostradale 2001-2021 (€)



Fonte: elaborazioni da Report Autostrade, cit.

56. Con specifico riferimento al 2022, il seguente grafico mette a confronto la differenza tra i prezzi in autostrada e quelli dell'intera rete, in modalità *self* e servito: il divario è lievemente più alto per il gasolio rispetto alla benzina ed è all'incirca doppio per la modalità servito rispetto a quella *self*.

Grafico 2.7 - Differenza Prezzo autostrada e Prezzo rete nel 2022, self e servito (€)



Fonte: elaborazioni da *Report Autostrade*, cit.

11.2 Componenti di prezzo

57. Il contributo delle diverse fasi della filiera alla formazione del prezzo di vendita dei carburanti può essere analizzato a partire dalla scomposizione del prezzo tra componente fiscale – a sua volta scomponibile in IVA e accise – e prezzo industriale.

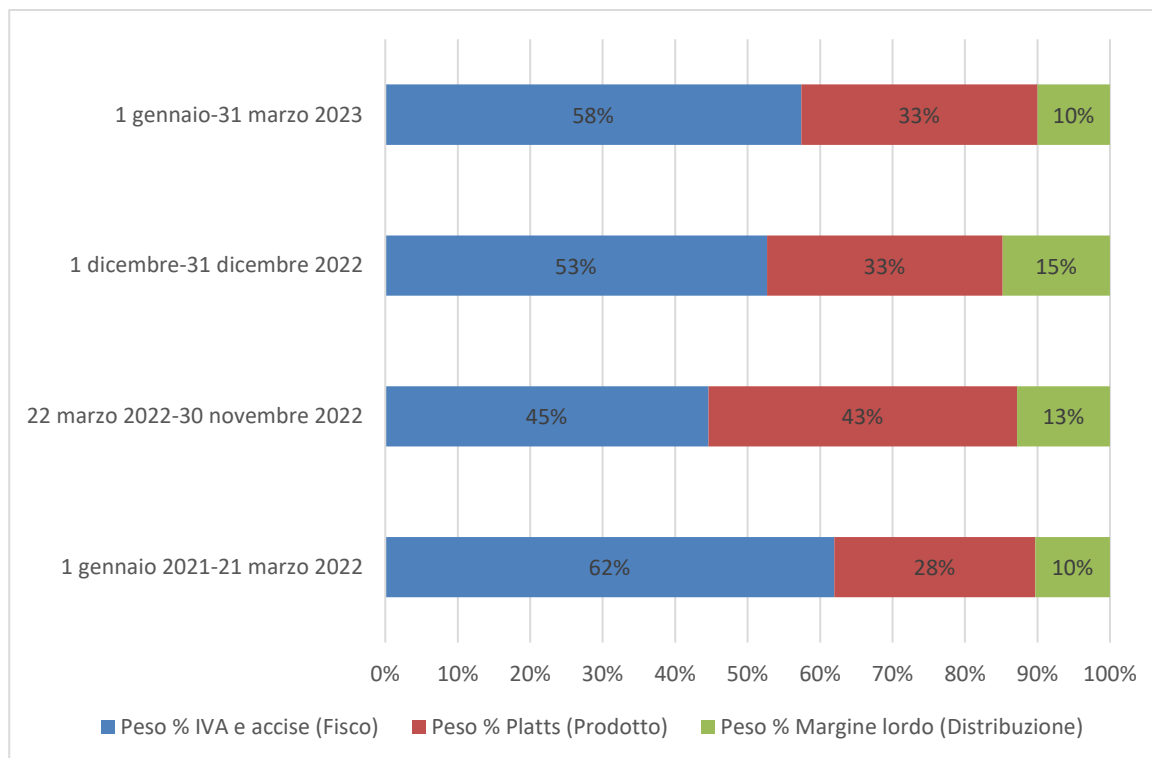
58. Il prezzo industriale, che rappresenta il contributo dell'intera filiera petrolifera, può, a sua volta, essere distinto in:

- A. costo del prodotto, solo in prima battuta stimabile mediante la quotazione internazionale (Brent) del petrolio greggio ed effettivamente valorizzato da quella – sempre internazionale (Platts CIF Med) – dei prodotti benzina e gasolio alla conclusione della fase raffinazione (c.d. vendite *ex refinery gate*, "al cancello della raffineria"). Per sua natura, il costo della materia prima rappresenta la parte del prezzo volta a coprire costi e remunerazione delle attività *upstream*;
- B. margine lordo, che sintetizza il contributo delle fasi *downstream* a valle della raffinazione, tenuto conto degli oneri imposti per legge allo svolgimento delle relative attività (scorte d'obbligo e miscela d'obbligo con biocarburanti). Calcolabile come differenza tra il prezzo industriale e il valore del prodotto raffinato, il margine lordo rappresenta la parte del prezzo volta a garantire la copertura dei costi e la remunerazione delle attività *downstream*.

59. Il contributo delle diverse componenti all'andamento del prezzo dei carburanti nel periodo gennaio 2021-marzo 2023 viene qui di seguito analizzato più in dettaglio (grafico 2.8 per la benzina e grafico 2.9 per il gasolio). Lo specifico peso di dette componenti è stato influenzato, nel corso del 2022, da misure temporanee di abbassamento delle accise (applicate su benzina e gasolio), adottate al fine di mitigare gli effetti sui prezzi alla pompa degli incrementi registrati delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi²⁴. Tuttavia, come si vedrà, emerge con chiarezza l'ordine di rilevanza con la componente fiscale, che rappresenta la principale componente del prezzo dei carburanti, seguita dal valore del prodotto e dal "margine lordo", che rappresenta la componente minoritaria.

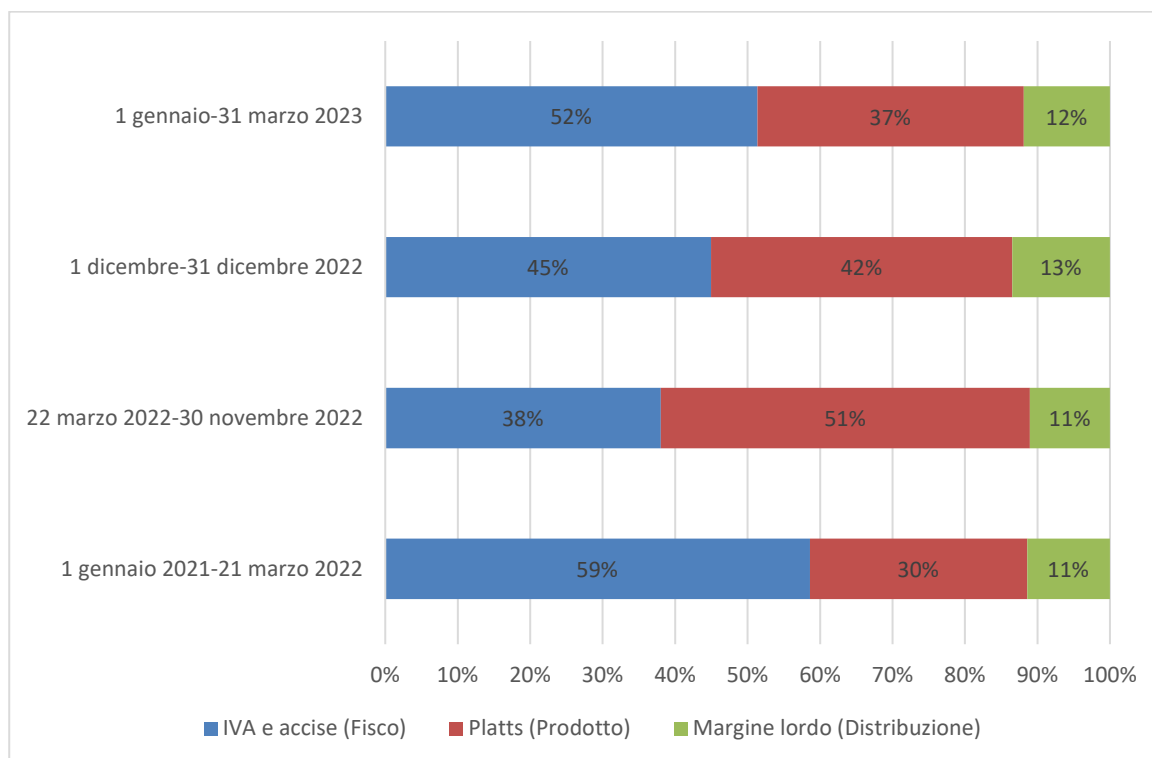
²⁴ [In particolare, con decorrenza 22 marzo 2022, le accise su benzina e gasolio sono state abbassate di 0,25 euro al litro (scendendo da 0,7284 a 0,4784 per la benzina e da 0,6174 a 0,3674 per il gasolio). Questo taglio è stato mantenuto (mediante successive proroghe della misura iniziale) fino al 30 novembre 2022. A partire dal 1° dicembre 2022 e per tutto il mese, i livelli delle accise sono stati rialzati di 0,1 euro al litro e, dunque, in misura parziale rispetto al taglio iniziale. A decorrere dal 1° gennaio 2023 le accise sono state riportate al valore iniziale con un rialzo di 0,15 euro al litro rispetto ai livelli vigenti nel mese precedente.]

Grafico 2.8 – Scomposizione del prezzo della benzina (gennaio 2021-marzo 2023, valori percentuali)



Fonte: elaborazioni su dati MIMIT (prezzi settimanali dei prodotti petroliferi) e Newsletter FIGISC

Grafico 2.9 – Scomposizione del prezzo del gasolio (gennaio 2021-marzo 2023, valori percentuali)



Fonte: elaborazioni su dati MIMIT (prezzi settimanali dei prodotti petroliferi) e Newsletter FIGISC

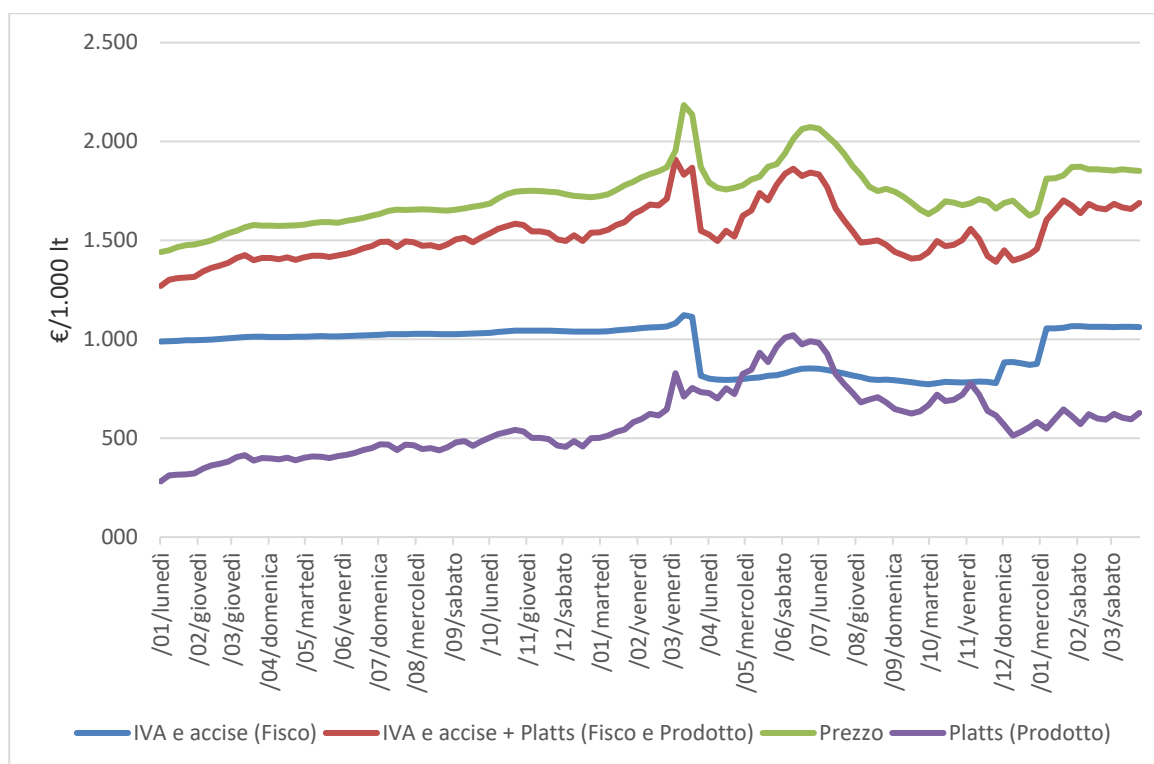
60. Prima dell'entrata in vigore delle misure di riduzione delle accise la componente fiscale rappresentava il 62% del prezzo della benzina e il 59% del prezzo del gasolio (periodo 1°gennaio 2021-21 marzo 2022). Le misure in questione hanno comportato, giocoforza, una riduzione temporanea nei pesi relativi della componente fiscale (al 45% per la benzina e al 38% per il gasolio), successivamente risaliti (al 58% per la benzina e al 52% per il gasolio) per effetto della rimozione delle medesime misure.

61. Specularmente, è aumentato il peso del prezzo industriale²⁵ e delle sue due componenti, in particolare di quella relativa al valore del prodotto. Infatti, il valore del prodotto, che rappresentava il 28% del prezzo della benzina e il 30% del prezzo del gasolio, è arrivato a rappresentare rispettivamente il 43% e il 51% del prezzo di benzina e gasolio (periodo 22 marzo-30 novembre 2022). Con la fine delle misure, il valore del prodotto si è attestato al 33% del prezzo della benzina e al 37% del prezzo del gasolio. Quanto al margine lordo, il suo peso sui prezzi di benzina e gasolio è variato solo marginalmente in conseguenza delle misure di taglio delle accise restando compreso tra il 10% e il 15% per la benzina e tra l'11% e il 13% per il gasolio.

62. In linea con le evidenze sul peso delle diverse componenti dei prezzi dei carburanti, i grafici che seguono mostrano come, nel periodo gennaio 2021-marzo 2023, l'andamento del prezzo di benzina e gasolio sia stato determinato in maniera sostanziale dalle componenti fiscali e di valore del prodotto mentre il "margine lordo" ha avuto una parte minoritaria: infatti, nei grafici 2.10 e 2.11 il profilo della curva del prezzo segue sostanzialmente quello della curva che somma la componente fiscale e del prodotto. La distanza verticale tra queste due curve, che rappresenta il "margine lordo", rimane limitata.

63. I suddetti grafici mostrano, inoltre, la riduzione dei prezzi verificatasi in corrispondenza dell'abbassamento delle accise del marzo 2022, come dimostrato dal calo delle curve relative alla componente fiscale, alla somma delle componenti fiscali e del prodotto e al prezzo. Specularmente, al ritorno delle accise al livello precedente nel gennaio 2023 è corrisposto un aumento del livello dei prezzi, come dimostrato dal rialzo delle curve relative alla componente fiscale, alla somma delle componenti fiscali e del prodotto e al prezzo, in corrispondenza del mese di gennaio 2023.

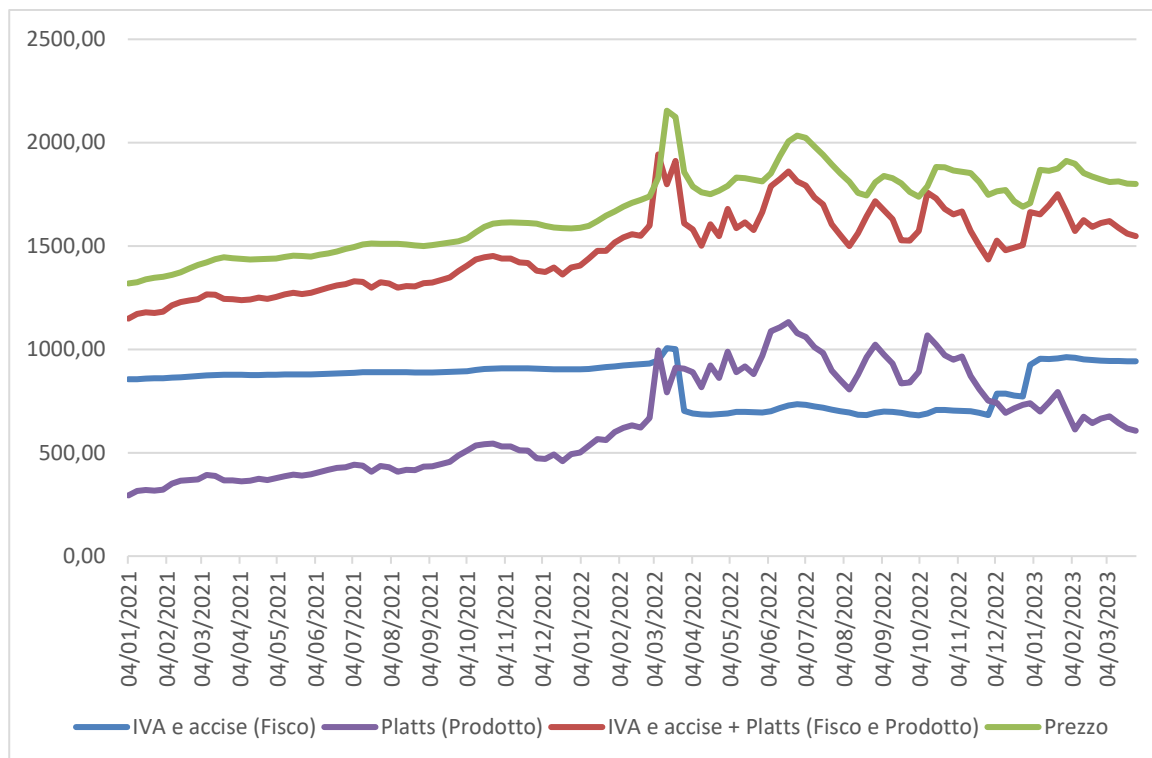
Grafico 2.10 - Scomposizione del prezzo della benzina



Fonte: elaborazioni su dati MIMIT (prezzi settimanali dei prodotti petroliferi) e Newsletter FIGISC

²⁵ [Incremento dal 38% al 55% e ridiscesa al 43% per la benzina, incremento dal 41% al 62% e ridiscesa al 49% per il gasolio.]

Grafico 2.11 - Scomposizione del prezzo del gasolio



Fonte: elaborazioni su dati MIMIT (prezzi settimanali dei prodotti petroliferi) e Newsletter FIGISC

11.2.1 La componente relativa al valore del prodotto

64. In conseguenza del fatto che i greggi costituiscono la materia prima per la produzione (raffinazione) di benzina e gasolio, l'andamento delle quotazioni internazionali di detti prodotti raffinati (Platts) è influenzato dalle quotazioni del greggio (Brent). Ciò posto, gli andamenti delle quotazioni in questione possono in alcuni periodi mostrare dinamiche piuttosto differenziate, in ragione dei numerosi e complessi fattori che influiscono.

65. Nel periodo di analisi gennaio 2021-marzo 2023, si è appunto verificata una differenziazione piuttosto marcata delle dinamiche delle quotazioni di riferimento per benzina e gasolio e delle quotazioni del greggio di riferimento (Brent). Ciò implica che in alcune fasi del periodo oggetto di analisi, l'andamento delle quotazioni del greggio non abbia rappresentato un indicatore sensibile dell'andamento delle quotazioni dei prodotti raffinati.

66. In particolare, a partire dal mese di marzo 2022, si è registrato un ampliamento della differenza tra le quotazioni del greggio e quelle dei prodotti raffinati (differenza data dalla distanza verticale tra le curve relative alle suddette quotazioni) a segnalare una più marcata scarsità, effettiva o percepita, relativa del gasolio e della benzina rispetto al greggio (grafico 2.12). Inoltre, l'ampliamento è stato più marcato per il gasolio rispetto alla benzina a segnalare che il gasolio è stato, o è stato percepito, come più scarso rispetto alla benzina.

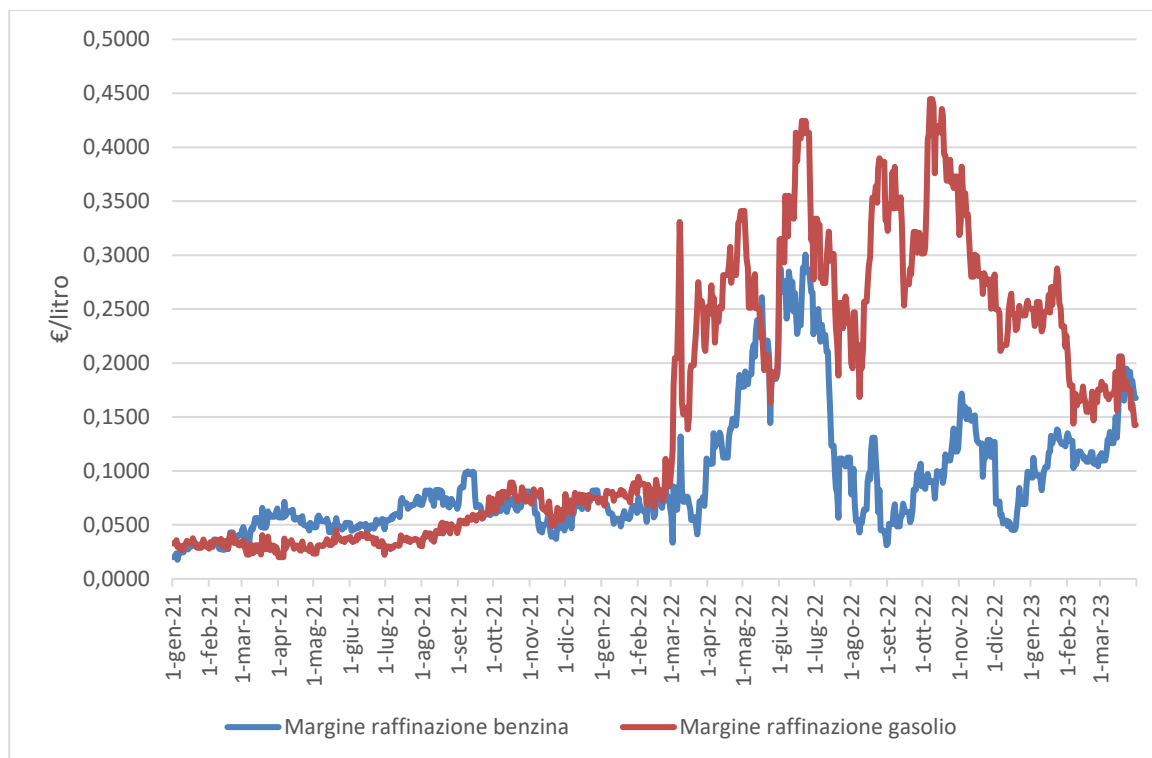
67. Le dinamiche descritte sono altresì evidenziate dall'andamento della differenza tra le quotazioni dei prodotti raffinati (benzina e gasolio) e quella del greggio, che rappresenta un indicatore del margine di raffinazione ("crack spread", su cui v. anche *infra* capitolo IV) per i singoli prodotti, come riportato nel grafico 2.13. Detti indicatori sono cresciuti in maniera significativa a partire dal mese di marzo 2022: nei mesi successivi, i "margini di raffinazione" relativi alla benzina sono restati quasi sempre al di sotto di quelli relativi al gasolio e gli andamenti relativi degli indicatori in questione sono stati molto differenziati per benzina e gasolio.

Grafico 2.12 - Quotazioni internazionali del greggio e dei prodotti raffinati



Fonte: Elaborazioni su dati Newsletter FIGISC

Grafico 2.13 - “Margini di raffinazione” per benzina e gasolio



Fonte: Elaborazioni su dati Newsletter FIGISC

II.2.2 La componente “margini lordi”

68. Come detto, il “margine lordo”²⁶ riveste un’importanza secondaria nel determinare il livello e l’andamento del prezzo di vendita rispetto alla componente fiscale e al valore del prodotto. Ciò risulta ancora più evidente se si analizza

²⁶ [Per il calcolo del “margine lordo” si sono messi a confronto il dato settimanale dei prezzi riportato dal MIMIT, che fa riferimento ai dati praticati nella settimana precedente, comunicati ciascun lunedì dagli operatori, e il dato puntuale delle quotazioni Platt’s di riferimento

l'importanza relativa del valore del prodotto e del "margine lordo" nella determinazione del prezzo industriale (vale a dire il prezzo di vendita al netto di IVA e accise).

69. La rilevanza secondaria del "margine lordo" viene confermata dal grafico 2.14 e dal grafico 2.15 nei quali vengono riportate, per benzina e gasolio, le curve dei prezzi industriali e quelle del valore del prodotto e del "margine lordo" che ne costituiscono le componenti. In entrambi i grafici la curva relativa al "margine lordo" si colloca a un livello significativamente più basso rispetto alle altre due curve e il profilo della curva del prezzo industriale segue sostanzialmente quello del valore del prodotto.

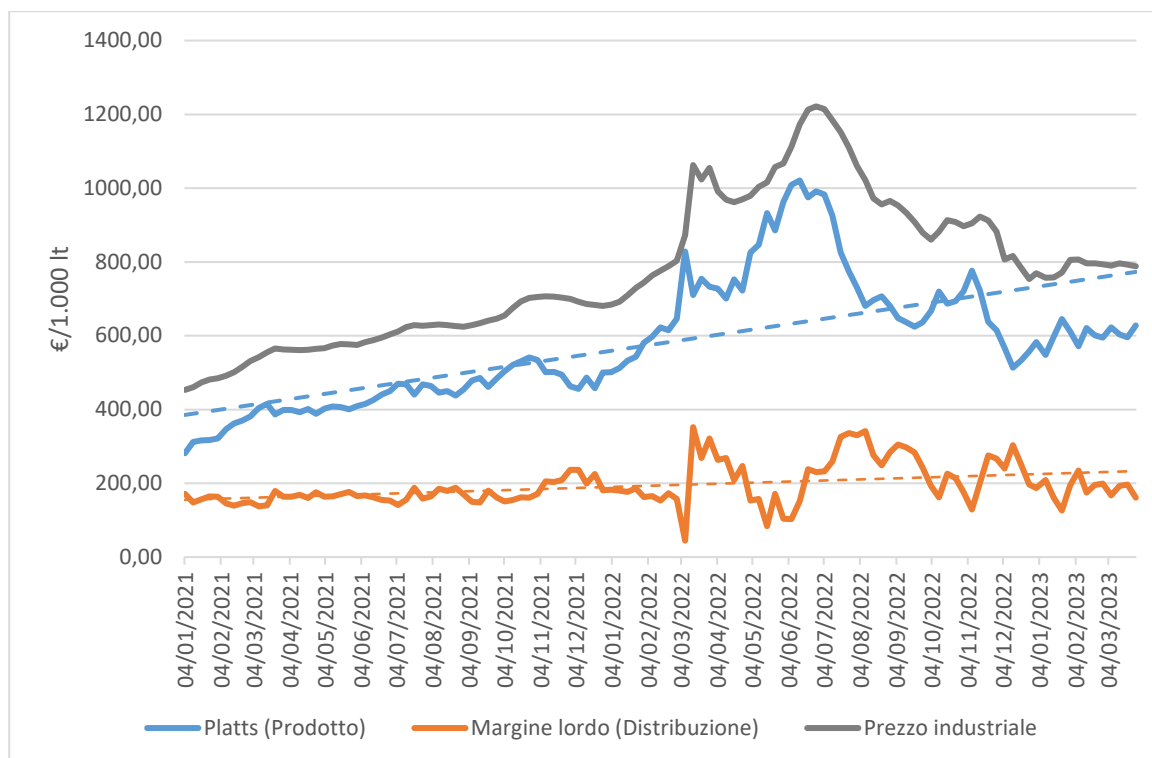
70. I suddetti grafici evidenziano, inoltre, come nel periodo gennaio 2021-marzo 2023, i livelli del "margine lordo" di benzina e gasolio abbiano fatto registrare una variabilità più marcata a partire da marzo 2022 rispetto ai mesi precedenti: la deviazione *standard* passa da 21,64 (periodo gennaio 2021-febbraio 2022) a 68,86 (periodo marzo 2022-marzo 2023) per la benzina e da 22,28 a 79,19 per il gasolio.

71. Nel medesimo periodo, i livelli delle quotazioni internazionali (valore del prodotto), hanno fatto registrare una variabilità ben più marcata, sia a partire da marzo 2022 sia nei mesi precedenti: la deviazione *standard* è infatti passata da 78 (periodo gennaio 2021-febbraio 2022) a 133,85 (periodo marzo 2022-marzo 2023) per la benzina e da 86,95 a 141,70 per il gasolio.

72. Nel periodo gennaio 2021-marzo 2023, i "margini lordi" hanno oscillato (con la variabilità di cui si è detto sopra) intorno al valore di 0,2 euro per litro seguendo *trend* leggermente crescenti, come mostrato dalle pendenze leggermente positive delle linee di tendenza²⁷. Nel medesimo periodo, invece, le quotazioni internazionali (valore del prodotto) sono passate da valori inferiori a 0,4 euro per litro a valori superiori a 1 euro per assestarsi su valori superiori a 0,6 euro per litro. I *trend* sono stati nettamente crescenti, come mostrato dalle pendenze marcatamente positive delle linee di tendenza²⁸.

73. Al riguardo, si evidenzia come il contesto di mercato si sia caratterizzato, nel periodo considerato, per un'elevata variabilità delle quotazioni di riferimento dei prodotti e, di conseguenza, per un notevole grado di incertezza. Nel contesto economico più generale, si sono registrate dinamiche inflazionistiche, peraltro rafforzate proprio dall'andamento dei prezzi dei prodotti energetici, e rialzi dei tassi di interesse.

Grafico 2.14 - Scomposizione del prezzo industriale della benzina



Fonte: elaborazioni su dati MIMIT (prezzi settimanali dei prodotti petroliferi) e Newsletter FIGISC

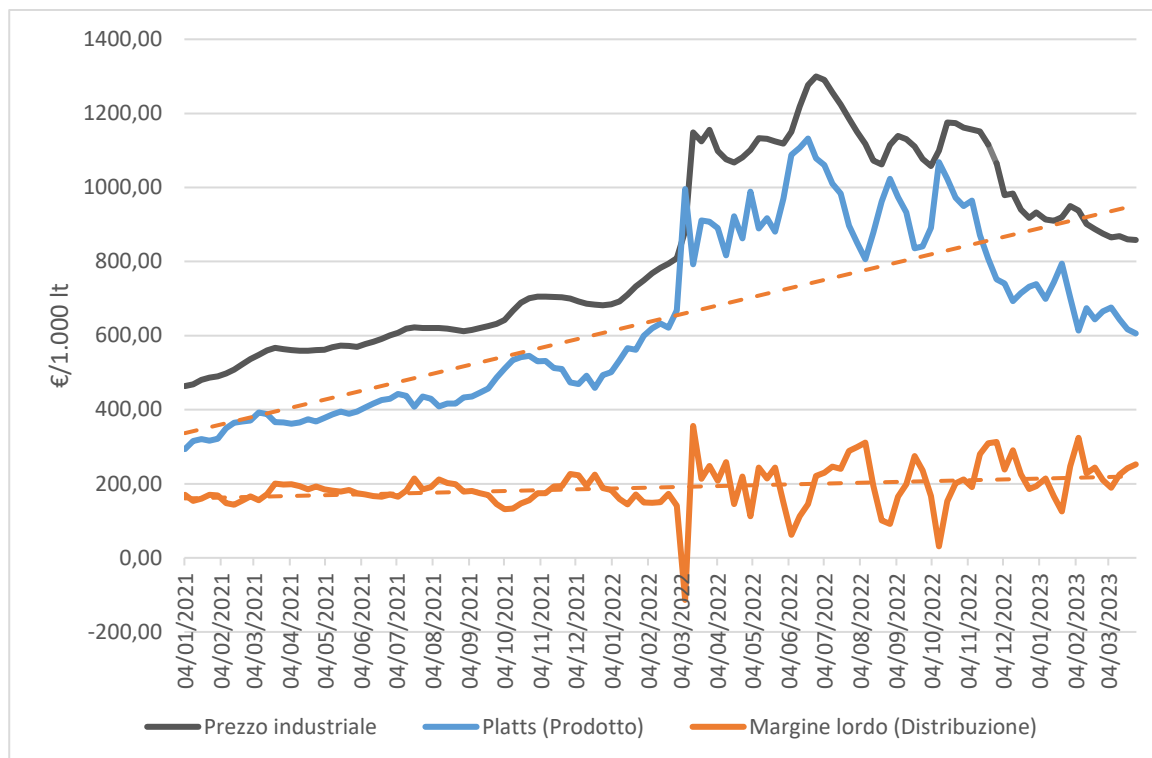
relative al lunedì nel quale vengono comunicati i dati. La metodologia adottata è coerente con quella utilizzata da UNEM per l'elaborazione dei contenuti "La struttura del prezzo dei carburanti" (si veda comunicazione di UNEM del 31 marzo 2023).

]

²⁷ $[y = 0,0958x - 4077,4 \text{ per la benzina e } y = 0,0734x - 3081,8 \text{ per il gasolio.}]$

²⁸ $[y = 0,4774x - 20714 \text{ per la benzina e } y = 0,7576x - 33150 \text{ per il gasolio.}]$

Grafico 2.15 - Scomposizione del prezzo industriale del gasolio



Fonte: elaborazioni su dati MIMIT (prezzi settimanali dei prodotti petroliferi) e Newsletter FIGISC

11.2.3 La componente fiscale

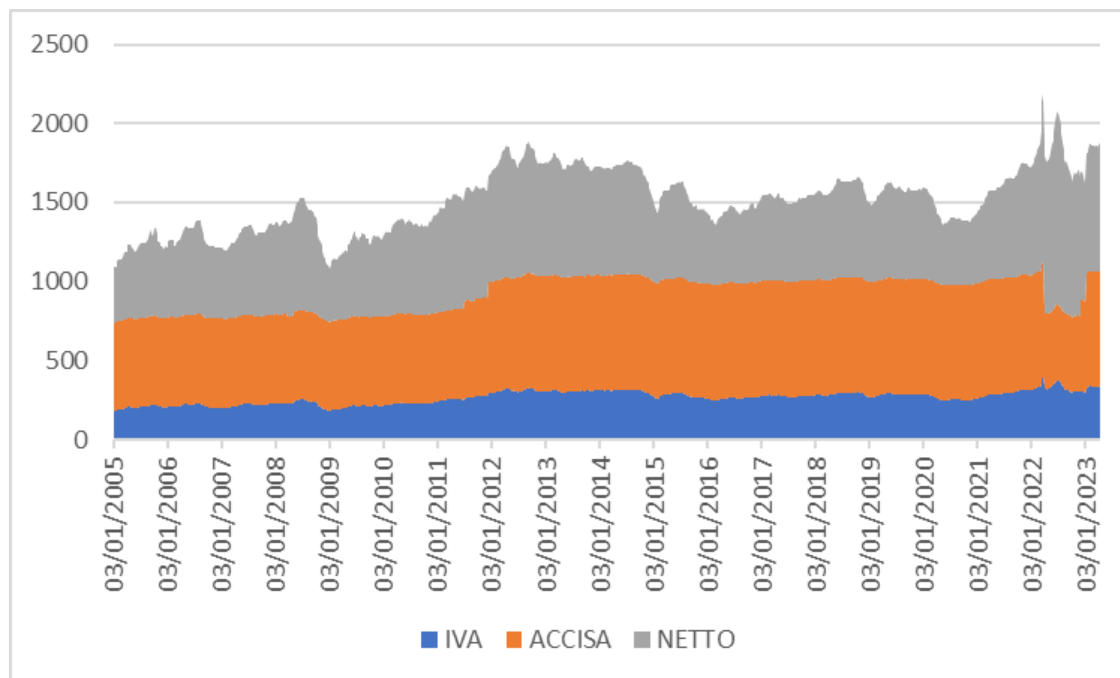
74. Per quanto riguarda la componente fiscale, questa è data dall'accisa, in quota fissa per litro, e dall'IVA al 22%, che viene calcolata sulla somma di prezzo netto e accisa. Le accise applicate in Italia ai carburanti trovano il loro riferimento normativo principale nel decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 (c.d. Testo Unico Accise, "TUA"), con ulteriori interventi più di dettaglio in vari atti successivi²⁹. Introdotte originariamente in maniera singola per fare fronte da parte dello Stato a spese per eventi maggiori imprevisti, per l'appunto a partire dal testo unico le accise sui carburanti sono state riorganizzate in un'unica imposta indifferenziata, che contribuisce in maniera sostanziale a finanziare il bilancio statale (l'ammontare complessivo nel 2021 è corrisposto a quasi 24 miliardi di euro).

75. L'incidenza delle accise sul costo finale al consumo è pari a quasi il 40% del medesimo, con un carico fiscale complessivo sui carburanti pari a circa il 55% del prezzo finale. Come si vedrà meglio nel prosieguo, recenti interventi normativi hanno temporaneamente ridotto nel corso del 2022 le accise per calmierare gli incrementi di prezzo registrati nei mercati a monte dei prodotti petroliferi.

76. Storicamente, l'incidenza della componente fiscale è sempre stata rilevante in Italia, come emerge dai grafici 2.16 e 2.17, che riportano la scomposizione del prezzo settimanale di benzina e gasolio (netto, IVA, accisa) nel periodo gennaio 2005-aprile 2023. In media in tale intervallo temporale la parte fiscale (IVA e accisa) ha pesato per il 61% per la benzina e il 56% per il gasolio.

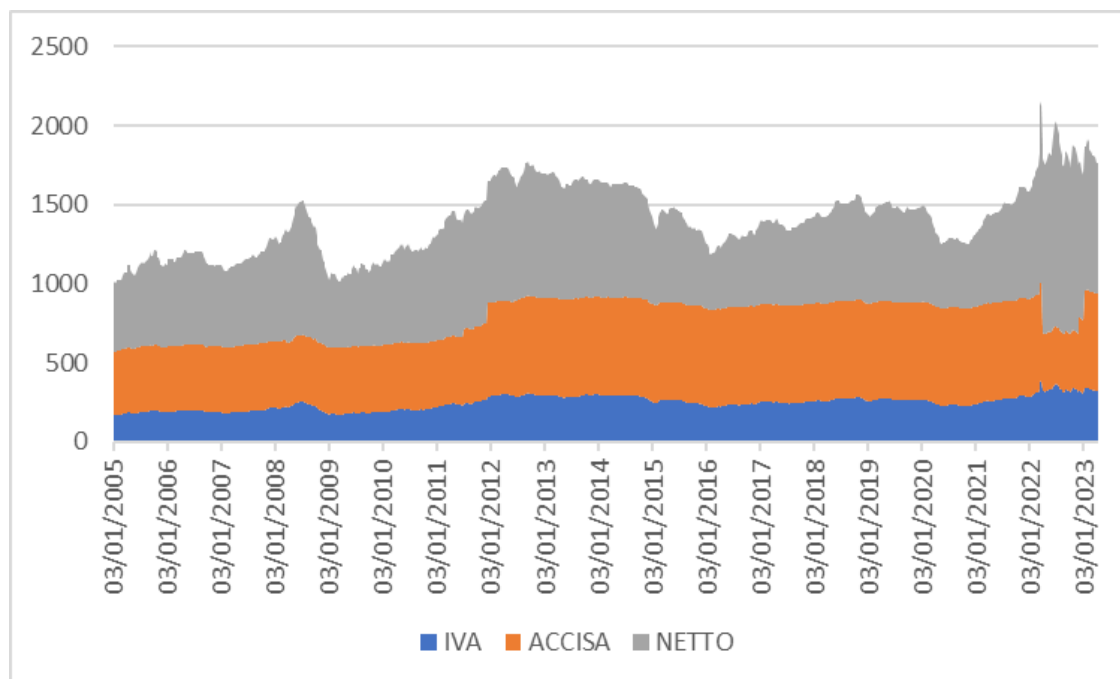
²⁹ [Disponibili e ordinati nel sito internet dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, <https://www.adm.gov.it/portale/testi-consolidati1.>]

Grafico 2.16 - Benzina (Prezzo netto, IVA, accise) (€) 3.1.05-10.4.23



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

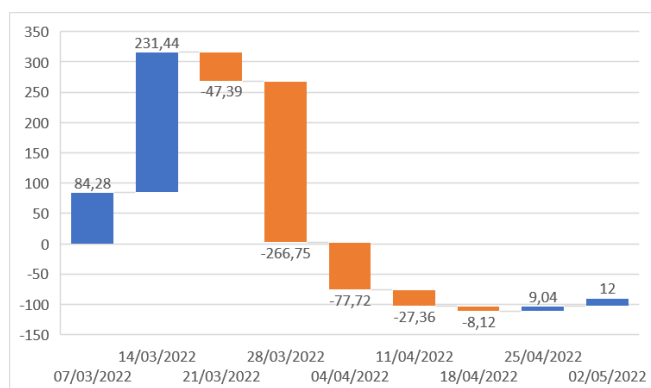
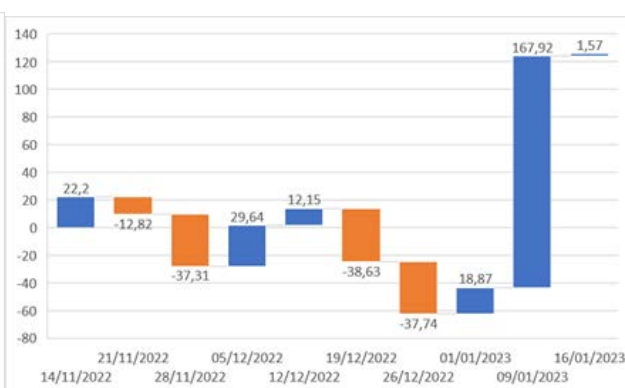
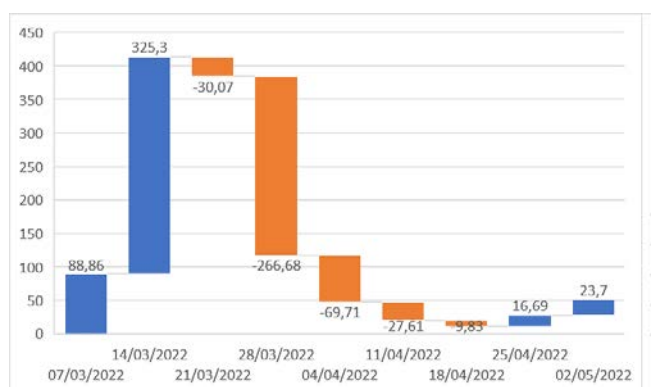
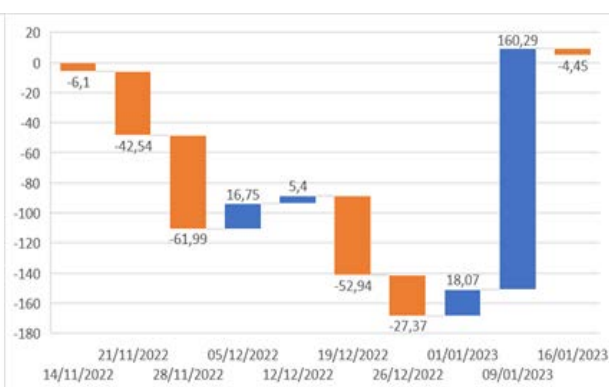
Grafico 2.17 - Gasolio (Prezzo netto, IVA, accise) (€) 3.1.05-10.4.23



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

77. La risposta tendenziale dei prezzi di benzina e gasolio al momento dell'introduzione dello sconto sulle accise e della sua successiva rimozione si può evincere dai grafici successivi. Per quanto riguarda la benzina, nelle settimane successive al taglio delle accise, in vigore dal 22 marzo 2022, le variazioni dei prezzi lordi hanno continuato ad essere di segno negativo mentre solo da fine aprile 2022 si registrano variazioni di segno positivo, comunque di importo modesto (grafico 2.18).

78. Dinamiche non dissimili, in direzione opposta, si osservano nel momento in cui lo sconto fiscale è stato ridotto e poi eliminato. A ben vedere, dalla seconda metà del mese di dicembre 2022, nonostante la riduzione dello sconto fiscale, i prezzi hanno anzi mostrato variazioni di segno negativo. Solo da inizio gennaio, con il ritorno alle aliquote per le accise esistenti a marzo 2022, i prezzi alla pompa sono aumentati, in modo abbastanza in linea con le modifiche della componente fiscale (grafico 2.19). Analogo andamento nel caso dei prezzi del gasolio per autotrazione, al momento dell'introduzione (grafico 2.20) e poi della rimozione (grafico 2.21) dello sconto fiscale.

Grafico 2.18 - sconto fiscale e variazioni P benzina**Grafico 2.19 - Fine sconto fiscale e variazioni P benzina****Grafico 2.20 - sconto fiscale e variazioni P gasolio****Grafico 2.21 - Fine sconto fiscale e variazioni P gasolio**

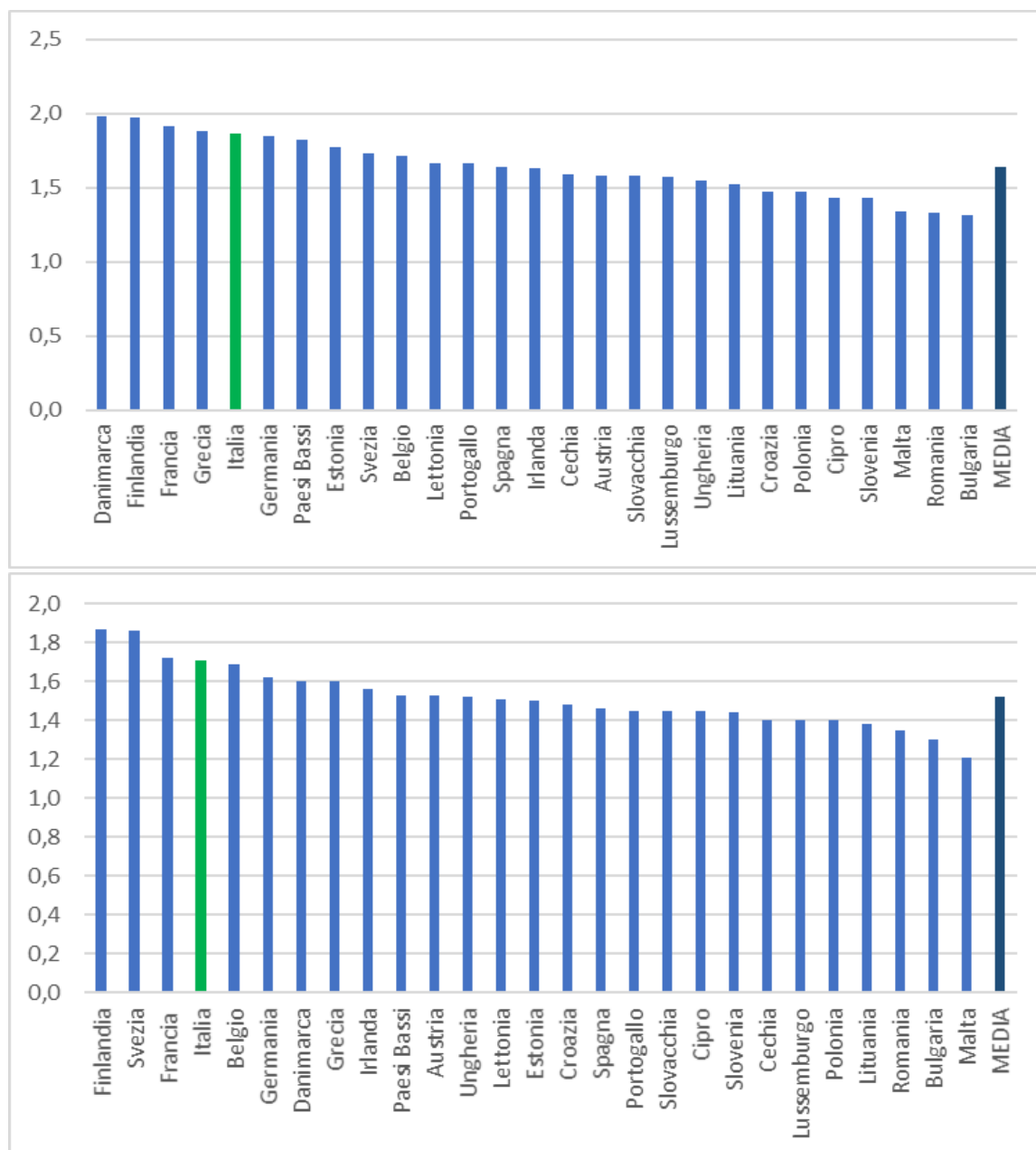
Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

79. In definitiva, le modifiche nelle aliquote dell'accisa hanno avuto un chiaro impatto sulla dinamica dei prezzi al dettaglio osservata dopo il primo picco dei prezzi rilevato all'inizio del 2022 e, soprattutto, in corrispondenza del repentino nuovo incremento osservato all'inizio del 2023. Non emergono nel complesso marcate asimmetrie, perlomeno a livello nazionale, nella tendenziale reazione dei prezzi nella fase di introduzione rispetto alla fase di rimozione dello sconto fiscale.

11.3 Confronto internazionale

80. L'Italia è tra i paesi dell'Unione europea in cui sono più alti i prezzi dei carburanti per autotrazione. I grafici seguenti riportano i prezzi di benzina e gasolio per ciascuno dei paesi dell'area UE aggiornati al 1° maggio 2023.

Grafici 2.22-2.23 - Prezzi benzina e gasolio paesi UE 1.5.2023 (€)



Fonte: elaborazioni da Commissione UE, Weekly Oil Bulletin (https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/weekly-oil-bulletin_en)

81. In ambito europeo, tuttavia, l'Italia è anche uno dei paesi in cui la componente fiscale pesa maggiormente sul prezzo totale: rispetto all'incidenza media UE, pari al 50% per la benzina e al 46% per il gasolio, in Italia la parte fiscale pesa per il 57% sulla benzina e per il 54% per il gasolio. Per quanto riguarda i paesi di maggiori dimensioni, in Francia la componente fiscale pesa il 53% per la benzina e il 52% per il gasolio; in Germania è rispettivamente pari al 55% e al 50%; in Spagna ha valori pari al 46% e al 43%³⁰.

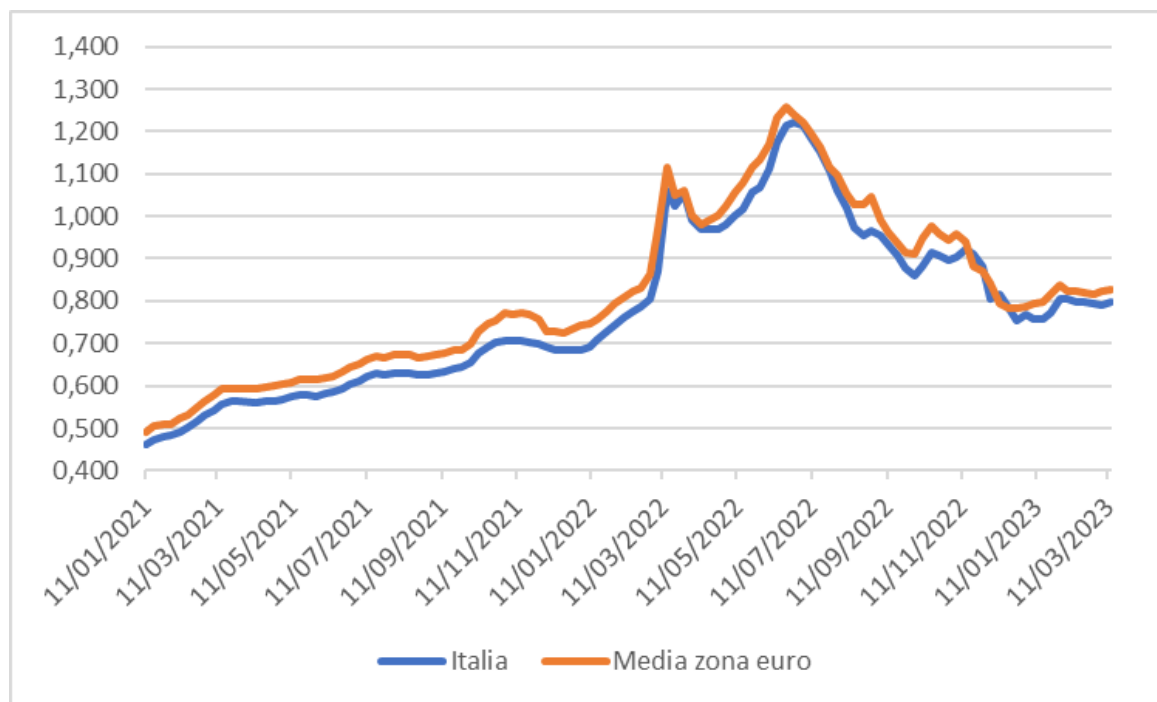
82. Quanto alla componente industriale del prezzo al dettaglio di benzina e gasolio, seppure in Italia essa segue dinamiche sostanzialmente analoghe a quelle che si possono osservare rispetto al resto d'Europa, l'Italia è tra i paesi in cui tale componente è più bassa³¹. Invero, almeno negli ultimi due anni il prezzo in Italia al netto delle tasse è stato tendenzialmente più basso rispetto a quello medio europeo. L'andamento del prezzo medio netto da gennaio 2021 a fine

³⁰ [Fonte: Weekly Oil Bulletin, cit..]

³¹ [L'Italia è al diciannovesimo posto per quanto riguarda il prezzo netto della benzina e al ventitreesimo posto per il prezzo netto del gasolio. Fonte: dati Commissione Europea, rilevazione del 16 gennaio 2023, citati da UNEM, Audizione presso la X Commissione della Camera dei Deputati, 27 gennaio 2023.]

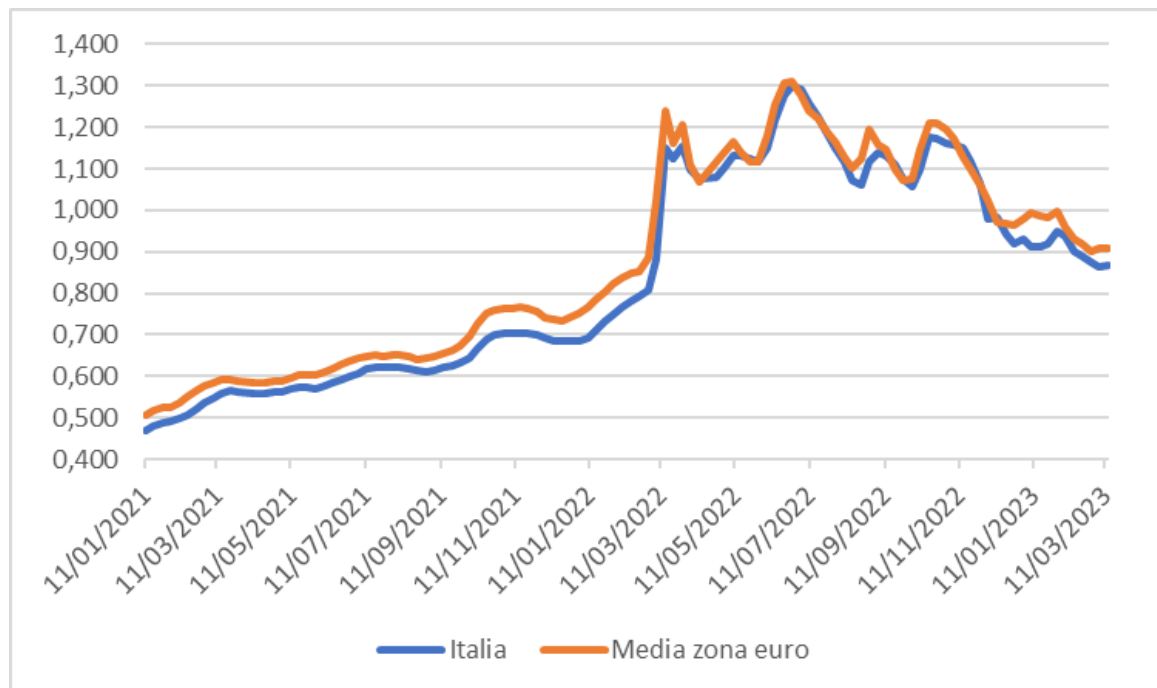
marzo 2023, per l'Italia rispetto alla media della zona Euro³², rispettivamente per benzina e gasolio, è riportato nei grafici 2.24 e 2.25.

Grafico 2.24 - Prezzo medio benzina, netto imposte. Italia-media paesi area Euro



Fonte: elaborazioni da *Weekly Oil Bulletin*, cit; UNEM

Grafico 2.25 - Prezzo medio gasolio, netto imposte. Italia-media paesi area Euro

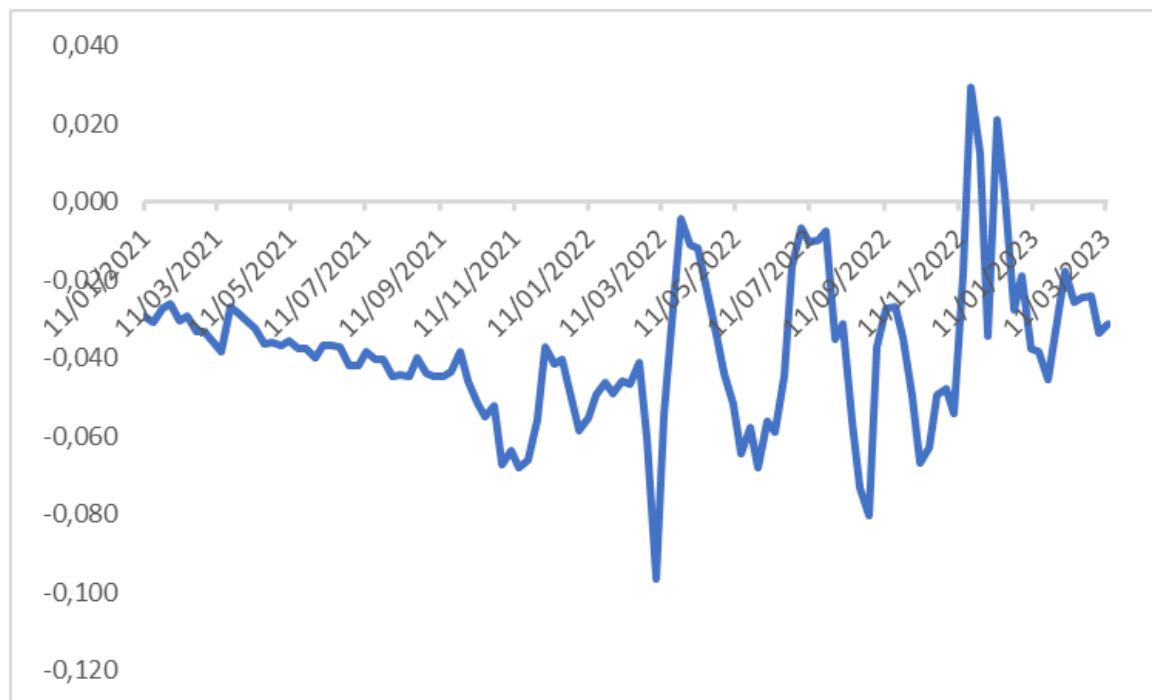


Fonte: elaborazioni da *Weekly Oil Bulletin*, cit; UNEM

83. Il grafico 2.26 evidenzia la differenza tra il prezzo netto in Italia e quello dell'area Euro (c.d. stacco), per la benzina, nel medesimo periodo. Come emerge dal grafico, si tratta di una differenza di segno tendenzialmente negativo, con puntuali e contenute eccezioni a fine 2022, già rientrate da gennaio 2023 quando lo stacco torna ad essere negativo.

³² [Per il 2021 e il 2022 è riportato il dato Euro 19, per il 2023 il dato Euro 20 (+ Croazia).]

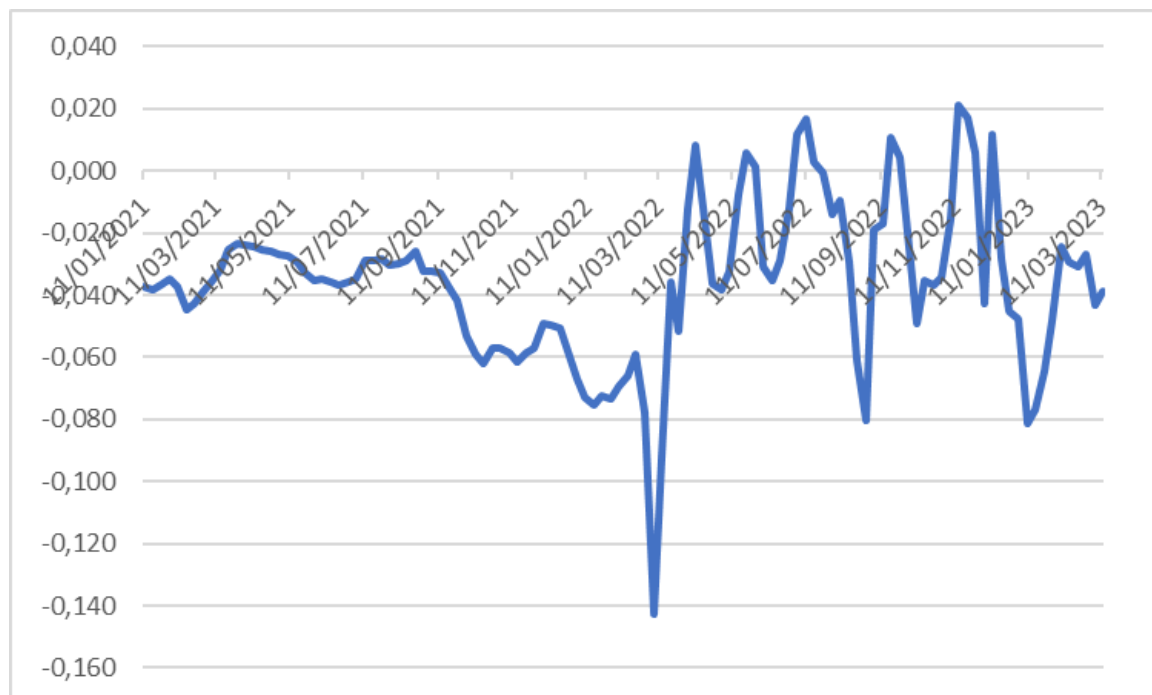
Grafico 2.26 - Prezzo netto benzina. Stacco Italia-media area Euro



Fonte: elaborazioni da *Weekly Oil Bulletin*, cit; UNEM

84. Simili considerazioni possono farsi con riguardo allo stacco tra Italia e Paesi dell'area Euro relativamente al prezzo netto del gasolio, sempre nel periodo tra gennaio 2021 e marzo 2023. Rispetto alla benzina, oltre allo stacco comunque tendenzialmente negativo, nel caso del gasolio si osserva, dall'estate 2022, per alcuni mesi, un'aumentata variabilità del differenziale di prezzo tra Italia e area Euro, con alcuni periodi in cui tale differenza assume segno positivo, seppure per importi contenuti, per poi tornare ad essere negativa dall'inizio del 2023.

Grafico 2.27 - Prezzo netto gasolio. Stacco Italia-media area Euro

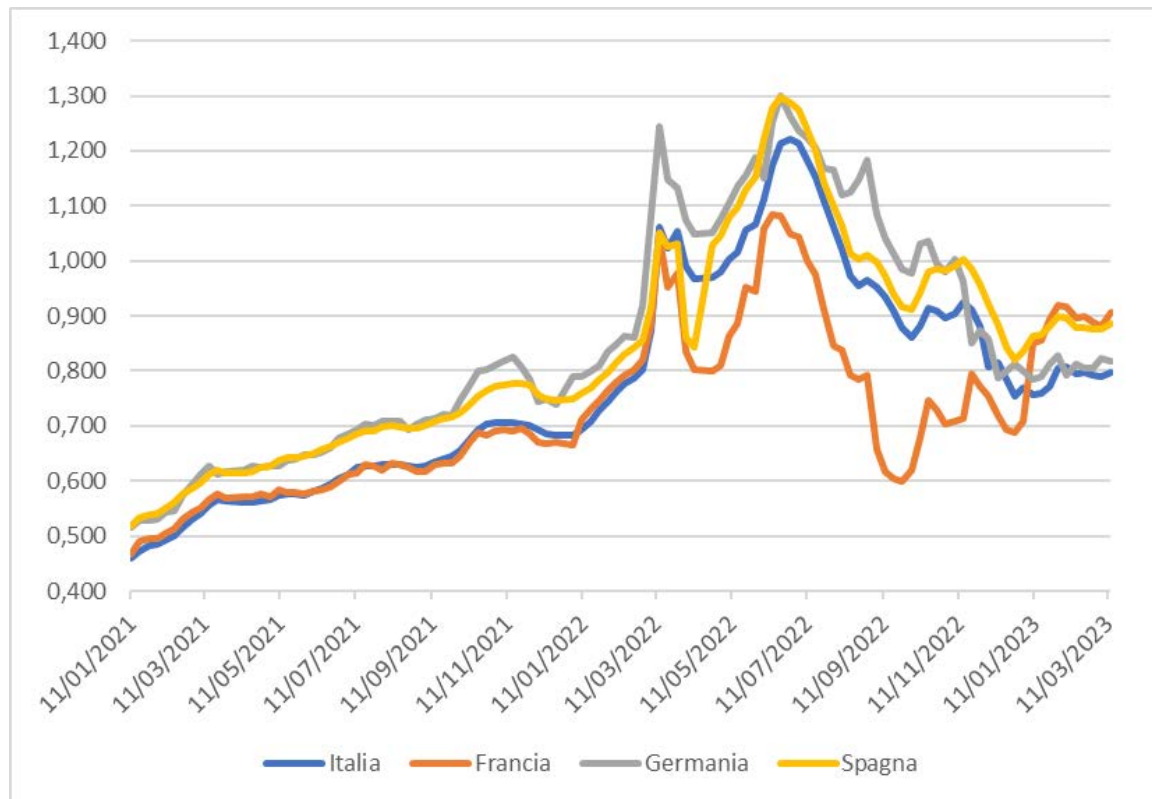


Fonte: elaborazioni da *Weekly Oil Bulletin*, cit.; UNEM

85. Per quanto riguarda i Paesi di maggiori dimensioni dell'area Euro, fino allo *shock* di prezzo della primavera 2022 i prezzi netti in Italia hanno registrato un andamento analogo a quello della Francia, risultando inferiori rispetto a Germania e Spagna. Come si vede dal grafico 2.28, dalla primavera 2022 si è assistito ad un aumento della variabilità nei prezzi

di tutti i Paesi considerati, i quali hanno seguito *trend* in aumento e in diminuzione non difforni tra loro, ad indicare la matrice globale delle determinanti che hanno guidato l'evoluzione dei prezzi nel periodo in questione. Per un certo periodo la Francia ha avuto i prezzi più bassi tra i quattro Paesi in esame. Da gennaio di quest'anno si osserva un nuovo riavvicinamento nell'evoluzione dei prezzi della benzina tra i Paesi considerati, con l'Italia che continua a collocarsi nella parte più bassa del grafico.

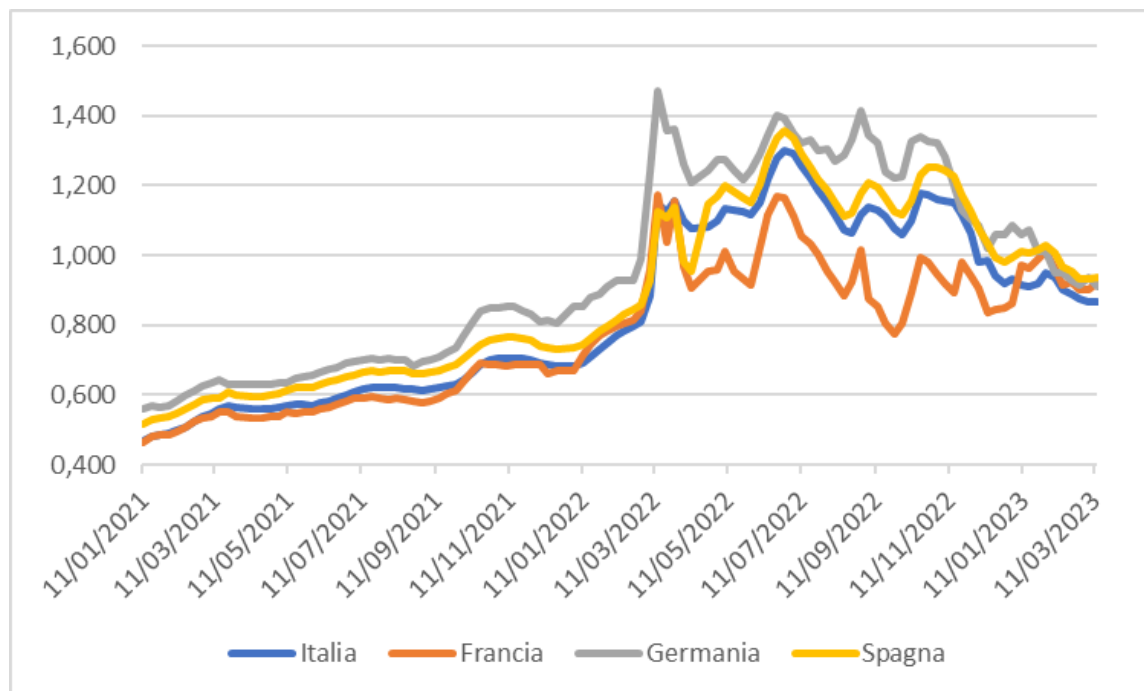
Grafico 2.28 - Prezzo netto benzina Italia, Francia, Germania, Spagna



Fonte: elaborazioni da *Weekly Oil Bulletin*, cit; UNEM

86. Le tendenze nelle dinamiche dei prezzi industriali dei quattro Paesi esaminati sono analoghe anche con riguardo al prezzo del gasolio per motore. Come mostra il grafico 2.29, nel caso della Germania si osserva una maggiore tendenza all'aumento dei prezzi, presente anche per la benzina ma lievemente più marcata nel caso del gasolio per motore. Complessivamente, con l'eccezione della Francia, i prezzi netti per l'Italia sono rimasti tendenzialmente inferiori rispetto a Germania e Spagna, anche nel periodo di picco della primavera 2022, quando anche i prezzi della Francia hanno sperimentato un aumento apprezzabile.

Grafico 2.29 - Prezzo netto gasolio Italia, Francia, Germania, Spagna



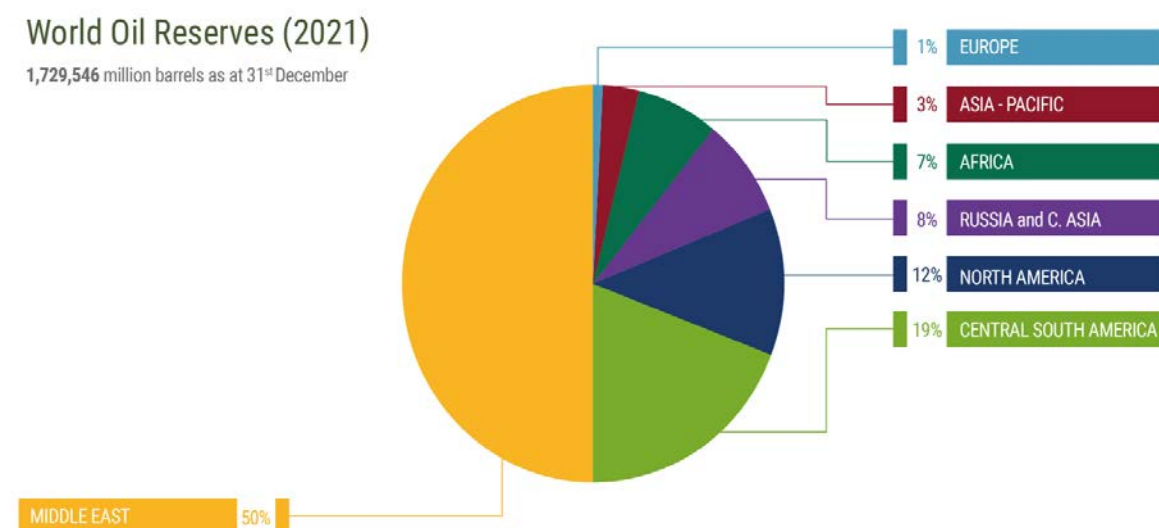
Fonte: elaborazioni da *Weekly Oil Bulletin*, cit.; UNEM

III. LA FASE DI ESTRAZIONE

III.1 Riserve petrolifere e attività di estrazione: breve introduzione

87. Il petrolio viene estratto da giacimenti situati negli strati superiori della crosta terrestre per mezzo di impianti installati sia su terraferma che su mare, a esito di attività di prospezione mineraria, volte all'individuazione di giacimenti economicamente coltivabili, che vengono solitamente svolte da società operanti a livello globale. Come già anticipato, infatti, le riserve petrolifere sono geograficamente concentrate in alcune aree del pianeta, indicate nel grafico seguente, i cui governi – dai quali dipendono solitamente sia le autorizzazioni per le attività di prospezione che le eventuali concessioni di sfruttamento minerario per l'estrazione – possono pertanto trovarsi a disporre di una formidabile leva di potere, non solo sul piano economico.

Grafico 3.1- localizzazione delle riserve petrolifere a livello mondiale – anno 2021



Fonte: ENI, *World Energy Review 2022*, Roma, ottobre 2022 (<https://www.eni.com/en-IT/global-energy-scenarios/world-energy-review.html>)

88. Alla maggiore disponibilità di riserve, peraltro, non corrispondono necessariamente più ampie propensioni o possibilità produttive: da un lato, infatti, come si vedrà meglio nei paragrafi qui immediatamente seguenti, possono rilevare valutazioni di tipo strategico volte a condizionare l'andamento dei prezzi proprio attraverso il mantenimento artificiosamente "corto" delle disponibilità di prodotto, dall'altro vincoli esterni quali sanzioni economiche di vario genere – in primo luogo il bando diretto di vendita di prodotto imposto a determinati Stati dalla comunità internazionale, come avvenuto per il Venezuela, l'Iran, più di recente la Russia – incidono anche profondamente sulle dinamiche produttive e commerciali del settore.

89. Occorre, altresì, considerare la peculiare struttura tipica dei rapporti intercorrenti tra vari soggetti, in particolare nelle fasi a monte che comprendono prospezione mineraria ed estrazione/produzione: tre almeno sono infatti le tipologie di attori fondamentali presenti in tali fasi, ovvero (1) gli Stati titolari dei diritti originari sulle riserve petrolifere, (2) le società petrolifere che dai primi ottengono le autorizzazioni di ricerca e di seguito concessioni di sfruttamento dei giacimenti, (3) i *contractors* usati – in maniera crescente negli ultimi anni – dalle società per tutta una serie di attività tecniche, quali quelle di esplorazione geofisica, trivellazione, *engineering*³³.

90. Quanto alle società petrolifere, va pure considerato come si tratti di soggetti anche molto diversi tra loro: una differenza di fondo si riscontra, infatti, tra società a totale o prevalente controllo statale (come nel caso delle cinesi Sinopec e PetroChina, dell'araba Saudi Aramco o della brasiliana Petrobras) e private multinazionali (quali le statunitensi ExxonMobil, l'anglo-olandese Shell, la francese TotalEnergies). Rileva, inoltre, il diverso grado di integrazione verticale, in particolare nelle fasi a monte di prospezione ed estrazione: secondo le informazioni disponibili, rimane preminente a livello globale la posizione di alcune società USA, quali, in ordine di capitalizzazione, ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Occidental Petroleum, Pioneer³⁴.

91. Le differenze tipologiche appena richiamate non escludono, peraltro, la frequente ricorrenza di accordi di *joint venture* tra le principali società petrolifere, in particolare per condividere i rischi nella più delicata fase della prospezione mineraria, la quale non sempre conduce ad attività estrattive economicamente perseguibili culminanti in trivellazioni produttive (*production drilling*), e anche a seconda delle condizioni legali vigenti nei diversi Stati in cui le attività vengono svolte³⁵.

92. Tanto considerato quale necessario inquadramento preliminare delle attività più a monte della filiera petrolifera nel suo complesso, e tenuta ferma la centralità del ruolo degli attori statali nel settore, si riportano qui di seguito i dati relativi ai primi dieci Stati, rispettivamente, per concentrazione di riserve petrolifere e produzione, secondo i più aggiornati dati disponibili (31 dicembre 2021). In coda vengono pure riportati i dati relativi all'Italia, in maniera da consentire una miglior considerazione della sua posizione relativa nel settore.

³³ [Cfr. N. Bret-Rouzaut, *Economics of Oil and Gas Production*, in M. Hafner - G. Luciani, a cura di, *The Palgrave Handbook*, cit., pp. 3 ss..]

³⁴ [Cfr. R. Cheema, *5 Biggest Exploration and Production Companies in the World*, novembre 2022, in *InsiderMonkey.com*, <https://www.insidermonkey.com/blog/5-biggest-exploration-and-production-companies-in-the-world-1088128/>.]

³⁵ [N. Bret-Rouzaut, *Economics of Oil and Gas Production*, cit., p. 11.]

Tabella 3.1 - principali paesi per riserve petrolifere

Ranking	Stato	Riserve (Mio. bbl)		% totale mondo	
		2010	2021	2010	2021
1	VENEZUELA	296.051	303.468	17,78	17,55
2	ARABIA SAUDITA	264.516	267.192	15,89	15,45
3	IRAN	151.170	208.600	9,08	12,06
4	CANADA	174.848	165.916	10,50	9,59
5	IRAQ	143.100	145.019	8,60	8,38
6	EMIRATI ARABI UNITI	97.800	111.000	5,87	6,42
7	RUSSIA	105.800	107.804	6,35	6,23
8	KUWAIT	101.500	101.500	6,10	5,87
9	LIBIA	47.097	48.363	2,83	2,80
10	NIGERIA	37.200	37.050	2,23	2,14
--	USA	25.181	33.315	1,51	1,93
--	ITALIA	559	582	0,03	0,03
--	TOTALE MONDO	1.664.887	1.729.546	100	100

Fonte: elaborazioni su dati ENI, *World Energy Review*, cit.

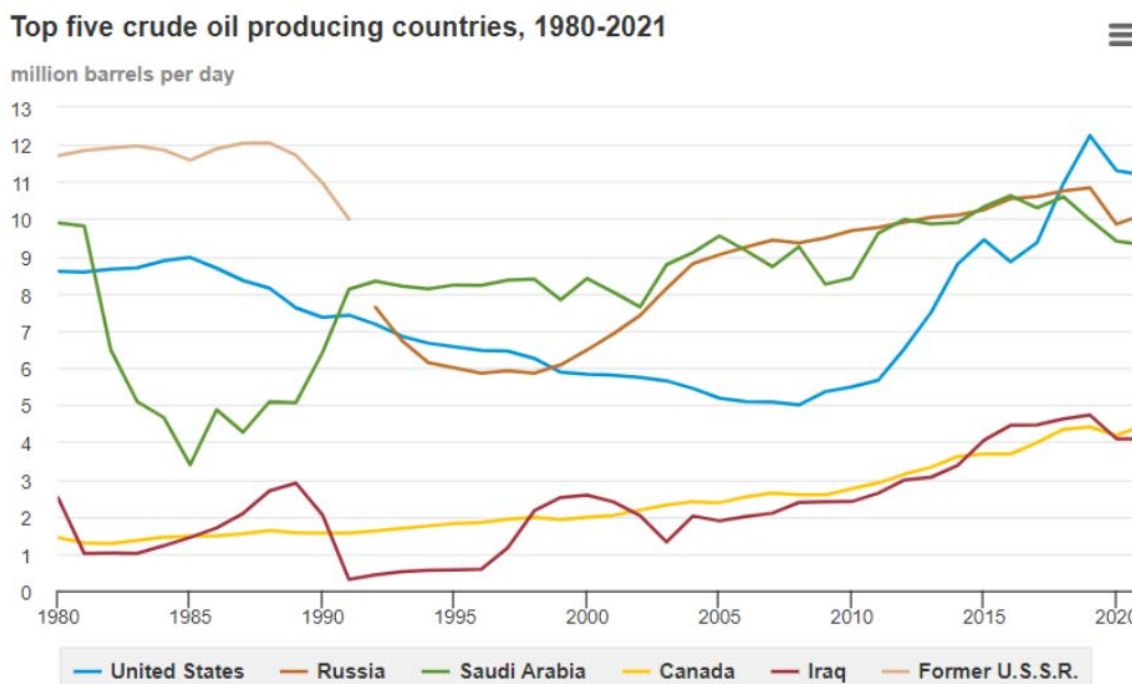
Tabella 3.2 - principali paesi produttori

	Stato	Produzione (1000 bbl/g.)		% totale mondo	
		2010	2021	2010	2021
1	USA	7.758	16.723	9,31	18,52
2	ARABIA SAUDITA	9.971	11.036	11,96	12,22
3	RUSSIA	10.390	10.867	12,46	12,04
4	CANADA	3.458	5.625	4,15	6,23
5	IRAQ	2.430	4.132	2,92	4,58
6	CINA	4.038	4.060	4,84	4,50
7	EMIRATI ARABI UNITI	2.831	3.561	3,40	3,94
8	IRAN	4.215	3.396	5,06	3,76
9	BRASILE	2.152	3.004	2,58	3,33
10	KUWAIT	2.498	2.719	3,00	3,01
--	ITALIA	97	108	0,12	0,12
--	TOTALE MONDO	83.355	90.282	100	100

Fonte: elaborazioni su dati ENI, *World Energy Review*, cit.

93. Significativa, in proposito, la variazione occorsa nei rapporti di produzione: nello specifico, nell'arco di dieci anni gli USA sono arrivati a divenire gli attuali primi produttori a livello mondiale (nonché da primi importatori netti a quinti esportatori netti, facendo leva sul *surplus* di prodotto rispetto al loro pur enorme fabbisogno energetico interno), avendo più che raddoppiato la propria produzione, come riportato nel grafico seguente.

Grafico 3.2 - principali Stati produttori di petrolio greggio – 1980-2021



Fonte: EIA

94. Come già anticipato, tale notevole variazione è dovuta a quella che è stata definita una vera e propria “*shale revolution*”, ovvero l’inattesa disponibilità – a partire dai primi anni Dieci – di rilevanti quantità di petrolio estratto con nuove tecniche di frammentazione idraulica delle rocce nel sottosuolo e trivellazione in orizzontale (c.d. petrolio di scisto, o *shale oil*)³⁶. La conseguente profonda variazione nelle dinamiche dei mercati internazionali lungo tutta la filiera petrolifera è stata avvertita dagli altri soggetti che, tradizionalmente, detenevano le prime posizioni sia nella titolarità di riserve che nella produzione di greggio. Si tratta, perlopiù, di Stati che appartengono a un’organizzazione internazionale ormai da oltre sessant’anni in grado di esercitare un condizionamento profondo sulle dinamiche del settore petrolifero proprio nella fase critica a monte dell’estrazione e di conseguenza produzione di petrolio greggio, di cui viene dato qui di seguito conto.

III.2 L’OPEC e il suo impatto sui mercati petroliferi a monte

95. L’OPEC (acronimo di “*Organization of the Petroleum Exporting Countries*”) è stata costituita a Baghdad nel settembre 1960 da cinque Stati – Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela – titolari di imponenti riserve petrolifere e interessati a gestire in maniera coordinata, secondo il principio della sovranità nazionale sulle risorse naturali, i rispettivi interessi, nei confronti di imprese petrolifere multinazionali che al tempo erano solite utilizzare a proprio preminente vantaggio le concessioni di sfruttamento dei giacimenti.

96. Forte di un numero sempre maggiore di associati³⁷ e facendo leva su attività di estrazione e vendita sotto diretto controllo nazionale dei suoi partecipanti, l’OPEC a partire, in particolare, dalla prima grande crisi petrolifera del 1973 è stata in grado di condizionare profondamente l’andamento dei mercati petroliferi a livello mondiale. Ciò è di solito avvenuto col ricorso a tagli concordati alla produzione, volti a comprimere la disponibilità di prodotto e di conseguenza innalzare i prezzi del greggio, come anche molto di recente si è avuto modo di registrare³⁸.

97. Di fatto, per le sue modalità operative volte a mantenere i prezzi in una forbice concordata tra gli associati, così come per i suoi effetti concreti su andamento di quantità disponibili e quotazioni, l’OPEC rappresenta con ogni probabilità il più grande e longevo cartello economico della storia, potendo contare su una percentuale preponderante a livello mondiale sia della produzione che, soprattutto, delle riserve petrolifere (cfr. tabella 4.1). Quanto alla produzione, pur a

³⁶ [Cfr. N. Balke - X. Jin - M. Yücel, *The Shale Revolution and the Dynamics of the Oil Market*, in *Federal Reserve Bank of Dallas Working Papers*, 17 giugno 2020, pp. 1 ss., <https://www.dallasfed.org/-/media/documents/research/papers/2020/wp2021.pdf>; v. pure D. Rusinko, *A Decade on the Oil Market: How the US Shale Boom Changed the Game*, in KBC, 23 gennaio 2020, <https://www.kbc.com/en/economics/publications/a-decade-on-the-oil-market-how-the-us-shale-boom-changed-the-game.html>.]

³⁷ [Attualmente sono tredici gli Stati membri: oltre ai cinque originariamente riunitisi nel 1960, ne fanno parte Libia (associatasi nel 1962), Emirati Arabi Uniti (1967), Algeria (1969), Nigeria (1971), Gabon (1975), Angola (2007), Guinea Equatoriale (2017), Congo (2018).]

³⁸ [Cfr. S. Bellomo, *Petrolio, Lo strano taglio Opec+ che nessuno aveva visto arrivare*, in *Il Sole24Ore*, 3 aprile 2023.]

fronte della già richiamata inattesa disponibilità di nuove risorse da parte degli USA per mezzo del *fracking*, l'OPEC mantiene una percentuale vicina al 40% del totale mondiale, con diminuzioni dipese proprio dalle decisioni del cartello di comprimere le disponibilità di prodotto³⁹.

98. L'influenza dell'OPEC, peraltro, è divenuta addirittura ancora maggiore nell'ultimo decennio: dal 2016, infatti, si è costituita una coalizione denominata OPEC+ tra l'OPEC stessa e una serie di paesi formalmente non associati a essa – in primo luogo la Russia – che si adeguano autonomamente alle decisioni in materia di tagli alla produzione, al fine di sfruttare congiuntamente gli effetti collusivi così potenziati⁴⁰. Per quanto recenti analisi economiche non abbiano ritenuto particolarmente significativi gli effetti concreti di tale alleanza nel periodo 2017-2020⁴¹, la circostanza che, nel contesto dell'attuale crisi internazionale incentrata sul conflitto russo-ucraino, le posizioni della Russia in ambito produttivo risultino allineate al principale cartello petrolifero mondiale inducono quantomeno a sospendere il giudizio sugli effetti dell'OPEC+ nei tempi correnti.

99. A fronte di condotte e impatto del cartello, non sorprende che vi siano stati ricorrenti appelli per un'applicazione della disciplina *antitrust* allo stesso, in particolare negli USA. Al proposito, rimane fondamentale il riferimento a un caso (*IAM v. OPEC*) in cui, nell'ormai lontano 1978, un sindacato di lavoratori citò in giudizio l'OPEC e tutti gli Stati suoi componenti ai sensi della normativa *antitrust* statunitense, segnatamente per contrarietà delle condotte all'articolo 1 dello *Sherman Act*, il quale vieta *per se* pratiche di *price fixing*.

100. La corte distrettuale competente, tuttavia, denegò il giudizio, in quanto ritenne che gli Stati partecipanti all'OPEC fossero tenuti immuni dalla giurisdizione USA in base a uno specifico atto normativo (*Foreign Sovereign Immunities Act - FSIA*)⁴². Anche la corte d'appello competente confermò l'improcedibilità degli imputati, ancorché facendo riferimento a una diversa motivazione base giuridica, ovvero la c.d. *Act of State Doctrine*, secondo cui gli atti di uno Stato sovrano posti in essere nel proprio territorio non sono scrutinabili da un tribunale straniero⁴³.

101. Se, dopo tale caso, non sono più stati registrati negli USA tentativi di condanna delle condotte dell'OPEC per via giudiziaria, non sono però mancate proposte normative – l'ultima delle quali significativamente denominata "NOPEC", acronimo di "*No Oil Producing and Exporting Cartels Act*" – volte in particolare a escludere la validità della *sovereign immunity* rispetto all'applicazione della normativa *antitrust*: tali progetti di legge, nondimeno, hanno sin qui sempre fallito lungo il loro percorso parlamentare⁴⁴.

102. Per quanto attiene, invece, all'applicabilità della normativa *antitrust* UE, la circostanza che questa si applichi a imprese e non a Stati sovrani, è stata richiamata espressamente dalla rappresentante della Commissione UE in risposta a un'interrogazione del Parlamento europeo per escludere la perseguibilità dell'OPEC e degli Stati che lo compongono ai sensi dell'articolo 101 TFUE⁴⁵. Con riferimento agli ordinamenti di Stati nazionali, risulta pendente in Germania un procedimento intentato di recente nei confronti dell'OPEC per violazione della normativa *antitrust* nazionale, con richiesta di danni per i maggiori costi in cui il ricorrente sarebbe incorso a seguito di decisioni dell'organismo⁴⁶: non sono, tuttavia, disponibili altre informazioni pubbliche al riguardo.

³⁹ [Cfr. ENI, *World Energy Review*, cit..]

⁴⁰ [Per una ricostruzione e lettura critica, v. G. Laron, *The OPEC+ Puzzle: Why Russian-Saudi Cooperation Starts - and Stops - with Oil Prices*, in *Viewpoint - Wilson Center*, 19 gennaio 2023, <https://www.wilsoncenter.org/article/opec-puzzle-why-russian-saudi-cooperation-starts-and-stops-oil-prices>.]

⁴¹ [D. Quint - F. Venditti, *The Influence of OPEC+ on Oil Prices: A Quantitative Assessment*, in *The Energy Journal*, vol. 44, n. 5, 2023.]

⁴² [*International Ass'n of Machinists and Aerospace Workers v. OPEC*, 477 F. Supp. 553 (C.D. Cal. 1979).]

⁴³ [649 F.2d 1354 (9th Cir. 1981), cert. denied, 454 U.S. 1163 (1982). Sull'intera vicenda, per una recente ricostruzione, v. W. Dodge, *Throwback Thursday: International Association of Machinists v. OPEC*, in *Transnational Litigation Blog*, 2 giugno 2022, <https://tlblog.org/throwback-thursday-international-association-of-machinists-v-opec/>.]

⁴⁴ [In proposito v. di recente J. Dargin, *Best Friends Forever? The NOPEC Bill and US-OPEC Relations in the 21st Century*, in *Al Jazeera Centre for Studies*, working paper, 2 gennaio 2022, pp. 1-18, <https://studies.aljazeera.net/en/analyses/best-friends-forever-nopec-bill-and-us-opec-relations-21st-century>.]

⁴⁵ ["The Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), founded in 1960, aims to coordinate the petroleum policies of its Member Countries and ensure stable prices in international oil markets to eliminate price fluctuations[1]. On 20 December 2016, a number of non-OPEC oil producing countries joined the OPEC Member Countries in announcing oil production cuts for 2017. Altogether, these countries represent more than half the global oil production. Therefore, strategic decisions about oil supply cuts taken by these countries could indeed affect global oil prices and have an impact on the EU internal market. EU competition rules (Articles 101 and 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union) apply to agreements between, or behaviour by, undertakings, including public undertakings. They do not apply to sovereign States or agreements between States. Therefore, to the extent that OPEC coordinates the behaviour of States rather than public undertakings, EU competition rules do not apply to OPEC. To the same extent, EU competition rules would not apply to the agreements between OPEC and non-OPEC oil producing countries. Nonetheless, the Commission continues to monitor the oil markets and will remain vigilant in ensuring that no companies in the oil sector engage in anti-competitive behaviour, within the boundaries of the Treaty." (Risposta fornita da M. Vestager in rappresentanza della Commissione UE, Parliamentary question - E-009291/2016(ASW), 22 febbraio 2017, https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-8-2016-009291-ASW_EN.html).]

⁴⁶ [CPI, *German Economist Sues OPEC Over Antitrust Violations*, in *Competition Policy International*, 7 novembre 2022, <https://www.competitionpolicyinternational.com/german-economist-sues-opec-over-antitrust-violations/>.]

III.3 Le attività di estrazione in Italia e loro disciplina

103. L'Italia detiene una posizione di preminenza in ambito UE, dove risulta essere, rispettivamente, al secondo posto in termini di riserve petrolifere (subito dopo la Romania) e al primo per estrazione di greggio⁴⁷. A livello mondiale, invece, secondo quanto già anticipato nelle precedenti tabelle il ruolo dell'Italia risulta molto limitato, in quanto corrispondente rispettivamente allo 0,03% delle riserve e allo 0,11% delle attività di estrazione, con quote rimaste costanti nell'ultimo decennio, collocandosi così intorno al cinquantesimo posto tra gli Stati produttori.

104. Tale posizionamento – che sconta la sostanziale trascurabilità del continente europeo, con le sole eccezioni di UK e Norvegia, quanto a riserve e attività estrattive globali – risulta dovuto ai giacimenti petroliferi nazionali attualmente sfruttati da una serie di imprese sulla base di apposite concessioni minerarie. Ai sensi dell'articolo 826 c.c., infatti, i giacimenti presenti sul territorio nazionale, sia su terraferma (*onshore*) sia in mare (*offshore*), rientrano nel patrimonio indisponibile dello Stato, che può nondimeno affidarli in concessione a imprese che ne perseguano lo sfruttamento economico, previo riconoscimento, come si vedrà meglio a breve, di percentuali sui ricavi.

105. Le concessioni di coltivazione – così come gli altri titoli minerari, ovvero i permessi di prospezione e di ricerca – vengono conferite con appositi decreti da parte del MIMIT, ai sensi della Legge 11 gennaio 1957, n. 6. Il nuovo Piano della Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee ("PiTESAI") previsto dal D.L. n. 135/2018 (c.d. Decreto semplificazioni, convertito, con modificazioni, in Legge n. 12/2019) e approvato con D.M. 28 dicembre 2021 ha individuato le aree in cui è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale⁴⁸. Sulla base del nuovo complesso normativo, le concessioni vengono assegnate sulla base di attività istruttorie svolte dagli uffici ministeriali competenti – in particolare l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG) – e a seguito di apposite conferenze di servizi convocate nei territori direttamente interessati.

106. A valle di tali attività istruttorie, la disciplina delle concessioni rimane peraltro dettata dalla Legge n. 6/1957, che, in particolare per quanto riguarda la loro durata, dispone un termine di trent'anni con diritto a una proroga di dieci anni, una volta decorsi due terzi del suddetto periodo, se il concessionario *"ha eseguito interamente il programma di coltivazione e se ha adempiuto a tutti gli altri obblighi derivanti dalla concessione"* (articolo 18). Sotto il profilo economico, il titolare della concessione è quindi tenuto al versamento di canoni e *royalty* nei confronti degli enti titolari del diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo (rispettivamente Stato, Regioni, Comuni).

107. Con riferimento alle *royalty* per la produzione di idrocarburi, una specifica disciplina incentrata sul Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625, le qualifica come un'aliquota del prodotto della coltivazione, da calcolarsi in controvalore sui prezzi medi del mercato del petrolio. La normativa vigente, peraltro, prevede una complessa disciplina di casi di esenzione dalla corresponsione di *royalty*, col riconoscimento ai concessionari sia di *"quote esenti"* (ovvero soglie produttive al di sotto delle quali l'estrazione è esente da contributi) che di *"riduzioni sul valore unitario dell'aliquota"*, volte a scontare gli oneri legati all'avvio dei prodotti al consumo.⁴⁹ In base ai dati più aggiornati, nel 2021 il gettito complessivo da *royalty* per idrocarburi è corrisposto a circa 279 milioni di euro⁵⁰.

108. Quanto alla composizione delle *royalty* dovute, la loro misura è attualmente pari al 7% per produzioni in terraferma e al 4% per produzioni in mare, da ripartirsi tra Stato, Regioni e Comuni secondo proporzioni variabili. Con specifico riferimento alle produzioni su terraferma, va peraltro aggiunto un ulteriore 3% di *royalty* destinato al finanziamento di progetti e misure di sviluppo economico e di coesione sociale attraverso la sottoscrizione di appositi protocolli d'intesa siglati da MIMIT, MEF e la singola Regione interessata dal giacimento, allo scopo di restituire al territorio sotto forma di compensazione una quota delle risorse derivanti dai giacimenti stessi⁵¹. Le *royalty* connesse ad attività estrattive petrolifere, peraltro, risultano attualmente almeno in parte deducibili dall'imponibile fiscale, così determinando, oltre a un minor gettito fiscale, anche una più difficile quantificazione di quanto effettivamente versato a tale titolo da parte delle imprese.

109. Le attività nazionali di estrazione, dopo una prima fase in cui queste si sono concentrate nella pianura padana, sono attualmente svolte in maniera preponderante nel Sud Italia, in particolare in Sicilia e, soprattutto, Basilicata, come si evince dalla seguente tabella:

⁴⁷ [Cfr. ENI, *World Energy Review*, cit., pp. 19-26; v. pure Commissione UE, *EU Energy in Figures*, Lussemburgo, settembre 2022, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7d9ae428-3ae8-11ed-9c68-01aa75ed71a1/language-en>.]

⁴⁸ [Cfr. Camera dei Deputati – Documentazione Parlamentare, *Studi – Attività Produttive, Il PiTESAI*, 27 settembre 2022, <https://temi.camera.it/leg19/post/il-pitesai.html>.]

⁴⁹ [Per approfondimenti, v. Camera dei Deputati, *Royalties per la produzione di idrocarburi*, in *Studi-Attività produttive*, 11 febbraio 2022, <https://temi.camera.it/leg18/post/royalties-per-la-produzione-di-idrocarburi.html>.]

⁵⁰ [V. UNMIG, *Data Book 2022*, p. 43, <https://unmig.mite.gov.it/wp-content/uploads/2019/01/databook-2022.pdf>.]

⁵¹ [V. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Royalties*, in *Temi-Energia-Gas naturale e petrolio*, 4 dicembre 2021, <https://www.mase.gov.it/energia/gas-naturale-e-petrolio/royalties>.]

Tabella 3.3 - produzione nazionale idrocarburi – olio greggio (Kg)

Regione – Aree offshore	2020	2021	2022
BASILICATA	4.511.899.880	3.995.989.582	3.653.895.613
SICILIA	377.791.959	354.463.349	364.039.527
EMILIA-ROMAGNA	27.959.810	29.028.218	22.185.966
PIEMONTE	12.681.429	10.468.409	9.255.420
MOLISE	12.141.621	10.252.660	5.683.008
Totale Terra	4.942.474.699	4.400.202.218	4.055.059.534
ZONA B	231.025.636	215.847.725	205.650.890
ZONA C	210.440.854	214.716.981	188.455.803
Totale Mare	441.466.490	430.564.70	394.106.693
TOTALE	5.383.941.189	4.830.766.924	4.449.166.227

Fonte: elaborazioni su dati MASE (<https://unmig.mite.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/produzione-nazionale-di-idrocarburi/>)

110. Secondo quanto rilevato da un recente studio della Banca d'Italia, *“in Basilicata si concentra oltre un quarto del valore aggiunto dell'industria estrattiva nazionale: in particolare le estrazioni lucane rappresentano rispettivamente circa un terzo e oltre i quattro quinti della produzione nazionale di gas naturale e di petrolio greggio. La quasi totalità del valore aggiunto settoriale regionale (circa 850 milioni di euro nel 2019) deriva dall'attività di estrazione di petrolio e gas delle concessioni della Val d'Agri e, più di recente, di Gorgoglione (Tempa Rossa), entrambe in provincia di Potenza, che costituiscono il più importante polo estrattivo nazionale”*⁵².

111. Sulla base dei titoli vigenti, gli attuali concessionari risultano essere, rispettivamente, per il campo della Val d'Agri le società ENI (61%) e Shell Italia (39%), mentre, per il campo di Gorgoglione, TotalEnergies (50%), Shell Italia (25%) e Mitsui (25%)⁵³. In linea con precedenti ricerche indipendenti, il citato studio della Banca d'Italia riconosce un andamento altalenante delle *royalty* riconosciute agli enti locali aventi titolo dalle imprese petrolifere sulla base delle rispettive concessioni, in quanto agganciato all'andamento del prezzo del greggio sui mercati internazionali⁵⁴.

112. Con riferimento a quest'ultimo aspetto, in una prospettiva di tipo concorrenziale incentrata su un equo sfruttamento – a mezzo di una selezione degli aventi diritto secondo un modello di concorrenza “per il mercato” – delle risorse naturali rientranti nel perimetro dei beni pubblici, si ritiene opportuno considerare come la valorizzazione delle concessioni rilasciate in Italia sia suscettibile di approfondimenti. In primo luogo, infatti, la durata delle concessioni prevista dall'attuale normativa appare senz'altro molto significativa, potendo addirittura arrivare a quarant'anni in virtù di una proroga decennale rispetto al termine ordinario – già di per sé assai ampio – di trent'anni.

113. Sebbene un confronto con altri Stati in termini di imposizione fiscale sulle attività di estrazione risulti particolarmente difficile a causa dei diversi disegni di tassazione e agevolazioni esistenti, secondo alcune ricerche l'estrazione di rendita a mezzo di *royalty* e tasse prevista in Italia sarebbe inferiore a quelle degli altri Stati europei principali produttori di petrolio.

114. Nello specifico, il prelievo fiscale totale in Italia sulle attività estrattive di petrolio sarebbe compreso tra il 50% e il 67,9%, mentre in Norvegia e Regno Unito tale prelievo sarebbe corrispondente, rispettivamente, al 78% e al 68-82%⁵⁵. La Norvegia, in particolare, avrebbe da tempo adottato un regime in cui le *royalty* sono state di fatto eliminate, ma a fronte di una componente fiscale incentrata su una più generale tassa sulle imprese (22%) e una specifica

⁵² [Cfr. Banca d'Italia, *Economie regionali. L'economia della Basilicata - Rapporto annuale, n. 17, giugno 2022*, <https://www.bancaditalia.it/publicazioni/economie-regionali/2022/2022-0017/index.html>, p. 10.]

⁵³ [Cfr. MASE, *Elenco dei titoli minerari - Titoli minerari vigenti. Dati al 31 marzo 2023*, <https://unmig.mite.gov.it/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari/>.]

⁵⁴ [“Le royalties, determinate in base al valore della produzione dell'anno precedente all'erogazione, sono diminuite nel 2021 del 15,3 per cento, portandosi a circa 93 milioni di euro (di questi, l'85 per cento è devoluto alla Regione Basilicata e la quota restante ai Comuni interessati dalle attività estrattive). La dinamica ha risentito delle quotazioni particolarmente basse del petrolio e del gas nel corso del 2020. Secondo nostre stime, per effetto degli andamenti dei prezzi delle materie prime energetiche registrati nel corso del 2021, le royalties erogate nel 2022 dovrebbero registrare un forte aumento, raggiungendo approssimativamente i 127 milioni di euro” (Banca d'Italia, *Economie regionali. L'economia della Basilicata*, cit., p. 10).]

⁵⁵ [Cfr. Senato - Servizio Studi, *Casistica impositiva sulle risorse energetiche, n. 389, settembre 2012, ove si richiama in particolare uno studio realizzato da Nomisma energia, Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto, gennaio 2012, p. 60*, <https://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/BGT/00737401.pdf>.]

“petroleum tax” (56%)⁵⁶. Secondo uno studio incentrato su *royalty* e prelievi simili direttamente “osservabili”, il tasso effettivo applicato in Italia nel 2015, pari all'8,4%, sarebbe stato leggermente inferiore alla media europea (10%), e comunque al di sotto dei tassi praticati da altri paesi UE dotati di riserve più considerevoli, come Romania (16,9%), Danimarca (9%) e Francia (9,6%)⁵⁷.

115. Si tratta di *extra-risorse* che, ove riscosse sulla base di una revisione del quadro regolatorio, anche tenuto conto della conclamata instabilità dei mercati petroliferi su cui ci si è già soffermati, quantomeno in via ipotetica potrebbero essere destinate a interventi di calmierazione degli effetti negativi di tale instabilità sui consumatori finali. Ciò, si rileva, potrebbe avvenire in ideale continuità con quanto già sperimentato nelle fasi più drammatiche della crisi russo-ucraina a mezzo di temporanei alleggerimenti della fiscalità gravante sui raffinati petroliferi al consumo e, soprattutto, con una misura in precedenza già adottata in ambito locale nell'ambito della principale regione estrattiva nazionale, ovvero la Basilicata⁵⁸.

116. Per altro verso, una più ampia prospettiva di tutela della concorrenza integrata a obiettivi di sostenibilità ambientale e transizione energetica induce a segnalare l'opportunità di esplorare nuovi criteri di tassazione concessoria in linea con le considerazioni già avanzate in tal senso dalla Corte dei Conti UE, secondo cui *“la tassazione dell'energia è uno strumento di cui i governi possono avvalersi non solo per riscuotere entrate, ma anche per sostenere gli obiettivi climatici. Essa può fare in modo che i segnali di prezzo per i diversi prodotti energetici rispecchino il relativo impatto sull'ambiente e può incoraggiare le imprese a operare scelte più ecologiche”*⁵⁹.

IV. RAFFINAZIONE

IV.1 Scenari globali

117. La fase immediatamente successiva a quella estrattiva è la raffinazione del petrolio greggio, da cui si ottengono un'ampia serie di prodotti, tra cui i carburanti per autotrazione⁶⁰. Si tratta di un'industria tecnicamente complessa, ad alta intensità di capitali e forte impatto ambientale che, in particolare nel corso degli ultimi decenni, ha vissuto una modifica strutturale a livello mondiale quanto a localizzazione e sviluppo delle sue infrastrutture, con conseguenze dirette sui mercati a valle, tra cui quelli dei carburanti.

118. Lo sviluppo delle attività di raffinazione ha accompagnato, e per molti versi indirizzato, quello del settore petrolifero nel suo complesso, in particolare sostenendo quella fase di “petrolio facile” – cioè con ampie disponibilità di prodotto a basso costo – che ha alimentato la ripresa industriale del dopoguerra, a partire dagli anni Cinquanta e fino alla grande crisi petrolifera maturata nei primi anni Settanta del Novecento⁶¹. Lungo tale fase, lo sfruttamento del petrolio greggio si è orientato verso raffinati sempre più leggeri destinati al consumo della mobilità di massa, nonché a basi petrolchimiche da impiegarsi per la produzione di materie plastiche, con la conseguente immissione su base esponenziale di CO₂ nell'atmosfera.

119. Sotto il profilo industriale, una raffineria è composta da un complesso di stabilimenti dove vengono materialmente effettuate le operazioni di lavorazione del greggio⁶². L'impatto delle attività di raffinazione, in parallelo all'affermarsi di una sempre maggiore rilevanza della questione ambientale nei Paesi economicamente e socialmente più sviluppati, è all'origine della loro progressiva rilocalizzazione su base planetaria. Tale tendenza è esemplificata dalla diminuzione, divenuta particolarmente evidente negli ultimi due decenni, di impianti, capacità operative e nuovi investimenti in Europa,

⁵⁶ [In proposito v. D. Bleakley, *Norway Shows How Australia Can Get a Fair Return from Oil and Gas*, in *The Australia Institute*, 22 ottobre 2022, <https://australiainstitute.org.au/post/norway-shows-how-australia-can-get-a-fair-return-from-oil-and-gas/>. Più in dettaglio sugli schemi di tassazione delle attività petrolifere adottati in Norvegia, v. Deloitte, *Oil and Gas Taxation in Norway*, 2014, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf>.]

⁵⁷ [Deloitte, *An Overview on Royalties and Similar Taxes. Oil and Gas Upstream Sector Across Europe*, aprile 2017, p. 17, https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ro/Documents/energy-resources/An-overview-on-royalties-and-similar-taxes_April_2017.pdf.]

⁵⁸ [Fino al 2013 – ma con effetti fino al 2015 – è esistito un apposito “Fondo riduzione prezzo carburanti” istituito ai sensi della Legge n. 99/2009, volto ad alimentare una “Carta Bonus Idrocarburi” riconosciuta ai cittadini residenti in Basilicata: a partire dal 2015 esiste invece un “Fondo per la promozione di misure di sviluppo economico” che alimenta una “Social Card” concessa – sempre all'interno della sola Regione Basilicata – a particolari categorie di cittadini (sull'evoluzione di tali fondi, v. UNMIG, *Data Book 2022*, cit., p. 45).]

⁵⁹ [Corte dei Conti UE, *Tassazione dell'energia, fissazione del prezzo del carbonio e sovvenzioni all'energia*, Analisi 01/2022, gennaio 2022, p. 4, <https://www.eca.europa.eu/it/publications?did=60760>.]

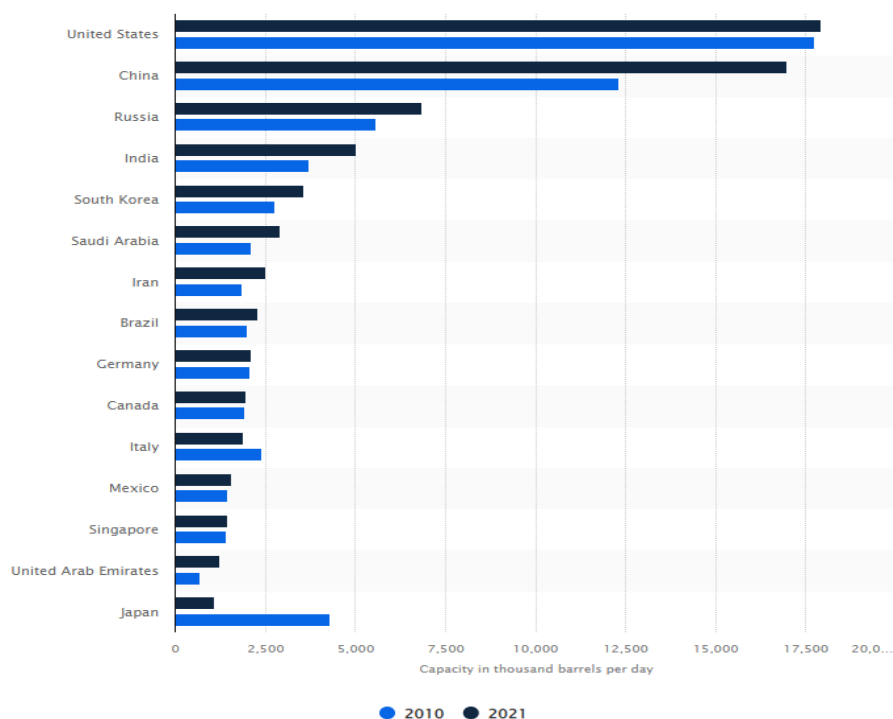
⁶⁰ [Le principali classi di prodotto in cui sono raggruppabili i raffinati da petrolio greggio sono le seguenti: (1) combustibili industriali e domestici (gasoli, oli combustibili, GPL); (2) carburanti per autotrazione (benzine, diesel, cherosene, GPL); (3) basi per l'industria chimico-petrochimica (virgin naphta, GPL, olefine); (4) prodotti residuali (oli lubrificanti, bitumi, paraffine, solventi, zolfo). Cfr. voce *Industria della raffinazione: aspetti generali*, in *Enciclopedia degli Idrocarburi*, vol. II, Treccani, Roma, 2009, p. 3, https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_2/001-24_ITA3.pdf.]

⁶¹ [Cfr. J.P. Favennec, *Economics of Oil Refining*, in M. Hafner - G. Luciani, a cura di, *The Palgrave Handbook*, cit., pp. 64 ss..]

⁶² [Di particolare rilievo nell'ambito della catena produttiva degli idrocarburi e loro scomposizione è la disponibilità di processi di pirolisi svolti con l'ausilio di vapore acqueo (steam cracking), i quali, quando svolti all'interno della raffineria, danno luogo a impianti c.d. integrati.]

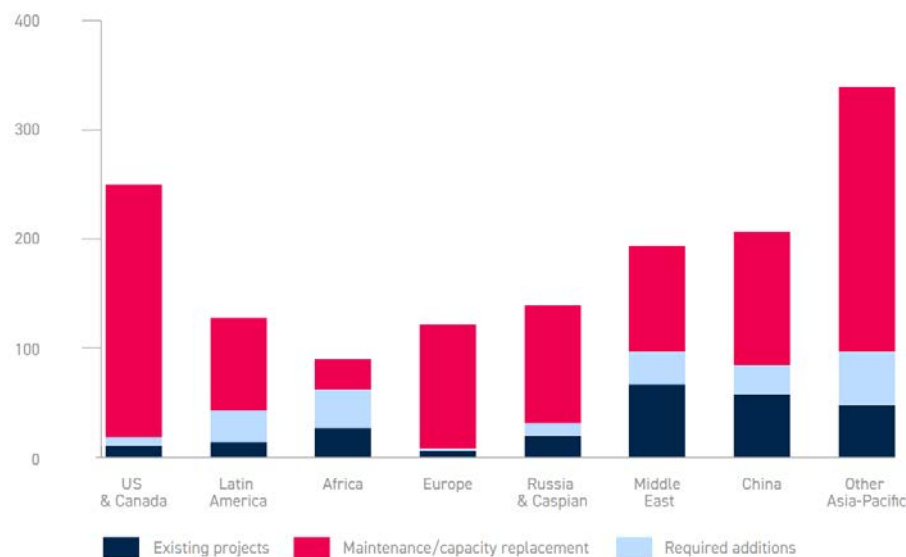
in parallelo a una loro corrispondente crescita in Asia, Africa, Nord e Sud America, come esemplificato dai grafici seguenti. Il tutto, va sottolineato, è avvenuto a fronte di un incremento pressoché costante delle quantità di produzione e consumo di prodotti raffinati.

Grafico 4.1 - Andamento attività di raffinazione 2010-2021 – capacità in 1000 bbl/g



Fonte: statista.com

Grafico 4.2 - Investimenti attesi nel periodo 2021-2045 – miliardi di USD



Fonte: FuelsEurope, Statistical Report 2022

120. Secondo le informazioni più aggiornate a disposizione, le capacità complessive globali di raffinazione di greggio sono di circa 101,2 milioni di barili al giorno, con un rendimento effettivo inferiore però di oltre un quinto, in quanto pari a circa 79 milioni di barili di petrolio al giorno (dati all'anno 2021)⁶³. Al riguardo, occorre in effetti distinguere tra la capacità di raffinazione "primaria" di un impianto – c.d. *topping*, corrispondente alla distillazione con cui si ottiene il frazionamento del petrolio greggio in un certo numero di frazioni – e la capacità di raffinazione "a specifica" o tecnico-

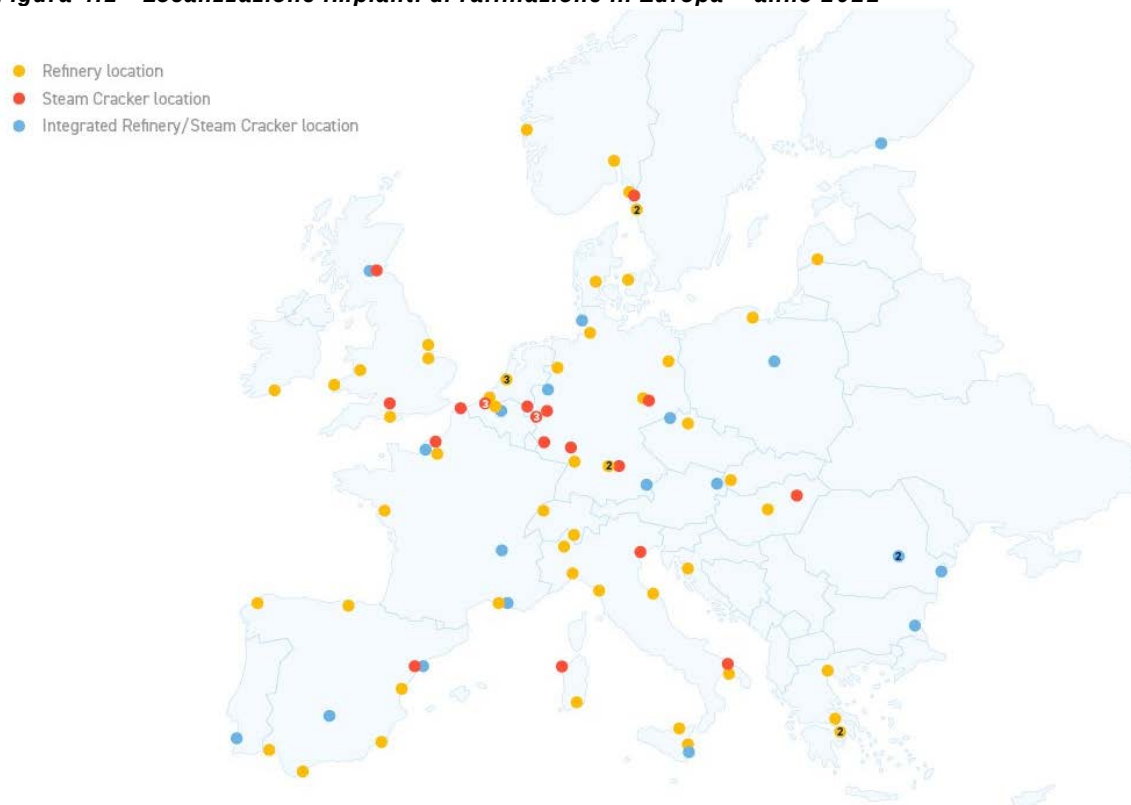
⁶³ [J. Aizarani, *Global Oil Refinery Capacity 2010 & 2021, by Country*, 2 marzo 2023, <https://www.statista.com/statistics/273579/countries-with-the-largest-oil-refinery-capacity/>.]

bilanciata, volta cioè a ottenere frazioni/prodotti con caratteristiche ben precise (es. numero di ottani, contenuto di zolfo ecc.), su cui incidono processi a valle che diminuiscono necessariamente la capacità effettiva⁶⁴.

121. Salva la necessità di fare debito riferimento alle capacità tecnico-bilanciata per valutare la produttività di una raffineria, le disponibilità produttive attualmente esistenti a livello mondiale sono state guidate dalla realizzazione e sviluppo di nuovi impianti di enormi dimensioni in alcuni Stati – in particolare India (dove attualmente si trova la più grande raffineria al mondo, quella di Jamnagar nella regione del Gujarat, con una capacità di raffinazione superiore a 1,2 milioni di barili al giorno)⁶⁵, Corea del Sud e Cina – mentre al contempo si è assistito alla dismissione o riconversione di vecchie infrastrutture in altri Stati, quali Giappone e Italia.

122. Nonostante il ridimensionamento delle capacità produttive nazionali ormai dai tempo in corso, su cui si avrà modo di tornare più in dettaglio (*infra*, capitolo IV), l'Italia rimane in ogni caso al secondo posto a livello UE per numero di raffinerie in attività (10), subito dopo la Germania (11) e prima di Spagna (8), Francia (6) e Olanda (5), con la disponibilità sia di impianti integrati che di raffinerie e *steam crackers* distinti. Con specifico riferimento all'Italia, peraltro, va tenuto conto da un lato dell'interesse mostrato da investitori stranieri per le attività di raffinazione “tradizionale” ancora installate, dall'altro di significativi processi di conversione delle stesse alla produzione di biocombustibili, in linea con la rilevanza di tali prodotti nell'ambito della transizione energetica richiamata in precedenza: si avrà modo di tornare su entrambi i temi nel successivo paragrafo V.2.

Figura 4.1 - Localizzazione impianti di raffinazione in Europa – anno 2022



Fonte: FuelsEurope, *Statistical Report 2022*

123. Il ridimensionamento delle attività di raffinazione nella UE è da ricondursi, oltre alla transizione energetica in corso perseguita da parte dell'Unione, anche a una perdurante fase di bassa marginalità per le attività di raffinazione, in ragione dell'andamento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti raffinati: è qui che si misura il margine denominato “*crack spread*”, costituito dalla differenza tra il costo del greggio e il prezzo di vendita dei singoli raffinati. Secondo quanto considerato dall'associazione europea dei produttori di carburanti, si manifesta un'alta vulnerabilità degli operatori rispetto ai costi operativi degli impianti⁶⁶.

⁶⁴ [AGCM, verbale di audizione dei rappresentanti di UNEM, cit., p. 4.]

⁶⁵ [Cfr. <https://www.ril.com/OurBusinesses/PetroleumRefiningAndMarketing.aspx>.]

⁶⁶ [FuelsEurope, *Statistical Report 2022*, Bruxelles, 17 luglio 2022, p. 13, <https://www.fuelsEurope.eu/publications/publications/statistical-report-2022>.]

124. Più nello specifico, il margine lordo di lavorazione tipico dell'industria di raffinazione, deve calcolarsi tenuto conto della possibile variabilità del paniere di prodotti "estraibili" da un litro di greggio tramite raffinazione⁶⁷. Al riguardo, merita segnalare come già da tempo anche tale grandezza economica venga impiegata nel settore come base per operazioni finanziarie sia di protezione che speculative⁶⁸.

125. Sempre secondo l'associazione europea dei produttori di carburanti, i prezzi dei prodotti raffinati aumentano con i prezzi del greggio, ma con numerosi *driver* condizionanti l'andamento dei margini⁶⁹: in una prospettiva storica, la redditività delle attività di raffinazione avrebbe iniziato a diminuire, perlomeno, a partire dal 2008 e dopo una ripresa avvenuta tra il 2015 e il 2018, dal 2019 in avanti è tornata a decrescere fino a tutto il 2021⁷⁰. Nell'ambito di tale tendenza generale, peraltro, nel corso dell'indagine è stata sollevata la questione di uno squilibrio di tipo competitivo esistente tra le attività di raffinazione operanti nella UE e quelle all'estero, dovuto al diverso peso degli adempimenti richiesti dalle normative applicabili, in particolare rispetto alla tutela dell'ambiente, nonché dei diversi costi energetici di alimentazione, di nuovo anche a causa delle discipline previste a tutela dell'ambiente⁷¹.

IV.2 Raffinerie e logistica petrolifera in Italia

126. La base operativa nazionale per le attività di raffinazione è sicuramente rilevante nel contesto europeo, anche dopo la riduzione delle raffinerie operative avvenuta nel corso dell'ultimo decennio: come rilevato da alcune parti sentite in audizione, per di più, le caratteristiche di flessibilità delle raffinerie italiane avrebbero consentito di rispondere bene a temporanee difficoltà di approvvigionamento, a differenza di altri Stati.⁷²

127. Attualmente sono attive in Italia dieci raffinerie: la capacità di raffinazione ammonta a circa 87 milioni di tonnellate/anno e rappresenta oltre il 10% della capacità di raffinazione presente nell'Unione Europea (circa 650 milioni di tonnellate/anno)⁷³.

⁶⁷ [Secondo quanto di recente rimarcato dal Bundeskartellamt nella sua indagine conoscitiva specifica sull'industria della raffinazione, il crack spread è il differenziale tra il prezzo del greggio e il relativo paniere di prodotti ottenibile tramite il cracking del greggio in diversi prodotti, di solito ipotizzandosi che 3 litri di greggio producano 2 litri di benzina e 1 litro di gasolio secondo il c.d. rapporto "3:2:1 crack spread" (Bundeskartellamt-BKA, Ad-hoc Sektoruntersuchung – Raffinieren und Kraftstoffgroßhandel, Rapporto intermedio, Bonn, novembre 2022, p. 20).]

⁶⁸ [Cfr. E. Bugri Anarfo et al., *The Market for Crude Oil*, in J. Yindenaba Abor-A. Karimu-R. Brännlund, a cura di, *The Economics of the Oil and Gas Industry. Emerging Markets and Developing Economies*, Abingdon-New York 2023.]

⁶⁹ [FuelsEurope, *Statistical Report 2022*, cit. Al riguardo, anche il Bundeskartellamt nella sua indagine ha concordato come per la produzione di combustibili siano richiesti numerosi altri fattori di input oltre al diretto prezzo del petrolio greggio, con aumenti dei costi legati alla guerra russo-ucraina e alla crisi concomitante emersi anche nella logistica di acquisti e vendite, nonché nel livello dei costi operativi a livello di raffineria e all'ingrosso, compresi i costi fissi (BKA, Ad-hoc Sektoruntersuchung, cit. p. 22).]

⁷⁰ [Ibidem.]

⁷¹ ["La capacità installata in Italia è tecnologicamente avanzata e consente pertanto di formulare prodotti nel pieno rispetto delle specifiche tecniche e rispettando le sempre più stringenti condizioni normativo-regolamentari adottate a livello UE a tutela dell'ambiente, in particolare dopo l'approvazione del c.d. European Green Deal [...] Vi sono, al contempo, squilibri evidenti sotto il profilo competitivo rispetto alle attività di raffinazione extra-UE, in particolare quelle asiatiche, che non devono rispettare le medesime normative ambientali e standard HSE, cui vanno aggiunti costi del lavoro ed energetici molto più bassi. Rilevanti, infine, sono le sovvenzioni pubbliche e gli aiuti di Stato, per esempio in paesi come la Cina e l'India. Quanto ai costi energetici, va tenuto conto che, sempre per ragioni di tutela ambientale e dei relativi tetti alle emissioni delle attività industriali, a differenza di quanto avveniva in passato le raffinerie italiane/UE non possono più impiegare i propri combustibili, ma devono approvvigionarsi sul mercato del gas, con costi molto elevati; ancora, gli oneri legati alle emissioni di CO₂ sono significativi, stimabili nell'ordine di 100 euro/ton, di nuovo senza che costi similari debbano essere tenuti in conto dai concorrenti extra-europei." (AGCM, verbale di audizione dei rappresentanti di UNEM, cit., p. 3).]

⁷² [AGCM, verbale di audizione dei rappresentanti di UNEM, cit., p. 2.]

⁷³ [Si veda verbale dell'audizione di UNEM del 22 febbraio 2023.]

Tabella 4.1 - Raffinerie in Italia

Localizzazione	Proprietà	Capacità effettiva al 1° gennaio 2021 (mln ton/a)
Sannazzaro (PV)	Eni	10
Livorno	Eni	4,2
Taranto	Eni	5,2
Milazzo (ME)	Raffineria di Milazzo - RAM (50% Eni 50%/Kuwait Petroleum Italia)	10,6
San Martino di Trecate (NO)	Sarpom (75,19% Esso/24,81% IP)	9
Priolo Gargallo (SR)	ISAB /Lukoil Italia (Gruppo Lukoil)	19,4
Augusta (SR)	Sonatrach Raffineria Italiana	8,1
Sarroch (CA)	Saras	15
Falconara Marittima (AN)	api/IP	3,9
Busalla (GE)	Iplom	1,85
		87,25

Fonte: siti internet delle imprese di raffinazione e UNEM, *Appendice statistica 2022*

128. La capacità di raffinazione era pari a 107 milioni di tonnellate/anno nel 2010, dunque si è assistito a un decremento nella produzione di raffinati idrocarburi di circa 30 milioni di tonnellate/anno. Tale riduzione, peraltro, è in parte riconducibile alla conversione di alcune raffinerie in bioraffinerie, dedicate cioè alla produzione di biocombustibili, pertanto va considerata una perlomeno parziale avvenuta compensazione produttiva con prodotti rientranti nel percorso di sostenibilità richiesto dalla transizione energetica in corso.

129. Nello specifico, l'impianto Eni di Porto Marghera (VE), in attività dal 2014, ha costituito il primo esempio al mondo di riconversione di una raffineria tradizionale in bioraffineria, con una capacità di lavorazione di circa 400.000 tonnellate di materia prima di origine biologica all'anno; la bioraffineria Eni di Gela (CL), dal canto suo, è in attività dal 2019 con una capacità di lavorazione fino a 750 mila tonnellate annue di materia prima di origine biologica⁷⁴. Notizie recenti, inoltre, danno conto di un progetto di riconversione alla produzione di biocombustibili anche della raffineria di Livorno, sempre di proprietà di Eni⁷⁵.

130. Alla riduzione della capacità di raffinazione ha, altresì contribuito la conversione di alcune raffinerie in siti di stoccaggio, come nel caso dei siti di Mantova (di proprietà del gruppo MOL), Cremona (di proprietà di Tamoil) e della ex Raffineria di Roma. I siti così riconvertiti contribuiscono al sistema logistico nazionale che è funzionale non solo alla fase (a valle) di distribuzione di prodotti petroliferi ma anche a quella (a monte) di importazione.

131. L'attuale assetto proprietario delle raffinerie presenti sul territorio italiano è anche il frutto dell'uscita di ERG dal settore petrolifero, che ha portato (tra l'altro) alla vendita della raffineria ISAB a Lukoil⁷⁶, e del trasferimento della raffineria di Augusta da Esso a Sonatrach⁷⁷. In prospettiva, si assisterà all'uscita di Esso dalla raffinazione e al corrispondente rafforzamento della posizione di IP che acquisirebbe l'intera proprietà della raffineria sita in San Martino di Trecate⁷⁸, in aggiunta a quella sita in Falconara.

132. Da ultimo, per effetto di difficoltà conseguenti alla guerra russo-ucraina è avvenuta la cessione della raffineria ISAB da parte del gruppo Lukoil al gruppo cipriota GOI Energy: l'operazione è già stata oggetto di considerazione da parte del Governo italiano ai sensi della normativa in materia di *golden power*, con l'adozione di un apposito d.p.c.m.

133. La posizione dell'Italia nell'ambito della raffinazione può essere meglio apprezzata se si considera la prossimità delle raffinerie italiane ai porti petroliferi. Anche le due uniche raffinerie non situate in prossimità della costa, quella di Sannazzaro (Eni) e quella di San Martino di Trecate (Esso/IP), sono collegate via oleodotti ai porti liguri di Savona e Genova. La posizione dell'Italia nel Mediterraneo e la prossimità delle raffinerie a porti petroliferi costituiscono, inoltre, condizioni idonee ad agevolare l'approvvigionamento di greggi e le attività di importazione ed esportazione di prodotti raffinati.

⁷⁴ [Cfr. documento ENI, *L'economia circolare nei biocarburanti di alta qualità*, <https://www.eni.com/it-IT/attivita/energyevolution/bioraffinerie.html#:~:text=La%20bioraffineria%20di%20Venezia%2C%20a,di%20origine%20biologica%20all'anno.>]

⁷⁵ [V. ENI, *Allo studio la possibile realizzazione della terza bioraffineria a Livorno, comunicato stampa, 17 ottobre 2022*, <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/10/eni-livorno-bioraffineria.html>.]

⁷⁶ [V. Commissione UE, *decisione M.6635 - LUKOIL / ISAB REFINERY del 27 luglio 2012*.]

⁷⁷ [V. Commissione UE, *decisione M.8959 - SONATRACH / AUGUSTA REFINERY ASSETS del 26 luglio 2018*.]

⁷⁸ [V. ExxonMobil, *Siglatto accordo preliminare con italiana petroli per la vendita delle attività nel settore dei carburanti, comunicato stampa, 20 dicembre 2022*, <https://www.exxonmobil.it/media-e-news/media-e-news/attualita/2022/siglatto-accordo.>]

134. Le attività di raffinazione svolte in Italia non rappresentano la sola risorsa per i carburanti consumati in Italia potendo i prodotti raffinati essere importati. Specularmente, i consumi interni non rappresentano il solo impiego dei carburanti potendo questi essere esportati. In effetti, come evidenziato, i prodotti raffinati vengono commerciati a livello internazionale sulla base di valutazioni relative ai *benchmark* di riferimento e al livello dei noli richiesti per il trasporto da un porto ad un altro.

135. Nel 2021 le importazioni di benzina (0,3 milioni di tonnellate) hanno rappresentato il 4,6% dei consumi interni (7 milioni di tonnellate), le importazioni di gasolio (4,8 milioni di tonnellate) il 18,2% dei consumi interni (26,2 milioni di tonnellate). Nel medesimo anno, le esportazioni di benzina (7,6 milioni di tonnellate) hanno rappresentato il 55,5% della produzione realizzata in Italia (13,7 milioni di tonnellate), le esportazioni di gasolio (8 milioni di tonnellate) il 27,1% della produzione realizzata in Italia (29,6 milioni di tonnellate)⁷⁹.

136. Nel complesso, pertanto, il settore della raffinazione italiano presenta un elevato grado di apertura agli scambi internazionali. L'Italia è un esportatore netto essendo le esportazioni superiori alle importazioni e ciò sia per la benzina che per il gasolio.

137. Gli operatori attivi nella raffinazione, in particolare di benzina e gasolio, in Italia possono essere distinti a seconda che siano integrati nella distribuzione in rete (Eni, Kupit e IP, alle quali si può affiancare Esso che adotta, tuttavia, un modello di distribuzione peculiare) ovvero che non siano integrati (Lukoil⁸⁰, Saras e Sonatrach).

138. Con specifico riferimento ai raffinatori non integrati, che non hanno un interesse diretto a rifornire impianti di distribuzione carburante, si evidenzia come il mercato italiano non sia la sola destinazione dei carburanti raffinati: in effetti, nel biennio 2021-2022, sia Saras che Sonatrach hanno destinato al mercato italiano solo una parte dei prodotti derivanti dalle rispettive raffinerie⁸¹; i carburanti raffinati presso la raffineria ISAB, di proprietà del Gruppo Lukoil, vengono commercializzati attraverso la controllata Lukoil Italia, che li destina interamente al mercato italiano, e la controllata Litasco, che svolge le attività di *trading* a livello internazionale per il Gruppo Lukoil e, dunque, opera anche su mercati diversi da quello italiano⁸².

139. Si può stimare che i carburanti destinati dai raffinatori non integrati al mercato italiano rappresentino tra il 10% e il 20% della benzina e del gasolio consumati in Italia nel 2021⁸³. Si tratta di una stima cautelativa, tenuto conto del fatto che le informazioni disponibili sui mercati di destinazione dei carburanti raffinati presso la raffineria ISAB di Lukoil non coprono le vendite effettuate tramite la società di *trading* del gruppo.

IV.3 I prezzi dei prodotti raffinati: le quotazioni Platts

140. Le quotazioni Platts sono rilasciate da una società internazionale che elabora e rivende i prezzi di una serie di materie prime tra cui petrolio, gas, elettricità, metalli. Con specifico riferimento ai mercati petroliferi, le valutazioni di prezzo, pubblicate giornalmente da Platts, sono il risultato di una procedura di *price assessment* che avviene su base giornaliera in più fasi.

141. In tale procedura, secondo quanto dichiarato dalla stessa impresa responsabile⁸⁴, la stima dei prezzi viene effettuata tenendo conto di diversi fattori e combinando sia rilevazioni rispetto a diverse piazze a livello globale che informazioni provenienti da operatori del settore. Più in particolare, tale procedura è denominata "MOC" (acronimo di "Market On Close") e si avvale di una piattaforma su cui gli operatori possono inserire offerte *spot* in acquisto e vendita di determinati prodotti all'interno di una "finestra temporale" della durata di mezz'ora, alla chiusura della giornata di negoziazione. Platts verifica la congruità delle offerte inserite, avendo in particolare riguardo alla loro coerenza rispetto

⁷⁹ [I dati riportati nel testo sono frutto di elaborazioni sui dati relativi a raffinazione, consumi interni, importazioni ed esportazioni di carburanti riportati da UNEM, Relazione annuale 2022 - Appendice. Si precisa che i dati relativi al gasolio comprendono anche le tipologie utilizzate per riscaldamento (che sono comunque marginali rispetto a quelle utilizzate per autotrazione).]

⁸⁰ [Alla fine del 2021 vi erano 44 impianti di distribuzione a marchio Lukoil dislocati in Sicilia, Puglia, Campania e Calabria (si veda il bilancio Lukoil Italia S.r.l. relativo al 2021).]

⁸¹ [Per quanto concerne Saras, nel 2021, tra il 10% e il 20% della benzina (meno del 10% nel 2021) e tra il 30% e il 40% del gasolio (in misura analoga nel 2021) raffinati nel sito di Sarroch (si veda risposta alla richiesta di informazioni del 15 marzo 2023). Per quanto concerne Sonatrach, nel biennio 2021-2022 ha destinato al mercato italiano tra il 30% e il 40% della benzina e il tra il 70% e l'80% del gasolio raffinati nel sito di Augusta (si veda risposta alla richiesta di informazioni del 15 marzo 2023).]

⁸² [Dal sito internet della raffineria ISAB, risulta che l'89% dei prodotti ivi raffinati viene venduto via nave tramite Litasco SA, anch'essa parte del Gruppo Lukoil, il 7% viene venduto tramite Lukoil Italia S.r.l., che lo destina interamente al mercato italiano, il 4% viene ceduto a imprese limitrofe alla raffineria (e dunque sul territorio italiano). A sua volta Litasco SA può destinare i prodotti provenienti dalla raffineria ISAB al mercato italiano: ad esempio, un operatore ha affermato di aver acquistato, fino a marzo 2022, quantitativi di carburanti di carburanti gasolio dalla medesima Litasco (si vedano risposte alla richiesta di informazioni del 18 marzo 2022).]

⁸³ [Per i consumi nazionali di benzina e gasolio si veda Appendice statistica alla Relazione Annuale UNEM 2022 (elaborazioni su dati MASE). Le quantità di benzina e gasolio raffinate nel 2021 presso il sito di Augusta di Sonatrach sono state stimate a partire dalle corrispondenti quantità raffinate presso il sito di Sarroch si Saras tenuto conto del rapporto tra le rispettive capacità effettive di raffinazione.]

⁸⁴ [Cfr. https://www.spglobal.com/en/tra_cui_Platts_Assessments_Methodology_Guidehttps://www.spglobal.com/commodityinsights/plattscontent/_assets/_files/en/our-methodology/methodology-specifications/platts-assessments-methodology-guide.pdf; <https://www.spglobal.com/commodityinsights/methodology-training/faq..> V. anche IC44 cit.]

ai valori del prodotto. In sostanza, dunque, su tale piattaforma non avviene alcuno scambio effettivo di prodotti, né il prezzo *spot* giornaliero per un dato prodotto deriva automaticamente dalla rilevazione delle quotazioni postate, dal momento che nelle sue valutazioni conclusive Platts prende in considerazione l'intera giornata di contrattazioni.

142. Vista la centralità di soggetti privati nella definizione di *benchmark* internazionali dei prodotti petroliferi, nel 2012 l'Organizzazione internazionale delle Autorità di vigilanza sulle Borse (IOSCO) è intervenuta per definire linee guida contenenti una lista di principi volti a migliorare l'affidabilità delle procedure di *price assessment*⁸⁵, che Platts ha più di recente espressamente richiamato⁸⁶.

143. Che i *benchmark* siano esposti a rischi anche elevati di opacità, peraltro, è stato di recente dimostrato da una controversia avvenuta negli USA che ha visto coinvolto uno dei principali *trader* globali relativamente alla manipolazione e tentata manipolazione per oltre dieci anni e perlomeno fino al 2018 di alcuni indici tra cui diversi riferiti agli Stati Uniti. Detta controversia si è conclusa con una rilevante sanzione comminata dall'autorità statunitense responsabile per la supervisione dei mercati finanziari delle *commodities* (*Commodity Future Trading Commission*, "CFTC")⁸⁷.

144. Nel caso dell'Italia, in ragione della propria collocazione geografica, le quotazioni Platts di riferimento sono quelle corrispondenti al bacino del mediterraneo (quotazioni CIF Med), che vedono Marsiglia e Genova come basi principali, espresse in dollari⁸⁸. Dette quotazioni variano giornalmente e il valore delle stesse nel mercato italiano dipende anche dal cambio euro/dollaro, a sua volta variabile su base giornaliera.

145. Le quotazioni Platts CIF Med costituiscono il punto di partenza per le transazioni che hanno luogo a livello nazionale, da cui dipendono i prezzi relativi alla fase *downstream* e, in particolare, i costi di approvvigionamento per gli operatori che vendono benzina e gasolio. La prassi consolidata, anche in Italia, di ricorrere al Platts per la valorizzazione dei prodotti raffinati, origina da una serie di fattori, anche industriali tra cui, in particolare, la natura multiprodotto del processo di raffinazione del petrolio - da esso infatti scaturiscono numerosi prodotti, anche di diversa qualità - che a detta degli operatori rende difficile attribuire uno specifico costo di produzione a ciascuno dei prodotti ottenuti.

146. Tipicamente, gli operatori attivi nella raffinazione o nella vendita all'ingrosso (sul canale c.d. extra-rete, v. *infra*, paragrafo VI.1) definiscono i prezzi dei prodotti raffinati come somma tra le quotazioni di riferimento e un differenziale (c.d. *delta Platts*) - oggetto di negoziazione tra le controparti - rispetto alle medesime quotazioni Platts. Tale differenziale è volto alla copertura dei costi delle fasi a valle della raffinazione, relativi in particolare a logistica e trasporti nonché alla *compliance* alla normativa di settore, come l'obbligo di miscelazione con biocarburanti e gli oneri relativi alle scorte d'obbligo.

147. Con specifico riferimento all'approvvigionamento degli impianti che compongono la rete di distribuzione (c.d. canale rete), anche laddove il prezzo di cessione dei carburanti ai proprietari degli impianti non sia formalmente definito come somma tra la quotazione e un differenziale, il valore del Platts rappresenta sempre il punto di partenza. Allo stesso modo, nella definizione dei prezzi di cessione si tiene conto dei costi relativi alle attività necessarie a portare i carburanti presso gli impianti.

148. In conclusione sulle fasi *upstream*, i processi di formazione dei prezzi dei greggi e dei prodotti raffinati, in relazione ai quali le quotazioni di riferimento per l'Italia sono rispettivamente il Brent e il Platts CIF Med, interessano una pluralità di operatori attivi e risentono di dinamiche globali. Il ricorso al Platts come base per la determinazione dei prezzi nelle fasi della filiera dalla raffineria in giù, nell'ambito delle transazioni che si svolgono in ambito nazionale o subnazionale, costituisce il meccanismo principale di trasmissione delle dinamiche dei prezzi dei greggi e dei prodotti lavorati sul prezzo finale.

V. APPROVVIGIONAMENTO E MODELLI ORGANIZZATIVI DEGLI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE

V.1 Modalità di approvvigionamento di benzina e gasolio

V.1.1 Il quadro d'insieme

149. L'approvvigionamento degli impianti di distribuzione avviene sia attraverso rapporti di fornitura diretti e dedicati alle reti di impianti di distribuzione sia attraverso compravendite di prodotto all'ingrosso sul mercato denominato extra-

⁸⁵ [Cfr. *IOSCO Principles for Oil Price Reporting Agencies, Final Report of the IOSCO Board, October 2012* <https://www.iosco.org/library/pubdocs/pdf/IOSCOPD506.pdf>; *IOSCO Implementation of the Principles for Oil Price Reporting Agencies Report, September 2015*, <https://www.iosco.org/library/pubdocs/pdf/IOSCOPD391.pdf>.]

⁸⁶ [Cfr. *S&P Global Commodity Insights The design and implementation of S&P Global Commodity Insights control procedures for Platts commodities benchmarks to effectively address the provisions of the Principles for Oil Price Reporting Agencies published by the International Organization of Securities Commissions (IOSCO)*, 30 september 2022. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/process/control-procedures-for-platts-commodities-benchmarks>.]

⁸⁷ [Cfr. *CFTC, CFTC Orders Glencore to Pay \$1.186 Billion for Manipulation and Corruption*, comunicato stampa del 24 maggio 2022, <https://www.cftc.gov/PressRoom/PressReleases/8534-22>.]

⁸⁸ [Per l'Europa le quotazioni di benzina e gasolio di riferimento sono quelle c.d. FOB Rotterdam. le quotazioni di riferimento per l'Italia differiscono rispetto a queste per i costi di trasporto e assicurazione dal porto nordeuropeo di Rotterdam ai due porti mediterranei di Genova e Lavera (Francia).]

rete. La prima modalità è tipica degli impianti che espongono i segni distintivi (marchio e altro, nel loro complesso indicati come "colori") riconducibili alle principali società petrolifere che sono integrate verticalmente nelle fasi di importazione e/o raffinazione di carburanti; i colori di dette società sono esposti su un numero rilevante di impianti di distribuzione (almeno mille, talvolta nell'ordine di alcune migliaia)⁸⁹. La seconda modalità è quella di elezione per gli impianti senza marchio o con marchio indipendente (inteso come marchio diverso da quello delle principali società petrolifere)⁹⁰.

150. Il mercato extra-rete, come suggerisce il nome, tradizionalmente risponde alle esigenze di rifornimento diverse da quelle degli impianti di distribuzione carburanti (ad esempio, aziende di trasporto e pubbliche amministrazioni). A seguito del processo di liberalizzazione della distribuzione di carburanti in rete (vale a dire attraverso impianti) avviato con D.Lgs. n. 32/98 e culminato con il D.L. n. 1/2012, si è assistito all'ingresso di nuovi operatori che spesso erano già attivi sull'extra-rete⁹¹. Il mercato extra-rete è, anche in ragione di tale evoluzione del mercato, divenuto il canale di elezione per l'approvvigionamento degli impianti di distribuzione senza marchio o con marchio indipendente.

151. Le principali società petrolifere, oltre a essere attive nella distribuzione di carburanti attraverso impianti stradali e autostradali, sono anche attive, dal lato dell'offerta, sul mercato extra-rete. Analogamente, spesso le società che operano nella distribuzione senza marchio o con marchio indipendente sono anche attive, dal lato dell'offerta (ad esempio, per aziende di trasporto, pubbliche amministrazioni, altri rivenditori), sul mercato extra-rete⁹². Non mancano, tuttavia, esempi di società che operano nella distribuzione senza marchio o con marchio indipendente e non sono attive, dal lato dell'offerta, nel mercato extra-rete⁹³.

152. Nel caso degli impianti di distribuzione con i colori delle principali società petrolifere, l'approvvigionamento di carburanti è assicurato dalle medesime società che utilizzano basi di carico (depositi e raffinerie), in parte proprietari e in parte di terzi, per rifornire gli impianti. Nel caso degli impianti di distribuzione senza marchio o con marchio indipendente l'approvvigionamento è assicurato da operatori che spesso operano (dal lato dell'offerta) sul mercato extra-rete o che comunque si approvvigionano sul mercato extra-rete.

V.1.2 L'approvvigionamento degli impianti indipendenti

153. Secondo una parte degli operatori di mercato, comprensiva dei distributori indipendenti, gli approvvigionamenti sul mercato extra-rete avvengono, di norma, secondo modalità *spot*: il prezzo delle forniture viene indicato dai fornitori quotidianamente e tiene conto delle quotazioni internazionali di riferimento (Platts), di norma riferite a due giorni precedenti la transazione, con l'aggiunta di un differenziale (c.d. delta Platts)⁹⁴. Detto differenziale è inteso a coprire i costi e a remunerare l'attività dei fornitori di carburanti.

154. Secondo altra parte degli operatori di mercato, comprensiva delle principali società petrolifere verticalmente integrate, sono altresì possibili rapporti di fornitura basati su contratti di durata (di norma non superiore ad un anno) nei quali il prezzo viene definito a partire dalle quotazioni Platts dei prodotti (benzina e gasolio), che possono anche riferirsi alla media relativa ad un arco temporale di alcuni giorni (fino a un mese), con l'aggiunta di un differenziale (delta Platts), che rimane stabile per un periodo concordato (non necessariamente coincidente con la durata del contratto)⁹⁵.

155. Con riferimento alle tensioni registrate sui mercati internazionali dei greggi e dei prodotti raffinati (in particolare, benzina e gasolio) successivamente all'esordio del conflitto in Ucraina, è stato evidenziato come ciò abbia comportato sul mercato extra-rete un problema di scarsità fisica dei prodotti, con conseguente razionamento delle forniture, e un forte incremento dei prezzi, dovuto non solo all'aumento della componente Platts ma anche a un aumento dei c.d. delta

⁸⁹ [Ad oggi le società in questione sono cinque: Eni, IP, Kuwait Petroleum Italia (Kupit) e Tamoil, alle quali si può assimilare Esso benché adotti un modello distributivo peculiare. In prospettiva, con l'uscita di Esso dal mercato italiano, il loro numero è destinato a scendere a quattro.]

⁹⁰ [Si veda verbale dell'audizione di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023. Le reti che espongono marchi indipendenti sono, di norma, composte da alcune decine di punti vendita; solo in pochi casi vengono superati i cento impianti.]

⁹¹ [Si veda verbale dell'audizione di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023.]

⁹² [A titolo meramente esemplificativo si riportano alcuni casi rilevanti di operatori con marchio proprio che sono anche attivi (dal lato dell'offerta) sull'extra-rete: Ludoil, che opera nella distribuzione di carburanti con i marchi Ludoil (oltre 200 punti vendita) e Iperstaroil (di recente quest'ultimo marchio è stato esteso a oltre 30 impianti di distribuzione in precedenza a marchio Auchan) e nel mercato extra-rete, possiede una piattaforma offshore (Civitavecchia), una rete di oleodotti e da un sistema di otto depositi (si veda sito internet "ludoil.it"); San Marco Petroli, che opera nella distribuzione di carburanti con marchio SMP (oltre 120 punti vendita), possiede un deposito e opera anche extra-rete (si veda sito internet "smpetroli.it"); Europam, che opera con marchio omonimo (circa 250 punti vendita), possiede 12 depositi e opera anche extra-rete (si veda sito internet "europam.it"); Costantin, che opera con marchio omonimo (oltre 60 punti vendita), opera anche extra-rete (si veda sito internet "costantin.com").]

⁹³ [A titolo meramente esemplificativo si riportano alcuni casi rilevanti di operatori con marchio proprio che non sono attivi (dal lato dell'offerta) extra-rete: Retitalia rifornisce oltre 1.000 punti vendita a marchio Esso e a marchio Retitalia e altri marchi indipendenti (si veda sito internet "retitalia.eu"); Beyfin rifornisce circa 150 punti vendita a marchio omonimo oltre ad essere attivo nella distribuzione di combustibili per il riscaldamento (si veda sito internet "beyfin.it").]

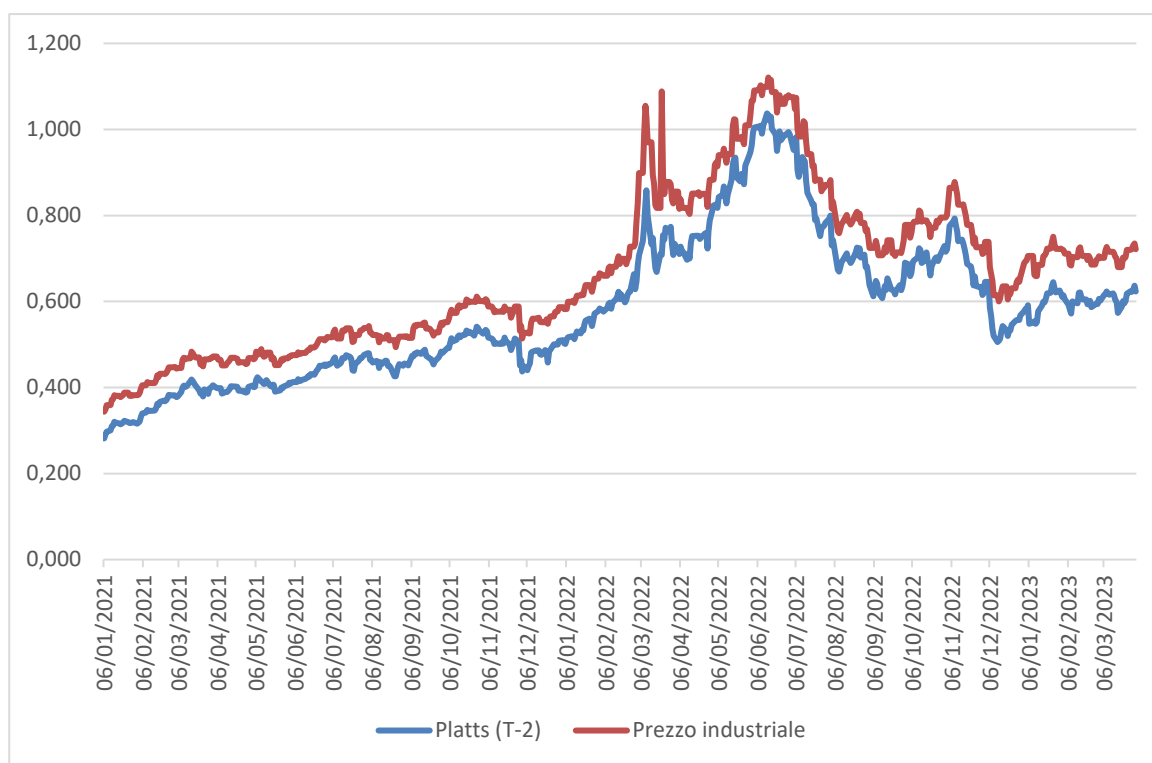
⁹⁴ [Si veda verbale dell'audizione di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023.]

⁹⁵ [Si vedano risposte alle richieste di informazioni del 17 marzo e 18 marzo 2022 e 25 maggio 2023.]

Platts. Ciò in quanto sia le quotazioni Platts che i differenziali rispetto ad esse avrebbero incorporato una sorta di premio per il rischio connesso alla situazione di eccezionale incertezza determinatasi⁹⁶.

156. I grafici 5.1 e 5.2 mostrano, per benzina e gasolio, come, nel periodo gennaio 2021-marzo 2023, l'andamento del prezzo industriale dei prodotti sia determinato in maniera sostanziale dal livello delle quotazioni Platts di riferimento. Per tali quotazioni è stato considerato un ritardo pari a due giorni rispetto ai prezzi di vendita (medi), secondo quanto indicato dagli operatori di mercato con riguardo agli acquisti *spot*, dunque per la parte degli approvvigionamenti più esposta alle fluttuazioni delle medesime quotazioni⁹⁷. La differenza verticale tra le due curve riportate rappresenta il differenziale rispetto alla quotazione internazionale (c.d. delta Platts).

Grafico 5.1 - Benzina extra-rete. Platts (T-2) e prezzo industriale

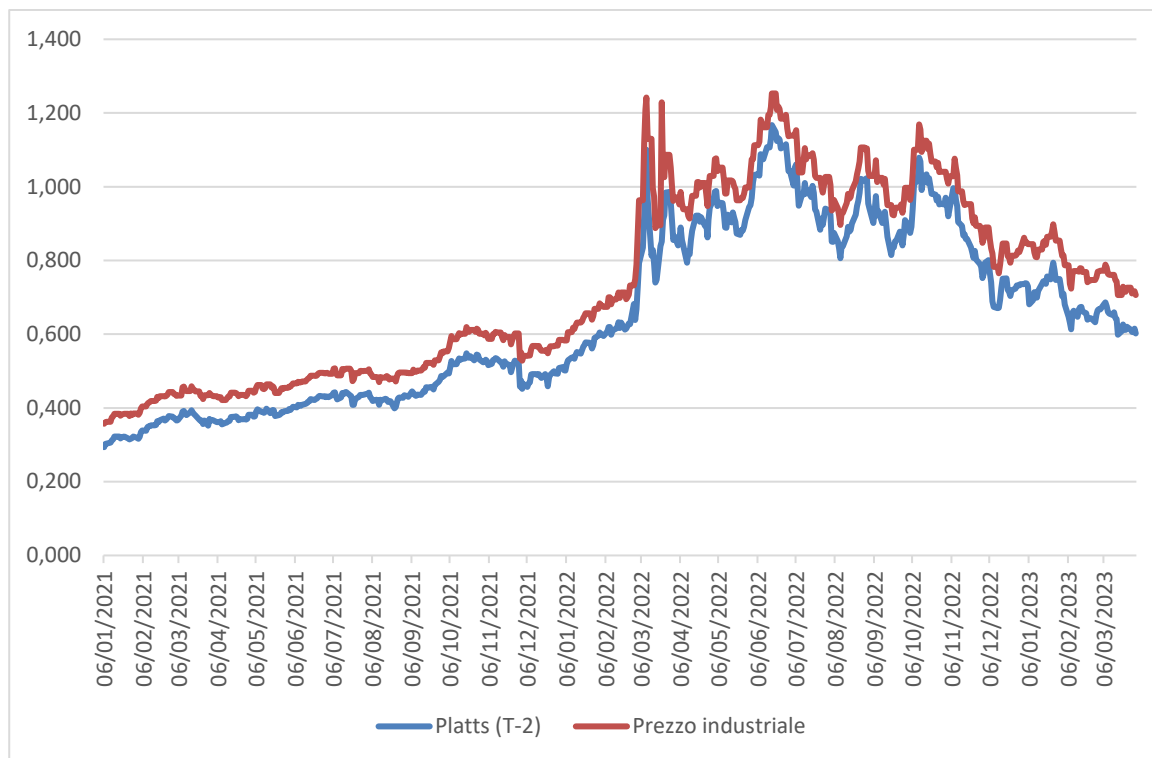


Fonte: elaborazioni su dati Newsletter FIGISC

⁹⁶ [Si veda verbale dell'audizione di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023.]

⁹⁷ [Le elaborazioni hanno considerato un prezzo medio a livello nazionale riportato nelle Newsletter FIGISC, i livelli di tassazione e le quotazioni Platts relative a due giorni precedenti. Il prezzo industriale è dato dalla differenza tra il prezzo di vendita e la componente fiscale (IVA e accise).]

Grafico 5.2 - Gasolio extra-rete. Platts (T-2) e prezzo industriale



Fonte: elaborazioni su dati Newsletter FIGISC

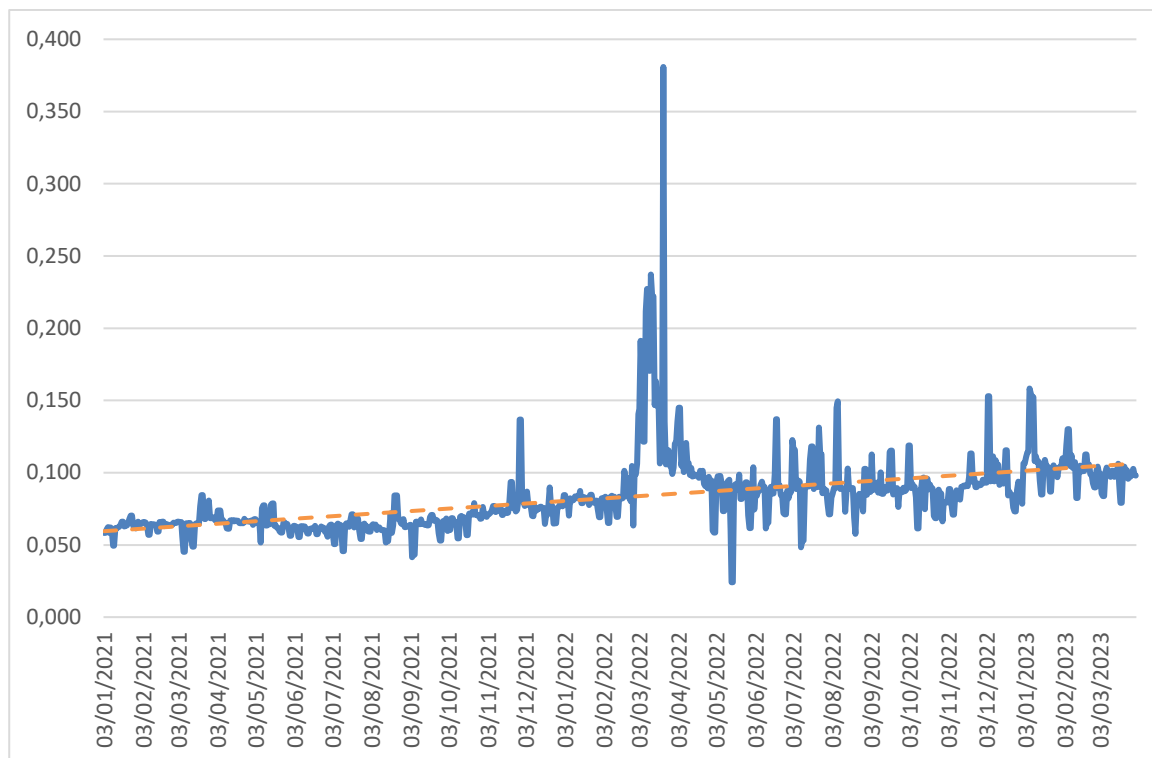
157. L'andamento del c.d. delta Platts, per benzina e gasolio, nel periodo gennaio 2021-marzo 2023, è riportato nei grafici 5.3 e 5.4. Per i mesi di marzo e aprile 2022 i grafici mostrano un rilevante incremento della variabilità dei differenziali in questione rispetto al periodo precedente (gennaio 2021-febbraio 2022)⁹⁸. La variabilità risulta più elevata, senza arrivare ai livelli dei mesi di marzo e aprile del 2022, anche nei mesi successivi (maggio 2022 - marzo 2023)⁹⁹. Nel periodo di analisi (gennaio 2021-marzo 2023), i differenziali rispetto al Platts hanno seguito, sia per la benzina che per il gasolio, *trend* leggermente crescenti, come mostrato dalla pendenza leggermente positiva delle linee di tendenza¹⁰⁰.

⁹⁸ [La deviazione standard passa da 0,008 a 0,0535 per la benzina, da 0,0072 a 0,06 per il gasolio.]

⁹⁹ [La deviazione standard è pari a 0,012 per la benzina e 0,0145 per il gasolio.]

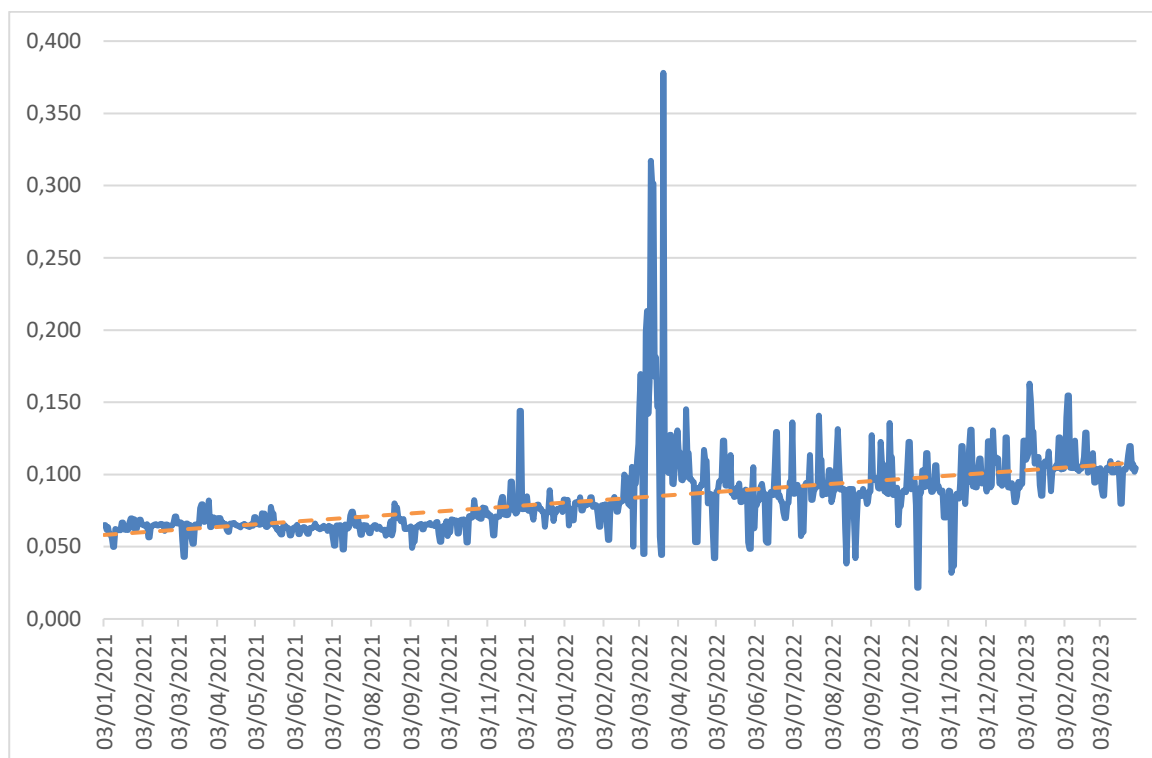
¹⁰⁰ [La pendenza della linea di tendenza è pari a 0,000006 sia per la benzina che per il gasolio.]

Grafico 5.3 - Benzina extra-rete: delta Platts (T-2)



Fonte: elaborazioni su dati Newsletter FIGISC

Grafico 5.4 - Gasolio extra-rete: delta Platts (T-2)



Fonte: elaborazioni su dati Newsletter FIGISC

V.2 Basi logistiche per l'approvvigionamento di carburanti

V.2.1 Basi logistiche e monitoraggio dei flussi di carburante

158. Lo stoccaggio di carburanti avviene in almeno due fasi della distribuzione: una prima volta con l'immissione in consumo dei prodotti, sia raffinati sul suolo italiano che importati, attraverso depositi c.d. fiscali che servono

all'assolvimento degli obblighi di accisa. Successivamente, in funzione dell'approvvigionamento degli impianti di distribuzione e degli acquisti di prodotto da parte dei rivenditori e degli impianti di distribuzione indipendenti, attraverso depositi c.d. commerciali (ad accisa assolta). La dislocazione territoriale dei siti di stoccaggio utilizzati quali basi di carico per il rifornimento degli impianti di distribuzione carburanti influenza in maniera determinante il livello dei costi di trasporto¹⁰¹.

159. I depositi rappresentano, unitamente alle raffinerie, le basi logistiche attraverso le quali gli operatori di mercato immettono carburanti sul mercato italiano, effettuano compravendite di prodotto (mercato extra-rete) e garantiscono l'approvvigionamento degli impianti di distribuzione che recano i loro colori (distribuzione in rete). I depositi possono essere collegati con altri depositi e/o con darsene petrolifere configurandosi come sistemi logistici¹⁰².

160. Secondo le informazioni raccolte nel corso dell'indagine, in Italia vi sono circa 250 depositi fiscali, che detengono carburanti in sospensione di accisa, e 2.800 depositi commerciali, che detengono carburanti ad accisa assolta¹⁰³.

161. Dalle informazioni relative ai depositi utilizzati dai raffinatori non integrati nella distribuzione in rete (Lukoil, Saras e Sonatrach) e dalle principali società petrolifere integrate nella distribuzione in rete (Eni, IP, Kupit e Tamoil, alle quali si può assimilare Esso benché adotti un modello distributivo peculiare)¹⁰⁴ emerge uno spaccato utile ad evidenziare alcune caratteristiche dell'organizzazione della logistica al servizio della distribuzione dei carburanti.

162. In particolare, i raffinatori non integrati utilizzano un numero di basi logistiche significativamente inferiore rispetto alle principali società petrolifere¹⁰⁵. Ciò appare riconducibile al fatto che i primi operano prevalentemente a un livello più elevato della filiera della distribuzione, relativo all'immissione di carburanti sul mercato italiano, mentre le principali società petrolifere sono anche attive nelle successive fasi della filiera e, in particolare, sul mercato extra-rete e nella distribuzione in rete. La numerosità delle basi logistiche utilizzate dalle principali società petrolifere appare, pertanto, riconducibile alla necessità di poter accedere ad una rete di strutture diffuse sul territorio per perseguire l'obiettivo di capillarità della distribuzione.

163. Sia i raffinatori non integrati che le principali società petrolifere utilizzano sia basi proprie che basi di terzi. Ciò evidenzia l'importanza di accedere a risorse logistiche detenute anche da altri soggetti al fine di organizzare le attività di vendita all'ingrosso e approvvigionamento degli impianti di distribuzione.

164. La proprietà delle basi è riconducibile non solo alle principali società petrolifere e ai raffinatori non integrati ma anche a soggetti diversi di cui alcuni attivi sul mercato extra-rete e talvolta anche nella distribuzione in rete (Ludoil, San Marco Petroli, IES, IVI Petroli, Firmin). Solo in pochi casi i soggetti proprietari di depositi utilizzati come basi logistiche per i carburanti non sono anche attivi sul mercato extra-rete e/o nella distribuzione in rete (Alkion e PIR).

165. Le basi logistiche rappresentano i nodi dei flussi fisici di carburanti che dai depositi fiscali arrivano ai depositi commerciali e agli impianti di distribuzione. Detti flussi coinvolgono un numero rilevante di operatori il cui numero è certamente più elevato di quello dei depositi se solo si considera che un solo deposito viene utilizzato da più soggetti.

166. Un'apposita normativa di tipo fiscale contenuta nel TUA (Testo Unico della Accise) disciplina le attività di deposito in ragione del peculiare funzionamento dei depositi "fiscali", i quali consentono agli operatori di custodire i carburanti in sospensione da accisa prima di procedere all'attribuzione della destinazione finale al consumo, e dei "destinatari registrati", cioè soggetti autorizzati solo a ricevere prodotti sottoposti ad accisa in regime sospensivo senza poterli detenere o spedire e tenuti al versamento delle accise il primo giorno successivo al ricevimento. Vari provvedimenti e conseguenti atti tecnici sono quindi intervenuti, in particolare per contrastare condotte fraudolente di evasione fiscale, legate alla crescente immissione illecita di prodotti energetici in Italia, soprattutto carburanti per autotrazione¹⁰⁶.

167. L'implementazione della complessa normativa risultante ha portato alla configurazione di un sistema di controllo molto articolato che vede il coinvolgimento di diversi soggetti istituzionali e relative banche dati (Agenzia delle Dogane, Agenzia delle Entrate, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - "MASE", Acquirente Unico, Gestore dei Mercati Energetici - "GME", Ministero delle Imprese e del Made in Italy - MIMIT), con l'effetto che è ora almeno potenzialmente disponibile un capillare monitoraggio del settore per quanto riguarda i flussi materiali dei carburanti¹⁰⁷.

¹⁰¹ [Si vedano risposte degli operatori alle richieste di informazioni del 18 marzo 2022 e del 25 maggio 2023.]

¹⁰² [Ad esempio, il sistema logistico SIGEMI si compone di tre depositi collegati tramite oleodotti. Analogamente, il sistema logistico Trieste Visco si compone di due depositi collegati tramite oleodotti.]

¹⁰³ [Si veda allegato al verbale dell'audizione dei rappresentanti di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023.]

¹⁰⁴ [Si vedano risposte degli operatori alle richieste di informazione del 17 e 18 marzo 2022 e del 15 marzo 2023. Le informazioni disponibili riguardano 47 siti logistici.]

¹⁰⁵ [I raffinatori non integrati utilizzano 16 siti rispetto ai 47 utilizzati dalle principali società petrolifere verticalmente integrate.]

¹⁰⁶ [In particolare, D.L. Fiscale 2016 (Legge n. 225/2016), Legge di Bilancio 2017 (Legge n. 232/2016), Legge di Bilancio 2018 (Legge n. 205/2017), D.L. Fiscale 2019 (Legge n. 157/2019), Legge di Bilancio 2020 (Legge n. 160/2019), Legge di Bilancio 2021 (Legge n. 178/2020), D.L. n. 21/2022 c.d. Taglia Prezzi (Legge 20 maggio 2022, n. 51, articolo 5-quater). Si veda comunicazione di Assopetroli-Assoenergia del 31 marzo 2023.]

¹⁰⁷ [Tra le misure introdotte figurano i seguenti obblighi: dotare autobotti e bettoline di sistemi di tracciamento della posizione e delle quantità scaricate, fatturazione elettronica, memorizzazione elettronica e trasmissione telematica dei dati dei corrispettivi per le cessioni di benzina e gasolio, utilizzo del DAS (Documento Accompagnamento Semplificato) telematico (eDAS). Si veda comunicazione di Assopetroli-Assoenergia del 31 marzo 2023.]

168. La messa a sistema e l'integrazione delle informazioni disponibili sui flussi commerciali relativi ai carburanti per autotrazione appare un obiettivo realizzabile, stante l'articolato sistema di monitoraggio già posto in essere. Tale risultato rafforzerebbe, in prima battuta, gli strumenti per il contrasto dei fenomeni di condotte illecite e, in via mediata, contribuirebbe a migliorare le dinamiche competitive di mercato limitando la possibilità di azioni concorrenziali non replicabili secondo condotte d'impresa rispettose della normativa fiscale.

V.2.2. *L'incontro tra domanda e offerta di capacità logistica e di carburanti all'ingrosso*

169. Con riguardo alla capacità di stoccaggio di prodotti petroliferi, una parte del mercato, comprensiva delle principali società petrolifere verticalmente integrate, ritiene che non vi sia alcuna esigenza di strumenti volti a facilitare l'incontro di domanda e offerta in quanto non vi sarebbe scarsità di capacità di stoccaggio né difficoltà di incontro tra domanda e offerta¹⁰⁸.

170. Per altri versi, con riferimento alla disponibilità di carburanti all'ingrosso, altra parte del mercato, comprensiva dei distributori indipendenti, ritiene che il contesto italiano si trovi esposto agli *shock* dal lato dell'offerta in conseguenza della contrazione degli investimenti in Italia e in Europa relativamente alle fasi *upstream* e di raffinazione e tenuto conto del fatto che la domanda globale di greggio e prodotti raffinati non diminuisce. Le tensioni sulle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi derivanti da *shock* dal lato dell'offerta si riverberano sull'intera filiera e, in particolare, sugli operatori attivi (prevalentemente) sul mercato extra-rete e nella distribuzione in rete, che agiscono essenzialmente come *price taker* (rispetto alle quotazioni internazionali dei prodotti). Tale esposizione del comparto distributivo italiano si è resa particolarmente evidente in occasione delle tensioni sui mercati internazionali di greggi e prodotti raffinati seguite allo scoppio della guerra in Ucraina¹⁰⁹.

171. La lettura congiunta delle diverse posizioni espresse dagli operatori di mercato fa ritenere che, benché non emerga una carenza di strutture logistiche in Italia, la disponibilità di prodotto all'ingrosso, intesa anche come disponibilità a prezzi non eccessivamente elevati, possa rappresentare un fattore critico nelle fasi di carenza (relativa) di offerta. Ciò vale in particolare per gli operatori diversi dalle principali società petrolifere verticalmente integrate come, peraltro, evidenziato dalla elevata variabilità dei relativi costi di approvvigionamento, sia per la componente quotazione Platts che per il differenziale (delta Platts), successivamente allo scoppio della crisi russo-ucraina.

172. La possibilità di ampliare il numero di basi logistiche utilizzate, accedendo alla capacità di terzi, rappresenta una pre-condizione per assicurarsi gli approvvigionamenti e/o per ottimizzare i costi di trasporto che, infatti, dipendono (anche) dalla distanza tra la base di carico e gli impianti¹¹⁰. In un'ottica più generale, l'incremento del numero di basi logistiche utilizzate consente di ampliare l'ambito geografico di attività. Del resto, che l'accesso alla capacità logistica rappresenti un rilevante elemento per organizzare l'attività di distribuzione di carburanti è dimostrato dal fatto che le principali società petrolifere verticalmente integrate utilizzano numerose basi di carico, anche di proprietà di terzi.

173. L'accesso alla capacità logistica può, inoltre, favorire l'instaurarsi di rapporti di approvvigionamento all'ingrosso dei prodotti petroliferi più stabili e strutturati rispetto agli acquisti *spot* in quanto consente di stoccare i carburanti e dunque di effettuare gli acquisti di carburante anche in un'ottica di ottimizzazione dei costi (oltre che di sicurezza degli approvvigionamenti)¹¹¹. Ciò andrebbe a vantaggio, in particolare, degli operatori indipendenti nella distribuzione in rete.

174. Allo stesso modo, per quanto concerne la disponibilità di carburanti all'ingrosso, lo sviluppo di un mercato (*wholesale*) più liquido e meno vincolato a formule di acquisto *spot* può contribuire a creare condizioni di approvvigionamento più stabili e strutturate per gli operatori indipendenti. Inoltre, lo sviluppo di un vero e proprio mercato all'ingrosso dei carburanti potrebbe favorire il ricorso da parte dei gestori che siano anche proprietari dell'impianto alla possibilità di approvvigionarsi liberamente (senza vincolarsi a rapporti di fornitura in esclusiva con le principali società petrolifere verticalmente integrate), introdotta dal D.L. n. 1/2012.

175. Al fine di favorire l'incontro tra la domanda e l'offerta di capacità logistica e la domanda e l'offerta all'ingrosso di carburanti (liquidi) per autotrazione, il D.Lgs. n. 249/2012 ha introdotto previsioni volte a creare piattaforme a ciò deputate. Le previsioni in questione hanno, tuttavia, trovato un'applicazione solo parziale.

176. In particolare, il D Lgs. n. 249/2012 ha previsto la costituzione presso il Gestore dei mercati energetici S.p.A. (GME) di tre piattaforme di mercato:

- una piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali (articolo 21, comma 1);
- una piattaforma di mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (articolo 22, comma 1);
- un mercato a termine dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (articolo 22, comma 4).

Il medesimo decreto legislativo ha altresì previsto obblighi di trasmissione di dati relativi alla capacità di stoccaggio e/o transito di oli minerali (**i**) in capo ai soggetti titolari di depositi con capacità superiori a 3.000 metri cubi (articolo 21,

¹⁰⁸ [Si veda verbale dell'audizione di UNEM del 22 febbraio 2023.]

¹⁰⁹ [Si veda verbale dell'audizione di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023.]

¹¹⁰ [Si vedano risposte degli operatori alle richieste di informazioni del 18 marzo 2022 e del 25 maggio 2023.]

¹¹¹ [Ad esempio, acquistando carburanti quando i costi di approvvigionamento sono più bassi.]

comma 3) e **(ii)** in capo ai soggetti titolari di capacità di stoccaggio e di impianti di lavorazione di oli minerali (articolo 21, comma 4).

177. Come detto, l'attuazione delle previsioni in questione è stata, tuttavia, solo parziale:

- non è stato completato l'avvio della piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali (articolo 21, comma 1) essendo ancora in corso il periodo transitorio; peraltro, alla piattaforma risultano iscritti due soli operatori;
- la rilevazione della capacità mensile dai titolari di capacità di stoccaggio e di impianti di lavorazione di oli minerali (articolo 21, comma 3) è attuata secondo le modalità previste per il periodo transitorio che, peraltro, riguardano una platea più ristretta di operatori¹¹²;
- per la piattaforma di mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (articolo 22, comma 1) sono stati definiti solo i principi di costituzione;
- non vi è alcun atto relativo alla disciplina del mercato a termine dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (articolo 22, comma 4).

178. Alla luce di quanto sopra considerato sulla rilevanza dell'accesso alla capacità logistica e dell'approvvigionamento all'ingrosso di carburanti, appare auspicabile che si arrivi ad una piena e concreta attuazione delle previsioni contenute nel D.Lgs. n. 249/2012, volta a completare l'iter per la creazione e l'avvio delle piattaforme di mercato per favorire l'incontro tra domanda e offerta di capacità logistica e tra domanda e offerta all'ingrosso di prodotti petroliferi anche a termine. L'implementazione di tali piattaforme potrebbe contribuire allo sviluppo e al rafforzamento della fase di approvvigionamento all'ingrosso di carburanti con effetti positivi sulla capacità di risposta degli operatori alle situazioni di tensioni dal lato dell'offerta nonché sulla capacità degli operatori indipendenti di instaurare rapporti di approvvigionamento più stabili e strutturati per i propri impianti.

V.3 Modelli organizzativi per la rete di distribuzione

V.3.1 I modelli organizzativi

179. La contrattualistica relativa alla distribuzione di carburanti in rete (vale a dire attraverso gli impianti di distribuzione) riguarda **(i)** il rapporto tra proprietario dell'impianto, inteso come titolare della relativa autorizzazione petrolifera o sub-concessione (nel caso degli impianti autostradali), e società petrolifera i cui segni distintivi (colori) sono esposti sull'impianto, e **(ii)** il rapporto tra titolare dell'autorizzazione petrolifera e/o società petrolifera e il gestore (terzo) dell'impianto.

180. Con riguardo ai rapporti *sub (i)*, occorre considerare che i colori di una società petrolifera, ivi comprese quelle diverse dalle principali società verticalmente integrate, possono essere esposti non solo su impianti per i quali si detenga la relativa autorizzazione petrolifera ma anche su impianti di proprietà di terzi, in quest'ultimo caso in forza di contratti detti di convenzionamento¹¹³. Quanto alla titolarità dell'autorizzazione petrolifera, questa può essere ottenuta anche in forma di un contratto di affitto¹¹⁴, in aggiunta all'ipotesi di piena proprietà dell'impianto. Nel caso degli impianti situati sulla rete autostradale non vi è un titolo autorizzatorio bensì una *sub-concessione* per la distribuzione di carburanti.

181. Con riguardo ai rapporti *sub (ii)*, occorre considerare che la gestione di un impianto di distribuzione può essere effettuata in forma diretta (dal titolare dell'autorizzazione o della *sub-concessione*) ovvero essere affidata ad un gestore terzo.

182. In conclusione, il modello organizzativo di un impianto di distribuzione dipende dal titolo in base al quale l'impianto entra a far parte della rete di una data società (proprietà o *sub-concessione*, affitto, contratto di convenzionamento) e dalla modalità di gestione (diretta o affidata a un gestore terzo). Pertanto, per un medesimo impianto la società petrolifera che fornisce i "colori" e i carburanti può trovarsi a dover formalizzare contrattualmente i rapporti con altri due operatori, uno per assicurarsi la disponibilità dell'impianto (*sub-concessione*, affitto o convenzionamento) e uno per regolarne la gestione (affidamento ad un gestore terzo).

183. Con specifico riferimento alle principali società petrolifere verticalmente integrate, emerge una prevalenza del modello "proprietà/gestore terzo" seguita dal modello "convenzionato/gestore terzo"¹¹⁵. Infatti, a fronte di circa 15.000

¹¹² [La disposizione richiede che i soggetti titolari di capacità di stoccaggio e di impianti di lavorazione di oli minerali comunichino al GME i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali. Nel periodo transitorio, i soggetti chiamati a trasmettere informazioni sono i titolari di depositi di stoccaggio di oli minerali situati sul territorio nazionale di capacità superiore a 3.000 metri cubi.]

¹¹³ [Il convenzionamento degli impianti non è circoscritto alle principali società petrolifere ma è diffuso anche tra impianti con marchio indipendente (si vedano risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 18 marzo 2022).

Il contratto di convenzionamento ha ad oggetto la fornitura di carburanti e lubrificanti e la caratterizzazione dei punti vendita con i colori della società petrolifera. L'autorizzazione petrolifera resta in capo al proprietario dell'impianto. La fornitura di carburante da parte dell'impresa petrolifera è in esclusiva ovvero in misura non superiore al 50% laddove il proprietario sia anche gestore dell'impianto e si avvalga della possibilità di rifornirsi liberamente, introdotta dall'articolo 17, comma 1, del D. L. n. 1/2012. La durata massima dei contratti di convenzionamento è pari a cinque anni.]

¹¹⁴ [Il contratto di affitto (del ramo d'azienda costituito da un impianto di distribuzione) prevede il pagamento di un canone a fronte della disponibilità dell'impianto e della voltura dell'autorizzazione petrolifera. L'importo del canone può essere determinato come prodotto tra un importo unitario per la quantità di carburanti venduti potendo eventualmente essere previsto un importo minimo garantito annuale; in taluni casi può essere, invece, pattuito un canone annuo fisso. La durata del contratto è definita attraverso la negoziazione tra le parti.]

¹¹⁵ [Si vedano risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 15 marzo 2023.]

impianti recanti il marchio di una delle suddette società, circa 5.000-6.000 sono di proprietà ma gestite da un soggetto terzo, circa 4.000-5.000 di proprietà di terzi (dunque convenzionate) e gestite da un soggetto terzo, circa 2.000-3.000 sono proprietà e gestite direttamente¹¹⁶. I restanti 2.000-3.000 impianti sono riconducibili a un modello peculiare, denominato "grossista con marchio", in base al quale il titolare del marchio è fornitore di carburante non ha la disponibilità di alcun impianto e non intrattiene rapporti con i gestori¹¹⁷. Vi è, infine, un numero limitato di impianti di cui le società petrolifere dispongono in forza di contratti di affitto e che sono per lo più affidati a gestori terzi.

V.3.2 I modelli contrattuali

184. Il rapporto tra il titolare dell'autorizzazione petrolifera e il gestore dell'impianto è soggetta ad una pervasiva normativa di settore che si è stratificata nel corso del tempo. Vale qui richiamare:

- il D.Lgs. 11 febbraio 1998, n. 32, che ha introdotto un regime autorizzatorio al posto del precedente concessorio e ha individuato il modello contrattuale tra gestore e titolare dell'autorizzazione petrolifera come cessione gratuita dell'uso delle attrezzature con associato contratto di fornitura (o somministrazione) di carburanti¹¹⁸;
- la L. 5 marzo 2001, n. 57, che ha profondamente cambiato la natura della contrattazione relativa alla gestione degli impianti di distribuzione portando al superamento della contrattazione "orizzontale" (tra associazioni rappresentative delle società petrolifere e associazioni rappresentative dei gestori) a favore di quella "verticale" (tra singole società petrolifere e associazioni rappresentative dei gestori)¹¹⁹;
- il D.L. 24 gennaio 2012, n. 1, che ha previsto la possibilità di utilizzare nuove tipologie contrattuali, per l'affidamento e l'approvvigionamento degli impianti di distribuzione carburanti, che siano tipizzate attraverso accordi tra le associazioni rappresentative delle società petrolifere e le associazioni rappresentative dei gestori.

185. Allo stato, la normativa vigente ha portato all'individuazione di due modelli contrattuali:

- comodato gratuito delle attrezzature e associato contratto di fornitura in esclusiva dei carburanti, individuato a livello normativo (D.Lgs. 11 febbraio 1998, n. 32). Si tratta del modello tradizionale del mercato italiano, tuttora largamente utilizzato¹²⁰;
- comodato gratuito delle attrezzature e associato contratto di commissione, "tipizzato" in attuazione di una più recente normativa (D.L. 24 gennaio 2012, n. 1). Si tratta di un modello di recente "tipizzazione" (dicembre 2018) e la cui utilizzazione non appare, allo stato, significativa¹²¹.

186. Con riferimento al primo modello contrattuale, benché la norma non lo espliciti, i contratti di fornitura sono stati di fatto sempre in esclusiva. Successivamente, il D.L. 24 gennaio 2012, n. 1 ha introdotto la possibilità per i gestori che siano anche titolari dell'autorizzazione petrolifera di approvvigionarsi liberamente¹²².

187. Entrambi i modelli contrattuali prevedono che le attrezzature fisse e mobili per la distribuzione di carburanti siano a messe a disposizione del gestore a titolo gratuito. Sia il contratto di fornitura che il contratto di commissione sono (o devono essere) completati da accordi sottoscritti tra le associazioni rappresentative dei gestori e le singole società petrolifere (accordi aziendali) nei quali vengono definite, tra l'altro, le contropartite monetarie che regolano il rapporto tra il titolare dell'autorizzazione petrolifera e il gestore¹²³.

188. Per quanto di interesse nella presente indagine, la principale differenza tra il contratto di fornitura e il contratto di commissione risiede nel soggetto deputato a definire il prezzo di vendita del carburante: nel primo caso, il prezzo è definito dal gestore dell'impianto, tenuto conto del fatto che la società petrolifera che fornisce il carburante, di norma,

¹¹⁶ [Se si guarda alle singole società petrolifere, emerge una differenziazione delle modalità organizzative adottate prevalendo, di volta in volta, il modello "proprietà/gestore terzo"; i modelli "convenzionamento/gestore terzo" e "proprietà/gestore terzo", il modello "proprietà/gestione diretta" ovvero verificandosi che i modelli "proprietà/gestore terzo", "proprietà/gestione diretta" e "convenzionamento/gestore terzo" sono rappresentati in maniera abbastanza simile.]

¹¹⁷ [Il modello "grossista con marchio" è adottato, in particolare, da Esso.]

¹¹⁸ [Si veda articolo 1, comma 1, del D.Lgs. 11 febbraio 1998, n. 32.]

¹¹⁹ [Si veda articolo 19, comma 3, della L. 5 marzo 2001, n. 57.]

¹²⁰ [La durata dei contratti è di sei anni rinnovabile tacitamente per ulteriori sei anni; per gli impianti autostradali la durata del contratto di comodato è di nove anni o comunque commisurata alla durata della sub-concessione.]

¹²¹ [Si veda audizione delle associazioni rappresentative dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA e FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023. Si vedano altresì risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 15 marzo 2023.]

¹²² ["I gestori degli impianti di distribuzione dei carburanti che siano anche titolari della relativa autorizzazione petrolifera possono liberamente rifornirsi da qualsiasi produttore o rivenditore nel rispetto della vigente normativa nazionale ed europea. A decorrere dal 30 giugno 2012 eventuali clausole contrattuali che prevedano per gli stessi gestori titolari forme di esclusiva nell'approvvigionamento cessano di avere effetto per la parte eccedente il 50 per cento della fornitura complessivamente pattuita e comunque per la parte eccedente il 50 per cento di quanto erogato nel precedente anno dal singolo punto vendita. Nei casi previsti dal presente comma le parti possono rinegoziare le condizioni economiche e l'uso del marchio" (articolo 17, comma 2, che modifica dell'articolo 28, comma 12, del D.L. 6 luglio 2011, n. 98).]

¹²³ [Si vedano verbale dell'audizione delle associazioni dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA, FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023, verbale dell'audizione di UNEM del 22 febbraio 2023 e risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 15 marzo 2023.]

indica un prezzo consigliato e un prezzo massimo al gestore terzo¹²⁴; nel secondo caso il prezzo è definito dalla società petrolifera (che fornisce il carburante) poiché il gestore vende in nome proprio e per conto della medesima società petrolifera¹²⁵.

189. Nei casi di convenzionamento vi sono tre soggetti coinvolti in rapporti contrattuali per la gestione dell'impianto: il titolare dell'impianto (vale a dire dell'autorizzazione petrolifera), la società petrolifera, che fornisce il carburante oltre ai colori dell'impianto, e il gestore. In tali casi, il rapporto di fornitura può essere instaurato con il titolare dell'autorizzazione (convenzionato), che provvederà a sua volta a rifornire il gestore, ovvero direttamente con il gestore¹²⁶.

190. Dalle informazioni disponibili emerge come, nel caso in cui il rapporto di fornitura carburanti intercorra tra il titolare dell'autorizzazione (convenzionato) e la società petrolifera, il prezzo di cessione dei carburanti possa essere definito come "prezzo consigliato" o come "Platts più un differenziale"¹²⁷. Nel caso in cui il rapporto di fornitura intercorra tra il gestore dell'impianto (convenzionato) e la società petrolifera, il prezzo di cessione dei carburanti al gestore è, di norma, definito come prezzo consigliato meno margine del gestore. Quest'ultima grandezza è definita negli accordi "aziendali" (tra singole società petrolifere e associazioni rappresentative dei gestori) come importo unitario (per litro).

V.3.3 Applicabilità dei modelli contrattuali nel contesto attuale

191. Con riguardo alla rispondenza dei modelli contrattuali al contesto di mercato, è stato evidenziato come la situazione attuale si differenzi da quella che ha ispirato la normativa vigente (con particolare riferimento alla legge n. 57/2001)¹²⁸ nella quale gli impianti di distribuzione erano per lo più riconducibili alle principali società petrolifere verticalmente integrate (anche attraverso il "convenzionamento") il cui numero era limitato (fino a 8). Rispetto a tale assetto è notevolmente aumentato il numero di soggetti proprietari di impianti di distribuzione, per due ordini di ragioni: la rilevanza degli impianti di proprietà di terzi nelle reti di distribuzione con marchio delle principali società petrolifere verticalmente integrate (circa 4.000-5.000 su circa 15.000) e la diffusione di impianti che espongono marchi indipendenti o non espongono alcun marchio (v. *infra*, capitolo VI).

192. A fronte di un incremento sostanziale del numero di soggetti con i quali devono essere conclusi accordi "aziendali", i modelli contrattuali previsti sono solo due. La disparità tra il numero di strumenti disponibili e la consistenza della platea di soggetti interessati (che comprendono anche i gestori) è tale da far ritenere che essa possa influire in maniera significativa sulle possibilità di definire accordi "aziendali" per dare concreta attuazione ai modelli contrattuali.

193. È stato altresì rappresentato come si siano diffuse tipologie contrattuali, quali la guardiania e l'appalto, che una parte degli operatori, rappresentativa dei gestori, ritiene non coerenti con la normativa di settore in quanto non previste esplicitamente né tipizzate¹²⁹. Dette tipologie contrattuali sarebbero utilizzate in maniera trasversale dai soggetti proprietari di impianti, ivi comprese le principali società petrolifere verticalmente integrate nei casi in cui queste affidino la gestione degli impianti a società interamente controllate. La diffusione di modelli contrattuali "atipici" può essere considerata sintomatica di una difficoltà dei gestori e dei titolari degli impianti di organizzare le rispettive attività, in maniera adeguata rispetto alle esigenze del mercato, utilizzando i due soli modelli contrattuali comodato gratuito-fornitura di carburanti e comodato gratuito-contratto di commissione.

194. Le criticità relative all'applicabilità dei modelli contrattuali riconducibili all'evoluzione del contesto di mercato (incremento del numero di soggetti proprietari di impianti di distribuzione), avvalorate dalla diffusione di forme contrattuali che una parte dei soggetti interessati ritiene non conformi alla normativa vigente, fanno ritenere che la medesima normativa non sia del tutto adeguata allo scopo di fornire agli operatori di mercato gli strumenti per definire forme contrattuali adeguate alle attuali esigenze del mercato. Ciò potrebbe rendere più complesso un ammodernamento della rete di distribuzione relativamente ai livelli di servizio offerti, anche nella prospettiva che le stazioni di rifornimento possano aprirsi a nuove forme di alimentazione degli autoveicoli e, in particolare, all'elettricità.

195. Alla luce di quanto osservato, una revisione della normativa relativa alla gestione degli impianti di distribuzione, volta a favorire la definizione di tipologie contrattuali diversificate, potrebbe favorire la concreta applicazione delle medesime tipologie (attraverso accordi "aziendali") e, in via mediata, un'organizzazione delle attività di distribuzione idonea a rispondere alle esigenze di mercato.

¹²⁴ [Si veda verbale dell'audizione di UNEM del 22 febbraio 2023. Il prezzo massimo è, di norma, definito come prezzo consigliato più un differenziale.]

¹²⁵ [Si veda verbale dell'audizione delle associazioni rappresentative dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA e FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023.]

¹²⁶ [In entrambe le ipotesi il comodato delle attrezzature intercorre tra il titolare dell'autorizzazione e il gestore.]

¹²⁷ [Si vedano risposte degli operatori alla richiesta di informazione del 15 marzo 2023.]

¹²⁸ [Si veda verbale dell'audizione delle associazioni rappresentative dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA e FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023.]

¹²⁹ [Si veda verbale dell'audizione delle associazioni rappresentative dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA e FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023.]

V.4 Modalità di definizione dei prezzi nella distribuzione in rete

196. Nella fase di distribuzione dei carburanti si possono individuare tre livelli di prezzo: il prezzo di cessione dei carburanti al proprietario/convenzionato o al gestore dell'impianto, il prezzo consigliato al gestore e il prezzo di vendita praticato al consumatore.

197. Le quotazioni di riferimento della benzina e del gasolio (Platts) costituiscono un punto di riferimento centrale per la definizione dei prezzi consigliati e dei prezzi di cessione dei carburanti ai proprietari/convenzionati e ai gestori e ciò indipendentemente dal fatto che i prezzi in questione siano definiti come valori a sé stanti ovvero come somma della quotazione di riferimento e di un differenziale¹³⁰. I prezzi devono altresì coprire i costi che le società petrolifere sostengono per gli impianti e per il loro approvvigionamento, per gli oneri imposti dalla normativa di settore (scorte d'obbligo e biocarburanti) e, in generale, per lo svolgimento dell'attività; inoltre, i prezzi devono coprire i costi afferenti alla gestione aziendale (costi amministrativi e generali) e gli oneri derivanti dalla gestione finanziaria.

198. Una componente dei costi relativi agli impianti è data dal margine riconosciuto al gestore. Secondo le evidenze raccolte nel corso dell'indagine il margine in questione è, in media, compreso tra 3,5 e 4,2 centesimi per litro¹³¹. È stato altresì evidenziato come nel caso di contratti non "tipizzati", come la guardiania e l'appalto, il margine sarebbe significativamente minore restando compreso tra 1,5 e 2 centesimi per litro.

199. Gli oneri derivanti dalle prescrizioni relative alle scorte obbligatorie di prodotti petroliferi (greggio e prodotti raffinati) gravano sui soggetti che immettono in consumo prodotti petroliferi, tra cui benzina e gasolio, sia nella forma di tenuta di scorte di sicurezza sia nella forma di copertura dei costi di istituzione e funzionamento dell'Organismo centrale di stoccaggio italiano (OCSIT)¹³². Il livello delle scorte di sicurezza e specifiche è definito annualmente con decreto ministeriale. Con riferimento alla copertura dei costi dell'OCSIT, il contributo a carico degli operatori che immettono prodotti petroliferi al consumo si compone di una parte fissa e di una parte variabile e viene definito annualmente con decreto interministeriale; per il 2021 la quota fissa è stata fissata pari a 50 euro, la quota variabile pari a 1,505470 euro/tonnellata per i prodotti petroliferi immessi in consumo nel 2020¹³³.

200. Gli obblighi di immissione al consumo di biocarburanti¹³⁴, gravanti sui fornitori di benzina e gasolio, possono essere ottemperati attraverso la miscelazione, ciò che implica il sostenimento dei costi di acquisto e/o autoproduzione di biocarburanti, ovvero attraverso l'acquisto di CIC (certificati di immissione al consumo) rilasciati dal GSE (Gestore Servizi Elettrici). Gli oneri derivanti dagli obblighi di immissione al consumo di biocarburanti sono variabili. Sulla base delle informazioni disponibili si può stimare che il loro valore resti inferiore a 10 centesimi per litro¹³⁵.

201. I costi relativi al finanziamento dell'attività possono assumere particolare rilievo, soprattutto nelle fasi di accresciuta variabilità dei costi di approvvigionamento. Al riguardo, è stato evidenziato come, successivamente alla pandemia, si fossero conclamati problemi di liquidità per gli operatori, in particolare per quelli che operano come rivenditori o che possiedono impianti di distribuzione indipendenti. Inoltre, la fase di eccezionale volatilità dei prezzi di acquisto dei carburanti nel canale c.d. extra-rete, verificatasi successivamente al mese di marzo 2022, avrebbe prodotto una grave crisi di liquidità in ragione del rapido esaurimento delle linee di credito per il pagamento degli approvvigionamenti di carburanti¹³⁶.

202. Sulla definizione dei prezzi consigliati e dei prezzi di vendita decisi dalle società petrolifere (in caso di gestione diretta e nel caso del contratto di commissione) pesano anche le caratteristiche competitive degli ambiti di mercato nei quali si situano i singoli punti vendita. Infatti le società attive nella distribuzione di carburante in rete definiscono le

¹³⁰ [Si vedano risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 17 marzo 2022.]

¹³¹ [Si veda audizione delle associazioni rappresentative dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA e FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023.]

¹³² [Si veda D.Lgs. 31 dicembre 2012, n. 249, Attuazione della direttiva 2009/119/CE che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi. L'obbligo di tenuta delle scorte di sicurezza, che grava sugli operatori che immettono in consumo prodotti petroliferi, può essere delegato all'Organismo centrale di stoccaggio italiano – OCSIT – ovvero ad altri organismi centrali di stoccaggio ovvero ad altri operatori che dispongono di scorte in eccesso o di capacità di stoccaggio. All'OCSIT sono attribuiti i compiti di tenuta delle scorte specifiche (definite sulla base dei giorni di consumo e di prodotti petroliferi individuati; le scorte specifiche sono di proprietà dell'OCSIT e devono essere detenute sul territorio nazionale).]

¹³³ [D.M. 28 dicembre 2022, Determinazione dell'ammontare del conguaglio del contributo 2021 e dell'ammontare provvisorio del contributo 2022 all'Organismo centrale di stoccaggio italiano (OCSIT) per l'effettuazione delle funzioni in materia di scorte petrolifere (G.U. 23 febbraio 2023, n.46).]

¹³⁴ [La percentuale di biocarburanti da immettere al consumo è gradualmente salita dal 5% previsto per il 2015 al 10% previsto dal 2021 (soglia indicata anche per il 2023). In prospettiva, l'obbligo di miscelazione di biocarburanti salirà al 16% entro il 2030: cfr. D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, D.M. 10 ottobre 2014, Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati (G.U. 27 ottobre 2014, n. 250), D.M. 2 marzo 2018, Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti (G.U. 19 marzo 2018, n. 65), D.M. 30 dicembre 2020, Aggiornamento del decreto 10 ottobre 2014, relativamente all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati (G.U. del 5 gennaio 2021, n. 3) e D.M. 16 marzo 2023.]

¹³⁵ [Si vedano risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 17 marzo 2022 e del 25 maggio 2023.]

¹³⁶ [Si veda verbale dell'audizione di Assopetroli-Assoenergia del 13 marzo 2023.]

proprie politiche di prezzo anche in ragione dei prezzi praticati negli impianti che espongono colori di altre società e che possano esercitare una pressione concorrenziale¹³⁷.

203. Detti ambiti locali hanno un'ampiezza circoscritta e, pertanto, le società che operano su tutto il territorio nazionale prendono in considerazione un numero elevato di ambiti locali¹³⁸. Per quanto concerne le principali società petrolifere verticalmente integrate, le informazioni disponibili evidenziano come vi possano essere approcci piuttosto differenziati rispetto all'individuazione degli ambiti locali di mercato sia con riguardo al numero di impianti concorrenti monitorati sia con riguardo all'ampiezza degli ambiti.

204. Nel caso degli impianti autostradali, sul livello dei prezzi incidono anche le *royalty* per la sub-concessione e i maggiori oneri derivanti dai livelli di servizio richiesti dal concessionario autostradale¹³⁹. È stato, altresì, evidenziato come le maggiori dimensioni degli impianti autostradali comportino oneri più elevati di manutenzione e gli investimenti richiesti per l'aggiudicazione della sub-concessione determinino una più elevata incidenza degli ammortamenti. Inoltre, il periodo di ammortamento degli investimenti è più breve sulla rete autostradale rispetto a quella ordinaria.

VI. LA DISTRIBUZIONE AL DETTAGLIO

VI.1 La liberalizzazione del settore

205. In Italia il mercato della vendita al dettaglio di carburanti per autotrazione è stato interessato negli anni da numerosi interventi legislativi, nell'ottica di liberalizzare un settore storicamente caratterizzato da rilevanti barriere e vincoli regolamentari. Il processo di liberalizzazione ha preso avvio dalla fine degli anni 90, con misure che hanno riguardato sia l'accesso sia l'esercizio dell'attività di distribuzione carburanti.

206. Nello specifico, il Decreto Legislativo 11 febbraio 1998, n. 32, ha introdotto un regime autorizzatorio al posto del precedente concessorio, eliminando al contempo gran parte delle limitazioni esistenti rispetto all'apertura di nuovi impianti, tra cui quelle relative a distanze e superfici minime¹⁴⁰. Il processo di liberalizzazione ha trovato nuovi impulsi in successive modifiche del decreto (Legge 28 dicembre 1999, n. 496) e disposizioni ulteriori, come la Legge 5 marzo 2001, n. 57, in materia di apertura e regolazione dei mercati, nonché la prima e seconda legge annuale sulla concorrenza (Legge 24 marzo 2012, n. 27; Legge 4 agosto 2017, n. 124). Con riguardo all'esercizio dell'attività, dal 2012 sono state introdotte misure di liberalizzazione sulla tipologia di impianti, sulle forme contrattuali, sulla vendita di beni e servizi *non oil*¹⁴¹. Su tale processo per la sua parte normativa originaria si sono già soffermate a loro tempo due precedenti indagini conoscitive dell'Autorità¹⁴² e numerose segnalazioni¹⁴³, alle quali pertanto si rinvia per approfondimenti.

207. In questa sede si ricorda come la rimozione delle barriere all'ingresso sia un elemento di particolare importanza per la concorrenza nei mercati locali della distribuzione al dettaglio di carburanti. Sono numerosi gli studi empirici dedicati a questi specifici mercati da cui emerge come la presenza di barriere all'entrata rafforzi il potere di mercato delle imprese integrate verticalmente, poiché la scarsa contendibilità determina stabili assetti di tipo oligopolistico, con possibilità di aumento dei margini degli operatori presenti. Di converso, è stato dimostrato che l'ingresso nei mercati locali di nuovi *competitor* nella distribuzione carburanti può avere un significativo effetto strutturale di riduzione dei prezzi complessivi¹⁴⁴. Anche l'ampiezza del c.d. *pass-through*, ovvero la misura in cui l'introduzione di una riduzione del peso

¹³⁷ [Si vedano risposte degli operatori alle richieste di informazione del 17 e 18 marzo 2022.]

¹³⁸ [Nel caso di un operatore nell'ordine di alcune centinaia.]

¹³⁹ [Si vedano risposte degli operatori alla richiesta di informazioni del 15 marzo 2023.]

¹⁴⁰ [Cfr. articolo 83-bis D.L. n. 112/2008; D.L. n. 1/2012, convertito in Legge n. 27/2012, che ha previsto che l'apertura di un impianto non può essere subordinata alla presenza obbligatoria contestuale di più tipologie di carburanti.]

¹⁴¹ [In particolare il D.L. n. 1/2012, convertito in Legge n. 27/2012, ha liberalizzato le forme contrattuali relative ai rapporti tra proprietari e gestori degli impianti (articolo 17, comma 2); gli impianti totalmente automatizzati (*ghost*), al di fuori dei centri abitati (articolo 18); la vendita presso le stazioni di servizio di ogni bene e servizio, inclusi i tabacchi (articolo 17, comma 4). Il D.L. n. 1/2012, ha poi eliminato l'obbligo di esclusiva nell'approvvigionamento per i gestori proprietari degli impianti.]

¹⁴² [Cfr. AGCM, provvedimento n. 9636/2001, cit. (IC21); provvedimento n. 24153/2012, cit. (IC44).]

¹⁴³ [Cfr. ex multis le segnalazioni AS1058 Considerazioni sulle disposizioni relative al mercato della distribuzione in rete di carburanti e sulle restrizioni allo sviluppo degli impianti *self service*, in Bollettino n. 25/2013; AS1137 - Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2014, in Bollettino n. 27/2014; AS988 - Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2013, in Bollettino n. 38/2012; AS901 Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza, in Bollettino Supplemento/2011; AS659 Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza, in Bollettino n. 4/2010.]

¹⁴⁴ [I fattori statisticamente più significativi nell'influenzare i prezzi sono la densità e la vicinanza dei punti vendita negli ambiti locali di riferimento, oltre al grado di concentrazione e ai volumi di traffico: mentre una più alta densità di punti vendita e l'aumentare della prossimità degli impianti concorrenti determinano spinte nel senso di una riduzione dei prezzi, l'effetto è opposto laddove aumenta il grado di concentrazione. Cfr. tra i tanti A. Kihm – N. Ritter – C. Vance, *Is the German Retail Gasoline Market Competitive? A Spatial-Temporal Analysis Using Quantile Regression*, Land Economics, Vol. 92, No. 4 (November 2016), pp. 718-736; L. C. B. Cardoso – C. F. A. Uchôa – W. Huamani – D. R. Just, R. V. Gomez, *Price effects of spatial competition in retail fuel markets: the impact of a new rival nearby*, Paper in Regional Sciences, Volume 101, Issue 1 February 2022; Baohui Liu, *Gasoline Price and Competition: New Evidence from Traffic Pattern*, Journal of Applied Business and Economics, Vol. 22 No. 2 (2020); per l'Italia M. Alderighi, M. Baudino, *The pricing behavior of Italian gas stations: Some evidence from the Cuneo retail fuel market*, Energy Economics, 50, 33-46, 2015; M. Alderighi & C.A. Piga,

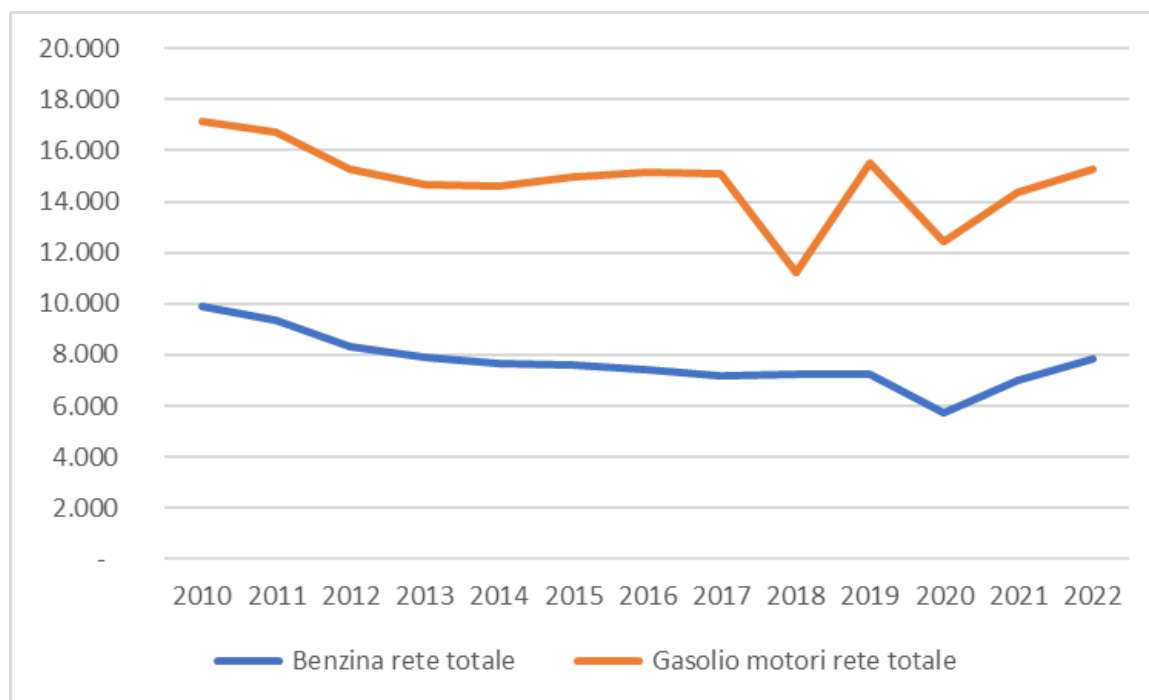
fiscale si traduce in minori prezzi al consumo, è influenzata dalla presenza di barriere all'entrata. Ove presenti, esse riducono l'impatto positivo sul prezzo finale di una minore tassazione¹⁴⁵.

208. Il settore è stato inoltre destinatario di diverse norme, tra cui l'istituzione di un Fondo per la razionalizzazione della rete¹⁴⁶, norme volte alla chiusura di impianti c.d. incompatibili rispetto alle esigenze di sicurezza stradale, piani di ristrutturazione della rete, ordinaria e autostradale. Con specifico riferimento all'obiettivo di razionalizzazione della rete distributiva, la L. n. 124/2017 (Legge annuale per la concorrenza) ha istituito l'anagrafe degli impianti di distribuzione: la norma richiede che i titolari di autorizzazione petrolifera dichiarino la compatibilità dei propri impianti rispetto a obiettivi di sicurezza stradale, prevedendo al contempo strumenti volti a favorire la chiusura o l'adeguamento degli impianti incompatibili.

VI.2. Andamento della domanda di carburanti

209. Dal 2000 a oggi si assiste a una progressiva e strutturale riduzione dei consumi petroliferi, in Italia e in Europa, ascrivibile a cause diverse tra cui la transizione ecologica avviata dall'Unione Europea e l'innovazione tecnologica che ha aumentato l'efficienza energetica dei veicoli¹⁴⁷. Per quanto riguarda specificamente i consumi di carburanti per autotrazione sulla rete, sia la domanda di benzina che quella di gasolio hanno registrato negli anni un *trend* in diminuzione, anche in ragione della superiore efficienza energetica delle nuove vetture immesse in circolazione. Come si vede dal grafico 6.1, che riporta l'andamento dei consumi di benzina e gasolio sulla rete, dal 2010 al 2021, il dato risulta nettamente decrescente, con una riduzione evidente soprattutto per la benzina.

Grafico 6.1 - Consumi di benzina e gasolio sulla rete (000/T) 2010-2022



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

210. Di gran lunga più marcata è stata la contrazione dei consumi di carburante sulla rete autostradale, come si evince dal grafico 6.2 (sulle autostrade, v. anche *infra*).

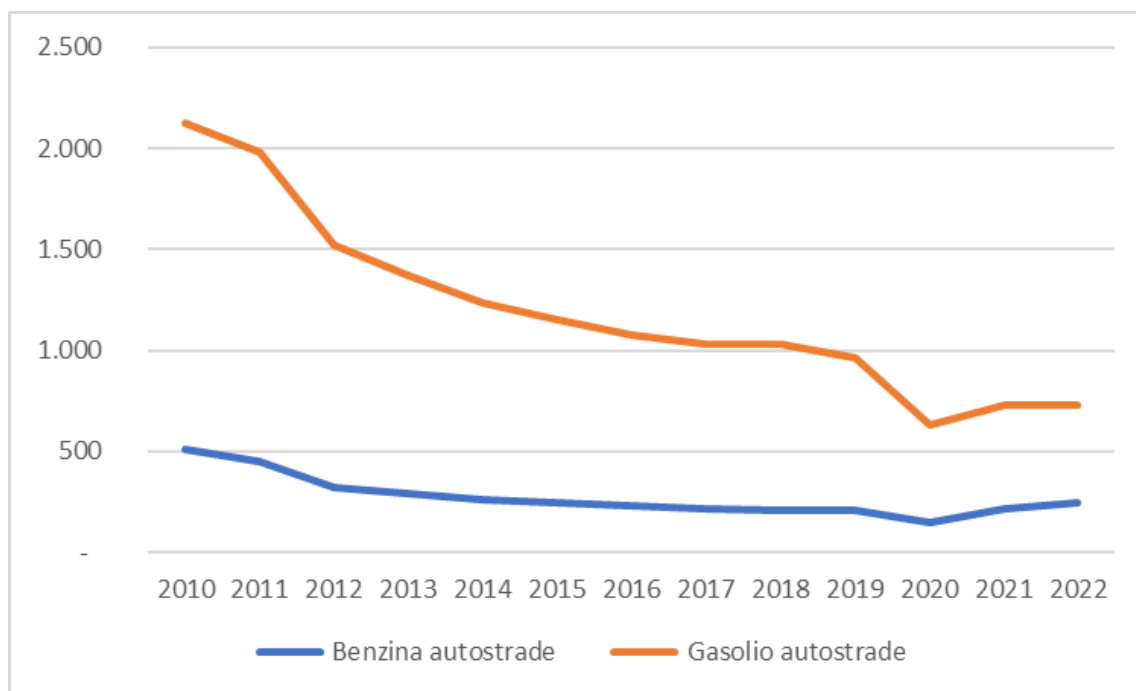
(2012). *Localized competition, heterogeneous firms and vertical relations*, *The Journal of Industrial Economics*, 60(1), 46-74. Cfr. anche EIA *Gasoline explained. Regional gasoline price differences* su <https://www.eia.gov/>]

¹⁴⁵ [Cfr. C. Genakos-M. Pagliero, *Competition and Pass-Through: Evidence from Isolated Markets*, *American Economic Journal: Applied Economics*, Vol. 14, no. 4, October 2022, pp. 35-57. Usando dati sui prezzi degli impianti carburanti in piccole isole greche gli autori mostrano come i benefici di variazioni inattese nelle accise sono trasferiti sui prezzi dei consumatori finali in un modo - sia come ampiezza sia come velocità di trasmissione - che varia in base al numero di rivenditori; il pass-through va da 0,4 nei mercati in monopolio fino a 1 nei mercati in cui vi sono almeno 4 rivenditori.]

¹⁴⁶ [Istituito dal D.L. n. 32/1998; D.L. n. 98/2011.]

¹⁴⁷ [Se nel 2000 in Italia i consumi totali di prodotti petroliferi erano di 93,5 mio./ton, nel 2010 erano scesi a 73,7 mio./ton; nel 2019, ultimo anno prima della crisi dei consumi legata alla pandemia, i consumi petroliferi erano scesi ulteriormente, a circa 60,2 mio./ton; dopo la flessione del 2020, anno in cui si è registrato un minimo di circa 50 mio./ton, nel 2021 i consumi sono ripresi, arrivando a superare i 55 mio./ton, ma il trend in diminuzione è proseguito ulteriormente (Fonte: elaborazioni su dati MASE, *Statistiche energetiche e minerarie*).]

Grafico 6.2 - Consumi di benzina e gasolio in autostrada (000/T) 2010-2022



Fonte: elaborazioni su dati MASE, cit.

VI.3 La rete carburanti. Evoluzione, consistenza, caratteristiche

211. Attualmente in Italia la rete distributiva carburanti ha una consistenza di circa 22 mila impianti. Nello specifico, a fine aprile 2023 all'anagrafe degli impianti attivi dell'Osservatorio Prezzi risultavano iscritti 22.338 impianti¹⁴⁸ e, di questi, si stimano circa 21.700 impianti effettivamente operanti¹⁴⁹.

212. Dall'avvio del processo di liberalizzazione ad oggi, sono intervenute diverse modifiche nella fisionomia della rete distributiva carburanti. La prima sostanziale differenza concerne il ruolo degli operatori verticalmente integrati che, per una serie di fattori tra cui gli orientamenti verso la transizione energetica, hanno complessivamente ridotto la propria presenza a livello distributivo, anche attraverso un'attività di progressiva cessione di parte degli impianti ad altri operatori; contestualmente, si è assistito alla crescita degli operatori indipendenti¹⁵⁰. Come mostra il grafico 6.3, se all'indomani della liberalizzazione solo il 3% circa degli impianti era di operatori diversi dalle compagnie petrolifere verticalmente integrate, nel 2010 gli operatori indipendenti erano triplicati; attualmente, essi detengono circa un terzo degli impianti totali¹⁵¹.

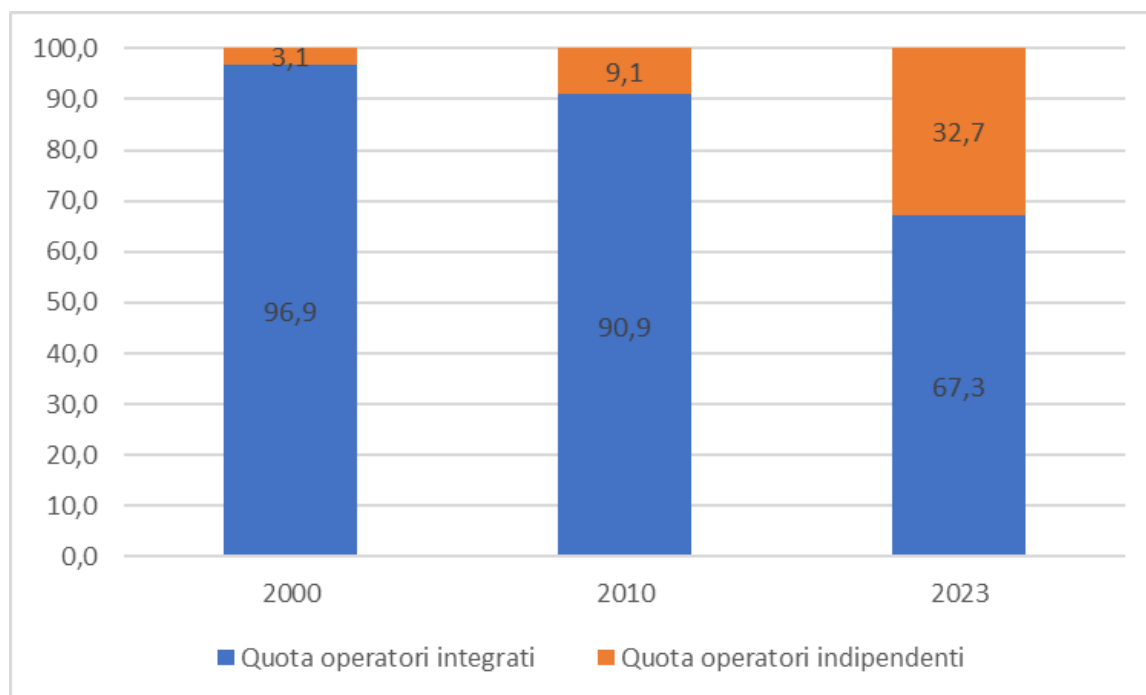
¹⁴⁸ [Dato relativo al 23 aprile 2023. Fonte: anagrafica impianti attivi Ministero delle Imprese e del Made in Italy (di seguito MIMIT). Si tratta della banca dati contenente le informazioni relative agli impianti e ai prezzi praticati dei carburanti per autotrazione come comunicate al Ministero dai gestori dei distributori in attuazione dell'articolo 51 Legge n. 99/2009 (Osservatorio Prezzi), cfr. <https://www.mise.gov.it/it/open-data/elenco-dataset/carburanti-prezzi-praticati-e-anagrafica-degli-impianti>. L'Anagrafe degli impianti di distribuzione dei carburanti istituita dalla Legge n. 124/2017 riporta un numero di punti vendita di poco più alto (22.698) ma il dato pubblicato è aggiornato all'ottobre 2020. Cfr. Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) <https://www.mase.gov.it/energia/gas-naturale-e-petrolio/anagrafe-carburanti>.]

¹⁴⁹ [Dato relativo a inizio 2021. Fonte: UNEM Relazione annuale 2022. UNEM specifica che il numero di impianti riportati dall'anagrafe carburanti del MIMIT è più elevato poiché sono inclusi anche i punti vendita sospesi e gli impianti che erogano solo GPL e/o metano; c'è poi un certo numero di punti vendita cessati.]

¹⁵⁰ [Cfr. anche verbale audizione FAIB, FEGICA, FIGISC, cit.; verbale audizione Assopetroli-Assoenergia, cit.]

¹⁵¹ [Per il 2023: elaborazioni su dati MIMIT, cit.]

Grafico 6.3 - Quota di operatori integrati e indipendenti su totale rete (%)



Fonte: elaborazioni da IC21, IC44, MIMIT, cit.

213. Negli anni, in virtù del descritto processo di riorganizzazione, è cambiata anche l'incidenza delle reti delle principali compagnie petrolifere integrate. Nel 2000 circa il 39% degli impianti esistenti era Agip-IP, un po' meno del 14% Esso, un po' più del 12% Q8. Le altre compagnie, Erg, Tamoil, API, Shell, Fina, avevano ciascuna un numero di punti vendita compreso tra il 5% e il 10% della rete totale. Invece nel 2010 i primi due operatori di rete, ENI e API, avevano ciascuna circa il 20% degli impianti complessivi, il terzo operatore, TotalErg, aveva poco più del 15%, Esso e Q8 un po' meno del 14%, Tamoil e Shell avevano ciascuna un'incidenza di punti vendita sul totale compresa tra il 5% e il 10%¹⁵².

214. Una stima dell'attuale incidenza dei principali operatori è riportata nel grafico 6.4, da cui si evince che le reti a marchio IP e ENI hanno ciascuna un'incidenza inferiore al 19%; Q8 ha circa il 12,5%, Esso – che opera sulla base di un peculiare modello organizzativo, quello del grossista con marchio – poco più del 10%, Tamoil circa il 7%, su un totale di 22.338 impianti censiti¹⁵³. Complessivamente, sono circa 15.000 gli impianti con marchio delle compagnie integrate verticalmente¹⁵⁴. Per quanto riguarda il resto dell'attuale rete distributiva, questa è in parte di operatori senza marchio (pompe bianche) e, per il resto, di operatori che operano con marchi registrati (ricompresi nel grafico nella categoria "Altro")¹⁵⁵.

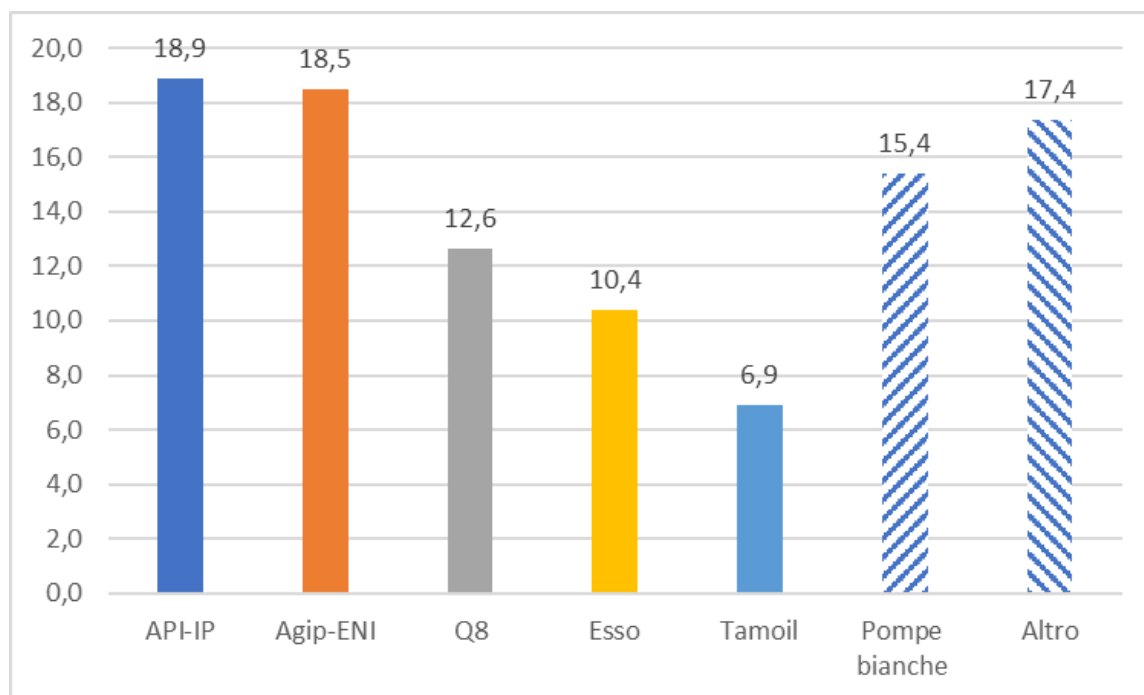
¹⁵² [Fonte: AGCM IC21 e IC44.]

¹⁵³ [Elaborazioni su dati MIMIT, cit.]

¹⁵⁴ [In termini di vendite complessive nel mercato interno di tutti i prodotti dei principali operatori verticalmente integrati, ENI contribuisce per il 25,6%, Esso per il 12%, Q8 per l'8,4%, Tamoil per il 5,2%, Saras per il 3,9%. Fonte: UNEM Databook 2023, dati sul contributo dei maggiori operatori petroliferi nel 2020 (% di vendite al mercato interno di tutti i prodotti). Il dato di Q8 è riferito alle sole società del gruppo associate a UNEM.]

¹⁵⁵ [Si tratta della voce prevalente di tale categoria; le altre voci, numericamente poco significative, comprendono tra l'altro operatori della GDO o operatori integrati verticalmente ma presenti solo in ambiti locali con un numero ridotto di punti vendita.]

Grafico 6.4 - Incidenza operatori integrati su rete totale (% impianti)



Fonte: elaborazioni da MIMIT, cit.

215. L'offerta proveniente dagli operatori indipendenti è particolarmente frammentata, come si evince dall'elevato numero di marchi registrati degli operatori indipendenti (circa 280) e dalle dimensioni significativamente inferiori delle rispettive reti, rispetto a quelle degli operatori integrati: si stima che, tra gli operatori con marchi registrati, quasi due terzi hanno meno di 10 punti vendita; circa il 28% degli operatori con marchi registrati hanno un numero di punti vendita pari o superiore a 10 e inferiore a 100; sono meno di 10 i marchi degli operatori indipendenti con un numero di punti vendita pari o superiore a 100; di questi, il più grande ha poco più di 200 punti vendita¹⁵⁶.

216. In linea generale i distributori indipendenti tendono ad operare in ambito sub-nazionale, a differenza delle compagnie petrolifere e ad essere più diffusi nelle aree dove sono più accessibili le infrastrutture di logistica e vi è più alta densità di depositi, ai fini di facilitare l'approvvigionamento. Una più alta diffusione si osserva nel Nord-Ovest, in Veneto e nel Nord-Est, sul versante tirrenico dalla Toscana alla Campania, sul versante adriatico nelle Marche e in Abruzzo¹⁵⁷.

217. Nell'ambito della categoria dei distributori indipendenti, hanno proprie caratteristiche gli impianti della GDO, una specifica categoria di operatori che, in ragione del modello di *business* e della localizzazione presso punti di particolare densità della domanda, presenta tipicamente alti livelli di erogato medio e maggiore capacità di contenimento dei costi, elementi che le consentono di competere in modo particolarmente efficace sui prezzi¹⁵⁸. In Italia nel corso degli anni si è registrato un aumento di impianti della GDO, passati dagli 82 del 2011 agli attuali 143¹⁵⁹. Tale tipologia di operatore, tuttavia, continua ad avere un'incidenza marginale e concentrata in alcune regioni del Nord e del Centro¹⁶⁰.

218. Dal 2000 ad oggi la rete distributiva ha conosciuto anche significative modifiche di natura qualitativa. Innanzitutto, negli anni si è assistito a una ridefinizione nella composizione della rete per tipologia di punti vendita e, in particolare, a una sostanziale riduzione nel numero dei chioschi/punti isolati e delle stazioni di rifornimento, come si evince dal grafico 6.5. Attualmente il 54% dei punti vendita degli operatori integrati è costituito da stazioni di servizio, e solo il 13% da chioschi/punti isolati; nel 2000 l'incidenza delle stazioni di servizio sul totale della rete era del 35%, a fronte di un peso dei chioschi del 32%¹⁶¹.

¹⁵⁶ [Elaborazioni da MIMIT, cit., dati relativi a febbraio 2023; verbale audizione Assopetroli-Assogestioni, cit.]

¹⁵⁷ [Cfr. verbale audizione Assopetroli.]

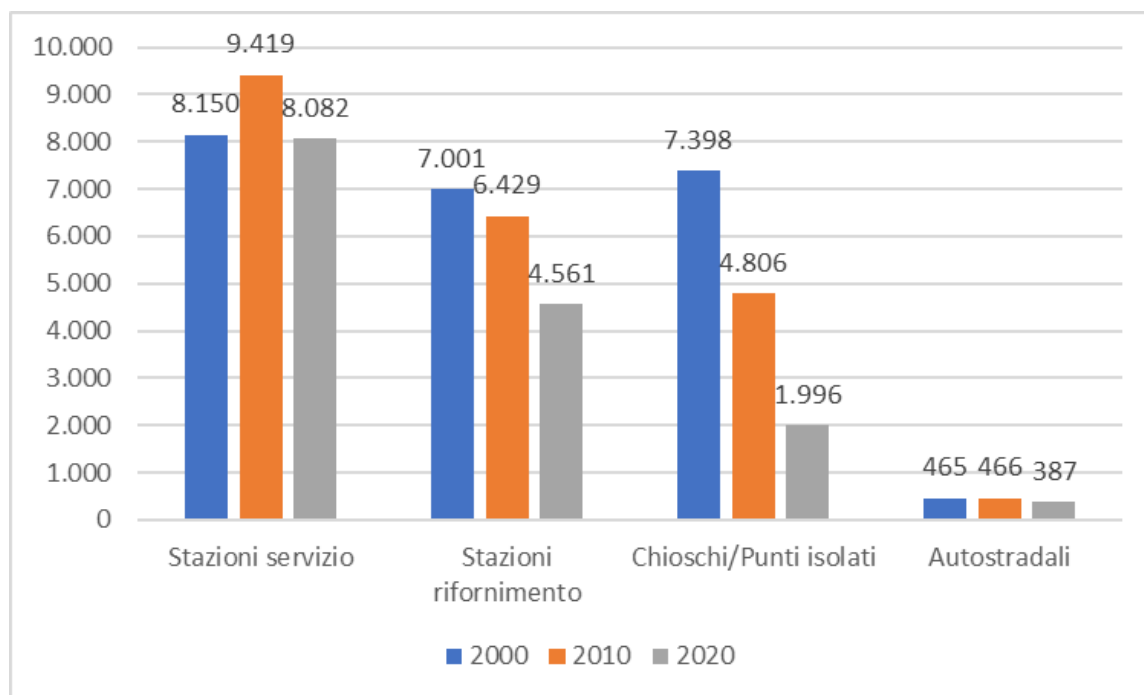
¹⁵⁸ [Cfr. tra gli altri OECD Policy roundtables Competition in Road Fuel 2013; IC44 cit.]

¹⁵⁹ [Fonte: IC44 cit.; UNEM Relazione Annuale 2022; sono inclusi i co-branding con marchi in condivisione, stime relative a inizio 2022.]

¹⁶⁰ [Fonte: UNEM Relazione Annuale 2022; sono inclusi i co-branding con marchi in condivisione, stime relative a inizio 2022.]

¹⁶¹ [Fonte: UNEM Databook 2023, stima su un campione costituito dai principali operatori verticalmente integrati (nel 2021 circa 15 mila su 21.700 impianti complessivi).]

Grafico 6.5 - Tipologia di impianti degli operatori integrati. Evoluzione



Fonte. Elaborazioni su dati UNEM

219. Analogamente, con riguardo agli impianti degli operatori indipendenti, circa la metà è rappresentata da stazioni di servizio, poco più di un terzo da stazioni di rifornimento e circa il 15% da chioschi¹⁶².

220. Un'altra significativa modifica di carattere qualitativo è rappresentata dal sostanziale raddoppio degli impianti *self service*, sia *pre-pay* sia *post pay*¹⁶³. Nel complesso, una quota molto elevata, prossima al 90%, ha il servizio *self service pre-pay*¹⁶⁴.

221. Nonostante la descritta evoluzione della rete distributiva, il valore dell'erogato medio non è aumentato, rimanendo sostanzialmente invariato almeno nel periodo 2000-2010¹⁶⁵ e assumendo in seguito valori anche più bassi rispetto a quelli rilevati nel 2000; a fine 2021 il valore stimato dell'erogato medio per punto vendita sulla rete è stato di 1.237 mc, a fronte dei 1.479 mc stimati nel 2000. Tale riduzione del valore dell'erogato medio per impianto è frutto soprattutto della significativa contrazione dei consumi nel periodo in esame, evidente in modo particolare per la benzina¹⁶⁶, a fronte di una limitata diminuzione nel numero complessivo degli impianti¹⁶⁷.

222. L'erogato medio costituisce un importante indicatore del livello di efficienza complessiva della rete distributiva. Quest'ultimo si riverbera sulle condizioni concorrenziali del mercato: infatti, la gestione di una stazione di servizio implica significativi costi fissi per cui gli operatori che erogano volumi più elevati possono beneficiare di economie di scala, operative e nella fase di approvvigionamento; i minori costi possono consentire ai distributori di praticare prezzi più convenienti.

VI.4 Il confronto con l'Europa

223. Dal confronto con l'Europa, pur tenendo conto dei miglioramenti riscontrati, emerge la permanenza di alcuni significativi divari strutturali. L'Italia, rispetto ai principali Paesi europei e in particolare quelli UE, è infatti tuttora quello

¹⁶² [Fonte: informazioni Assopetroli-Assoenergia.]

¹⁶³ [Fonte: elaborazioni su stime UNEM Relazione annuale 2022, appendice statistica. Gli impianti con tale servizio sono quasi raddoppiati nel caso del *pre-pay* (il numero di impianti è infatti passato dai poco più di 7.700 del 2000 agli oltre 13.000 del 2020) e più che raddoppiati per il *post-pay* (si è passati dai circa quattromila impianti del 2000 ai poco più di 8.500 impianti del 2020).]

¹⁶⁴ [Fonte: elaborazioni su stime UNEM, cit.]

¹⁶⁵ [Nel 2000 il valore era di 1.479, nel 2010 di 1.486. Fonte: UNEM Relazione annuale 2018; cfr. anche IC21 cit..]

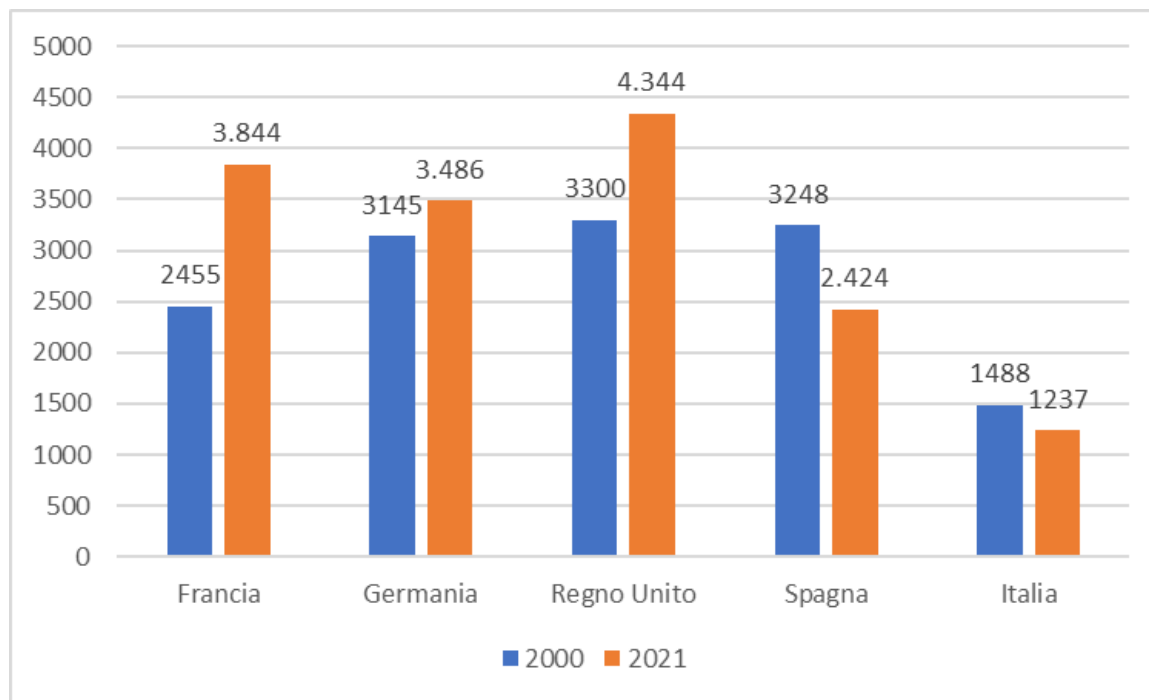
¹⁶⁶ [La domanda di benzina era pari rispettivamente a 16,8 mio/ton nel 2000, 10 mio/ton nel 2010 e 7,1 mio/ton nel 2021; i corrispondenti valori per il gasolio per autotrazione sono invece stati 18,3 mio/ton nel 2000, 25,3 mio/ton nel 2010 e 23,1 mio/ton nel 2021. Fonte: UNEM, cit..]

¹⁶⁷ [Il numero complessivo di impianti in Italia nel 2000 era di 23.900; nel 2010 era di 22.900; nel 2021 era di 21.700. Fonte: stime UNEM, cit.]

con il più basso valore dell'erogato medio, con la sola eccezione della Grecia¹⁶⁸, che ha tuttavia una particolare conformazione geografica¹⁶⁹.

224. Il grafico 6.6 mette a confronto il valore dell'erogato medio nei principali Paesi europei, di dimensioni e caratteristiche più facilmente comparabili, nel 2000 e a fine 2021. Come emerge dal grafico, in Francia, Germania e Regno Unito tale valore è aumentato negli anni, in Spagna, seppure si è ridotto, ha comunque mantenuto valori più alti rispetto a quelli riscontrati in Italia.

Grafico 6.6 - Erogato medio nei principali paesi europei. Evoluzione



Fonte: elaborazioni su dati UNEM e IC21, cit.

225. Vi sono alcune specificità dell'Italia che possono contribuire a spiegare tale divario, tra cui una diversa morfologia del territorio, la minore concentrazione nei centri urbani, una diversa composizione del parco auto (es. per età media, efficienza energetica, cilindrata); in ogni caso, si tratta di un'evoluzione in controtendenza rispetto a quella osservata in ambito europeo.

226. Un altro elemento di differenziazione dell'Italia è costituito dal grado di frammentazione dell'offerta, data la più alta presenza di reti di punti vendita di modeste dimensioni: nel Paese, infatti, sono circa 5.000 le reti composte da meno di 30 punti vendita, a fronte delle circa 3.000 in Spagna, 700 in Francia, 600 in Regno Unito e 400 in Germania¹⁷⁰.

227. Meritevole poi di considerazione è la minore diffusione nella rete distributiva italiana di punti vendita con attività c.d. *non oil*, alle quali può essere ricondotto un valore aggiunto per i consumatori (v. *infra*, capitolo VII). Infatti, seppure incrementate nel corso degli ultimi anni, in Italia le attività *non oil* sono presenti in circa il 27% dei punti vendita della rete, valore che sale a circa il 50% se si considerano i soli impianti di imprese verticalmente integrate, mentre in Germania la percentuale è pari al 93%, nel Regno Unito all'88%, in Spagna al 75%. Nel resto dei Paesi europei considerati la presenza del *non oil* sulla rete di vendita è prossima o superiore al 60%, con limitate eccezioni¹⁷¹.

228. Quanto agli impianti di rifornimento installati presso punti vendita della GDO, si deve rilevare come, contrariamente a iniziali aspettative maturate in una fase di espansione di tali attività commerciali¹⁷², in Italia la loro incidenza sia rimasta sostanzialmente trascurabile, in quanto pari a circa l'1% della rete. Si tratta di un dato percentuale assai lontano da quello osservato in altri importanti Paesi dove la GDO è tradizionalmente molto sviluppata, quali Francia (48%) e Regno Unito (18%), e comunque inferiore rispetto ad altri grandi Paesi europei quali Germania (4%) e Spagna (3%)¹⁷³.

¹⁶⁸ [La Grecia ha un erogato medio di 770 mc per poco più di 5 milioni di vetture e meno di 6 mila punti vendita.]

¹⁶⁹ [Fonte: UNEM data book 2023, dati relativi a fine 2021. I Paesi posti a confronto sono Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Olanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Slovacchia, Spagna, Svezia, Svizzera, Ungheria.]

¹⁷⁰ [Fonte: UNEM Databook 2023 e informazioni fornite da UNEM.]¹⁷¹ [Fonte: UNEM Databook 2023.]

¹⁷¹ [Fonte: UNEM Databook 2023.]

¹⁷² [Cfr. AGCM, IC44, cit..]

¹⁷³ [Fonte: UNEM Databook 2023.]

Peraltro, va rilevato come anche nei Paesi in cui è più forte la presenza della GDO, come il Regno Unito, sia stata di recente osservata un'incidenza decrescente degli impianti di rifornimento annessi rispetto alla concorrenza di prezzo¹⁷⁴.

229. Nel proseguire il confronto con l'Europa, in Italia gli impianti c.d. *ghost*, ovvero interamente automatizzati e privi di personale dedicati all'erogazione, sono circa 3.600 e rappresentano circa il 17% della rete. Tali impianti, che offrono una peculiare tipologia di servizio, a cui studi *ad hoc* hanno attribuito un potenziale positivo impatto sulla concorrenza in termini di prezzi inferiori dei carburanti¹⁷⁵, hanno visto una significativa crescita nel nostro Paese nel corso degli ultimi anni¹⁷⁶, arrivando a superare la percentuale osservata in Paesi come Regno Unito (3%) e Spagna (5%); il dato italiano resta comunque inferiore rispetto ad altre aree, in particolare il Nord Europa, dove per ragioni di densità abitativa/demografica le stazioni *ghost* sono tradizionalmente molto presenti (73% in Danimarca, 65% in Svezia, 54% in Olanda)¹⁷⁷.

230. Per quanto riguarda prospettive di evoluzione della rete di distribuzione nazionale che tengano conto della transizione energetica in corso, e in particolare della progressiva sostituzione del parco veicoli a motore termico con veicoli elettrici, nel 2021 gli impianti di distribuzione carburanti in cui sono presenti anche colonnine di ricarica elettrica costituivano lo 0,6% della rete totale; si tratta di un dato inferiore a quello rilevato in altri grandi Paesi europei come Germania (1,1%), Spagna (2%), Regno Unito (2,2%)¹⁷⁸.

231. Salva la rapida evoluzione dei dati osservati¹⁷⁹, si rileva come l'introduzione di impianti di ricarica elettrica in aree di servizio preesistenti possa rappresentare una significativa prospettiva di trasformazione della rete, con effetti positivi sia sui modelli di *business* che in termini di servizi resi ai consumatori (v. anche *infra*, capitolo VII). A questo proposito, l'elevato numero di stazioni di servizio presenti in Italia, ove così trasformate, potrebbe consentire di raggiungere gli obiettivi di capillarità necessari a sostenere il passaggio alla mobilità elettrica, dati i vincoli tecnologici attuali (durata delle batterie).

VI.5 Attuale assetto dell'offerta: considerazioni critiche

232. Secondo vari operatori del settore, l'attuale assetto della rete distributiva è caratterizzato da un'eccessiva frammentazione dell'offerta, elemento a cui sono state ricondotte alcune criticità suscettibili di influenzare negativamente l'andamento del settore¹⁸⁰. Sono state richiamate, in particolare, un'aumentata opacità nel funzionamento del mercato, nonché il permanere in attività di impianti con un basso erogato a cui si attribuisce una scarsa sostenibilità economica.

233. Quanto all'opacità, questa è stata attribuita al massiccio e rapido ingresso nel mercato di un numero elevato di operatori, molto spesso di piccole dimensioni, senza che gli esistenti strumenti di monitoraggio del mercato fossero rivisti e adeguati di conseguenza. Ciò avrebbe agevolato la diffusione di fenomeni di illegalità ed evasione fiscale, che, oltre ad essere di per sé dannosi per la collettività a fronte di minori entrate erariali, avrebbero consentito a taluni operatori di sfruttare indebiti vantaggi competitivi offerti dai minori costi sopportati, quali per l'appunto il mancato pagamento dell'IVA. La presenza di tali fenomeni nella distribuzione carburanti è stata effettivamente evidenziata in più occasioni dalle istituzioni competenti¹⁸¹.

234. A fronte di tale situazione, soprattutto negli ultimi anni è stata svolta una sostanziale e proficua attività a contrasto delle attività illecite¹⁸². Sono state infatti introdotte diverse misure antifrode, tra cui il rafforzamento del sistema di

¹⁷⁴ ["Our analysis shows that supermarkets continue to price below non-supermarkets, and the presence of a supermarket is associated with lower prices at other PFSSs in the area. However, as noted above, we do observe that supermarket fuel margins have been rising over the past five years; while still below those of non-supermarkets, the gap has narrowed." (CMA, Supply of Road Fuel in the United Kingdom Market Study - Initial Update Report, 6 dicembre 2022, p. 7).]

¹⁷⁵ [CNMC, Analysis of the competitive impact of the entry of unmanned petrol stations in the retail fuel market, Madrid, 11 luglio 2019, https://www.cnmc.es/sites/default/files/2740296_1.pdf.]

¹⁷⁶ [Nello studio spagnolo appena citato l'incidenza in Italia di tali impianti era stimata inferiore all'1% della rete nell'anno 2012 (CNMC, *idem*, p. 9).]

¹⁷⁷ [Fonte: UNEM Databook 2023.]

¹⁷⁸ [Fonte: UNEM Quick Stats, da NOIA Survey on Service Stations al 1° gennaio 2021, <https://www.unem.it/i-numeri-dellenergia/quick-stats/>.]

¹⁷⁹ [Commissione UE, Competition Analysis of the Electric Vehicle Recharging Market Across the EU27+the UK, aprile 2023, p. 133 ss., https://competition-policy.ec.europa.eu/system/files/2023-04/kd0523130enn_electric_vehicles_study_extended_executive_summary.pdf.]

¹⁸⁰ [Si veda verbale dell'audizione delle associazioni dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA, FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023, verbale dell'audizione di ASSOPETROLI del 14 aprile 2023. Si vedano altresì informazioni fornite da UNEM.]

¹⁸¹ [Cfr. ad esempio Guardia di Finanza, audizione Camera dei Deputati, X Commissione (Attività Produttive, Commercio e Turismo), Roma, 12 novembre 2019; DIA, Relazione Semestrale al Parlamento Luglio-Dicembre 2021; Guardia di Finanza, audizione Camera dei Deputati, X Commissione (Attività Produttive, Commercio e Turismo), nell'ambito dell'esame del disegno di legge A.C. 771 di conversione del Decreto-Legge 14 gennaio 2023, n. 5.]

¹⁸² [Cfr. tra altro le misure antifrode adottate con i seguenti provvedimenti: l. 225/2016; l. 232/2016 (Legge di Bilancio 2017); Legge n. 205/2017 (Legge di Bilancio 2018); l. 157/2019; l. 160/2019 (Legge di Bilancio 2020); Legge n. 178/2020 (Legge di Bilancio 2021); D.L. n. 21/2022 c.d. Taglia Prezzi (Legge 20 maggio 2022, n. 51, articolo 5-quater). V. anche UNEM Relazione annuale 2022 e i verbali di audizione citati sopra.]

verifiche e controlli nel settore delle accise, il ricorso obbligatorio a sistemi di tracciamento dei flussi commerciali di carburanti (v. *supra*, capitolo V). Resta in ogni caso fondamentale proseguire nell'attività di contrasto ai fenomeni di illegalità ed evasione fiscale nel settore, anche garantendo un pieno *enforcement* della normativa già introdotta.

235. A questo proposito, varie parti hanno rilevato l'esistenza di banche dati nella disponibilità pubblica che sarebbero scarsamente interconnesse tra loro, con possibili inefficienze nel monitoraggio della rete distributiva e dei relativi flussi. In particolare, l'Agenzia delle Dogane sembra disporre della banca dati più completa e aggiornata degli impianti di distribuzione, mentre l'Anagrafe carburanti del MASE (istituita dalla Legge n. 124/2017) pubblica una situazione della rete che non risulta aggiornata; quanto alla banca dati degli impianti utilizzata dal MIMIT per le rilevazioni funzionali all'Osservatorio Prezzi, la stessa sconcerterebbe disallineamenti informativi rispetto alla situazione realmente esistente sia dei soggetti tenuti a comunicare i dati ai sensi di legge che, in taluni casi, degli stessi prezzi comunicati¹⁸³. Appare pertanto opportuno che le precitate banche dati vengano raccordate tra loro e mantenute aggiornate, anche al fine del perseguimento degli obiettivi istituzionali per i quali sono state istituite.

236. Infine, con riferimento all'esistenza di impianti con un basso erogato, anche a livelli che, secondo quanto rappresentato da più parti, difficilmente consentirebbero di operare in modo economicamente sostenibile¹⁸⁴, il loro permanere non pare qualificabile quale un effetto negativo del processo di liberalizzazione nel suo complesso, andando piuttosto attribuito a condizioni di mercato specifiche. La sostenibilità economica del singolo punto vendita, infatti, dipende da una pluralità di fattori anche molto variabili tra loro, a partire dalla localizzazione e conseguente bacino di domanda. Resta in ogni caso impregiudicata l'esigenza di mantenere e approntare i meccanismi volti a facilitare la chiusura degli impianti non compatibili con condizioni di sicurezza stradale (come la bonifica semplificata dei siti, prevista dalla l. n. 124/2017); va, inoltre, valutata l'opportunità di prevedere incentivi alla chiusura o alla riconversione degli impianti nell'ottica di ampliare la rete per i rifornimenti elettrici¹⁸⁵.

VI.6 La rete autostradale

VI.6.1 Tipologia e durata delle attuali sub-concessioni

237. Con riguardo all'attuale fisionomia della rete carburanti in autostrada, su 473 aree di servizio¹⁸⁶ presenti sulla rete autostradale italiana¹⁸⁷, una parte minoritaria, pari al 16,5% delle 747 subconcessioni attive (dato relativo al 2020), è gestita con affidamento unitario, concernente entrambe le attività, *oil* e ristoro, anche a operatori in ATI; l'affidamento disgiunto, per le sole attività *oil*, riguarda il 43,8% delle subconcessioni, mentre quello per le sole attività ristoro il 39,8%.

238. Il numero di operatori presenti - a seguito dell'affidamento delle sub-concessioni - è molto limitato: per gli affidamenti *oil*, su 24 operatori i primi 4 coprono l'84,6% delle aree di servizio affidate¹⁸⁸; per gli affidamenti *non oil*, su 30 operatori, i primi 4 hanno una quota complessiva dell'81,5%¹⁸⁹.

239. La durata media di una subconcessione *oil* è di 12,1 anni, quella di una subconcessione "ristoro" è di 14,6 anni, per quelle di tipo unitario la durata media è di 16,3 anni; se si considerano le subconcessioni affidate con la tornata di gare del 2008, la durata media mostra una chiara tendenza alla riduzione: 8,6 anni per le subconcessioni *oil*, 11,2 anni per quelle "ristoro", 8,5 anni per quelle "unitarie".

¹⁸³ [Cfr. verbale audizione FAIB-FEGICA-FIGISC, verbale audizione Assopetroli.]

¹⁸⁴ [Ad esempio, secondo le stime di Assopetroli-Assoenergia, impianti con un erogato medio inferiore a 100.000 lt l'anno non sarebbero economicamente sostenibili e un tema di sostenibilità potrebbe porsi anche nel caso di impianti con un erogato inferiore a 300 mila lt l'anno (cfr. verbale di audizione, cit.).]

¹⁸⁵ [Cfr. verbale audizione FAIB-FEGICA-FIGISC; verbale audizione Assopetroli.]

¹⁸⁶ [Di cui solo il 12% con punti di rifornimento per i carburanti GNC e meno dello 0,01% per il GNL, a fronte di una quota di veicoli alimentati a GNC e GNL del 2,51%, valore più alto rispetto alla media UE, pari allo 0,49%. Cfr. ART, delibera 1/2023 contenente "Misure per la definizione degli schemi dei bandi relativi alle gare cui sono tenuti i concessionari autostradali per gli affidamenti dei servizi di distribuzione di carbolubrificanti, di gas naturale compresso e di gas naturale liquefatto e delle attività commerciali e ristorative"; relazione AIR]

¹⁸⁷ [La rete autostradale italiana comprende i tratti affidati in gestione a 25 Concessionari (per un totale di 6.023,5 km) e ad ANAS (per un'estesa di 1.294,4 km), Fonte: ART Relazione AIR delibera 1/2023.]

¹⁸⁸ [Quota in termini di volumi/fatturato. Si tratta di ENI S.p.A., Italiana Petroli S.p.A., Kuwait Petroleum Italia S.p.A., Esso Italiana S.r.l.. Fonte ART, dati relativi al 2019. Se si considerano le sole aree di servizio di dimensioni e volumi più importanti (c.d. classe 1 nella tassonomia ART), su 5 operatori, i primi 4 arrivano al 98,8%.]

¹⁸⁹ [Si tratta di Autogrill Italia S.p.A., Chef Express S.p.A., Maglione S.r.l., ENI S.p.A. Per le aree di classe 1, su 6 operatori, i primi 4 hanno il 94,4%. Fonte ART, dati relativi al 2019.]

240. Nel 2021, l'originaria scadenza prevista delle subconcessioni attuali¹⁹⁰ è stata prorogata di due anni in considerazione del calo di traffico conseguente all'emergenza pandemica¹⁹¹. Ciò nonostante è prossima la scadenza di diverse subconcessioni.

VI.6.2 Confronto con la rete ordinaria

241. Le aree di servizio per la vendita di carburanti in autostrada vengono affidate in gestione all'esito di procedure a evidenza pubblica da parte dei concessionari autostradali. Questi, in ragione della natura di servizio di interesse economico generale delle relative concessioni, sono tenuti al rispetto di appositi schemi di bandi di gara, che prevedono anche specifiche modalità di fornitura dei servizi affidati in *sub-concessione*, sia *oil* che *non oil*, nell'ottica di favorire un ottimale utilizzo dell'infrastruttura da parte degli utenti; ad esempio, sono previsti obblighi di apertura degli impianti 24/7.

242. Nel gennaio 2023 l'Autorità di Regolazione dei Trasporti (ART) ha approvato la delibera 1/2023¹⁹², contenente misure per la definizione degli schemi dei bandi suddetti, sulla cui base, alla scadenza delle attuali sub-concessioni, saranno predisposti i nuovi bandi di gara. L'Autorità ha reso il proprio parere sullo schema di delibera 1/2023, formulando una serie di osservazioni, sostanzialmente recepite dell'ART¹⁹³.

243. Per ottenere l'affidamento della sub-concessione gli operatori sono tenuti al pagamento di corrispettivi (c.d. *royalty*)¹⁹⁴, che costituiscono una componente di costo significativa, assente nel caso della rete stradale. Le *royalty* complessive relative al totale delle concessioni in essere ammontano a oltre 200 milioni di euro, con una variabilità anche elevata dell'incidenza di tale voce sulle vendite¹⁹⁵. Al proposito, nella già citata delibera 1/2023 l'ART ha sottolineato che queste costituiscono un costo per i sub-concessionari che *"se troppo gravoso, può comprometterne l'equilibrio economico-finanziario e/o innescare un processo di progressivo decadimento della qualità del servizio, e dell'efficienza della rete in generale"*¹⁹⁶.

244. In particolare, in corrispondenza dalla tornata di gare del 2007/08, il valore delle *royalties* pagate dalle sub-concessionarie è stato particolarmente elevato e parametrato a volumi di traffico di gran lunga superiori a quelli realizzati successivamente¹⁹⁷; ciò può avere determinato un progressivo aumento dei prezzi e una conseguente ulteriore contrazione dei consumi¹⁹⁸.

245. Il valore delle *royalty*, dunque, è un elemento da tenere in considerazione ai fini della sostenibilità economica della gestione delle aree di servizio, oltre che degli effetti finali sui prezzi dei carburanti. Ciò anche alla luce della più marcata riduzione dei consumi di carburanti osservata in autostrada rispetto alla rete ordinaria (v. *supra*, paragrafo VI.2). Detta riduzione ha peraltro contribuito, nonostante i piani di ristrutturazione della rete autostradale¹⁹⁹, alla sostanziale riduzione dell'erogato medio per area di servizio verificatasi nel corso degli anni, come emerge dal grafico 6.7²⁰⁰.

¹⁹⁰ [254 subconcessioni in scadenza entro il 2021; 17 subconcessioni nel 2022-2023, 233 nel 2024-2025, 135 nel 2026-2027, 108 dal 2028.]

¹⁹¹ [Cfr. ART 1/2023, cit. L'articolo 2, comma 2, del Decreto-Legge 10 settembre 2021, n. 121, convertito nella Legge 9 novembre 2021, n. 156, ha disposto che: "In considerazione del calo di traffico registrato sulle autostrade italiane derivante dall'emergenza epidemiologica da COVID-19 e dalle relative misure di limitazione del contagio adottate dallo Stato e dalle regioni, al fine di contenere i conseguenti effetti economici e di salvaguardare i livelli occupazionali, è prorogata di due anni la durata delle concessioni in corso alla data di entrata in vigore del presente decreto, relative ai servizi di distribuzione di carbolubrificanti e ai servizi di ristoro sulla rete autostradale. La proroga non si applica in presenza di procedure di evidenza pubblica finalizzate al nuovo affidamento delle concessioni di cui al primo periodo e già definite con l'aggiudicazione alla data di entrata in vigore del presente decreto".]

¹⁹² [Delibera ART 1/2023 cit..]

¹⁹³ [AS1821 Bandi di gara dei concessionari autostradali in Bollettino n. 12/2022.]

¹⁹⁴ [Una parte dei quali viene riversata al MIMS, in percentuale variabile, al 2%, al 5% e al 20% dei ricavi conseguiti dalle sub concessioni sul sedime autostradale e dalle altre attività collaterali svolte. Cfr. ART Delibera 1/2023, cit., Relazione di Analisi di Impatto della Regolazione.]

¹⁹⁵ [L'incidenza delle royalty sul complesso dell'attività svolta può essere stimata considerando, nel caso delle concessioni oil, il loro rapporto rispetto ai volumi di carburanti venduti. Tale valore, per l'anno 2019, in media è stato di 0,064 euro/per litro di carbolubrificanti. Nel caso delle concessioni ristoro detta incidenza si può desumere dalla percentuale di royalty sul valore delle vendite, che nel 2019 è stata pari al 17,4% (cfr. ART, Delibera 1/2023, cit., in particolare Relazione di Analisi di Impatto della Regolazione).]

¹⁹⁶ [Cfr. ART delibera 1/2023, Relazione di Analisi di Impatto della Regolazione, cit..]

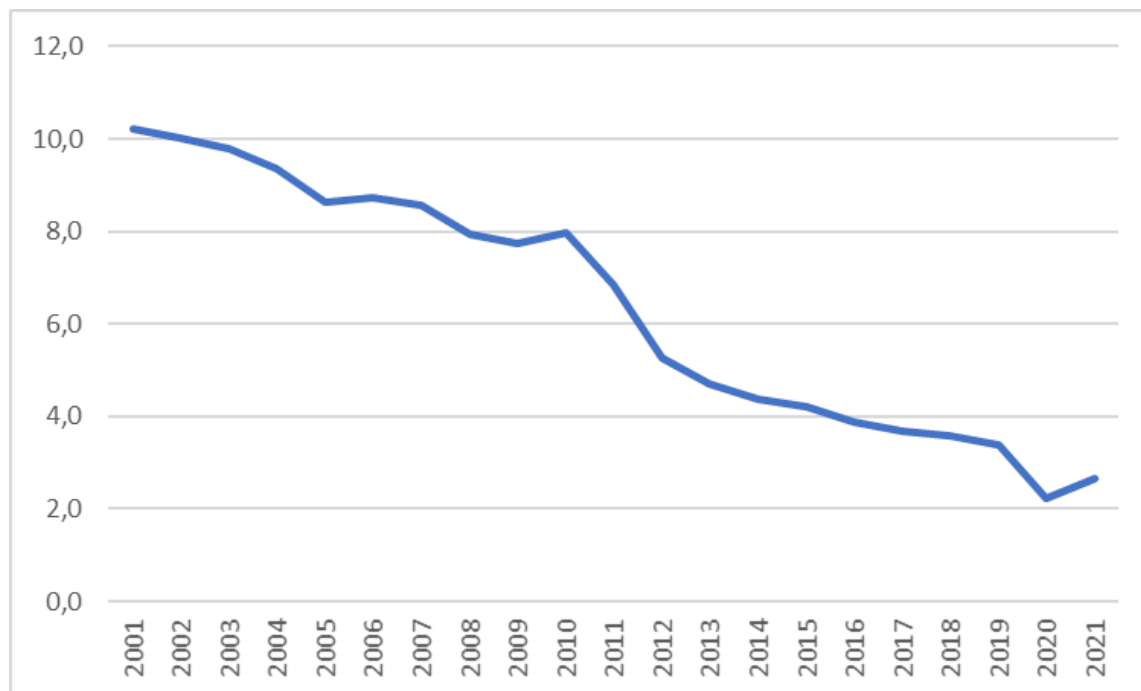
¹⁹⁷ [Cfr. ART delibera 1/2023, cit..]

¹⁹⁸ [Cfr. anche AS1132 Affidamento dei servizi di distribuzione di carbolubrificanti e delle attività commerciali e ristorative nelle aree di servizio autostradali, in Bollettino n. 25/2014.]

¹⁹⁹ [In particolare il piano di ristrutturazione della rete delle aree di servizio autostradali (Decreto Interministeriale del 7 agosto 2015) che interveniva su 463 aree di servizio (di cui 423 in rete in concessione e 40 in rete).]

²⁰⁰ [Rapporto tra vendite carburanti (mIn/lt) e numero aree di servizio rete in concessione.]

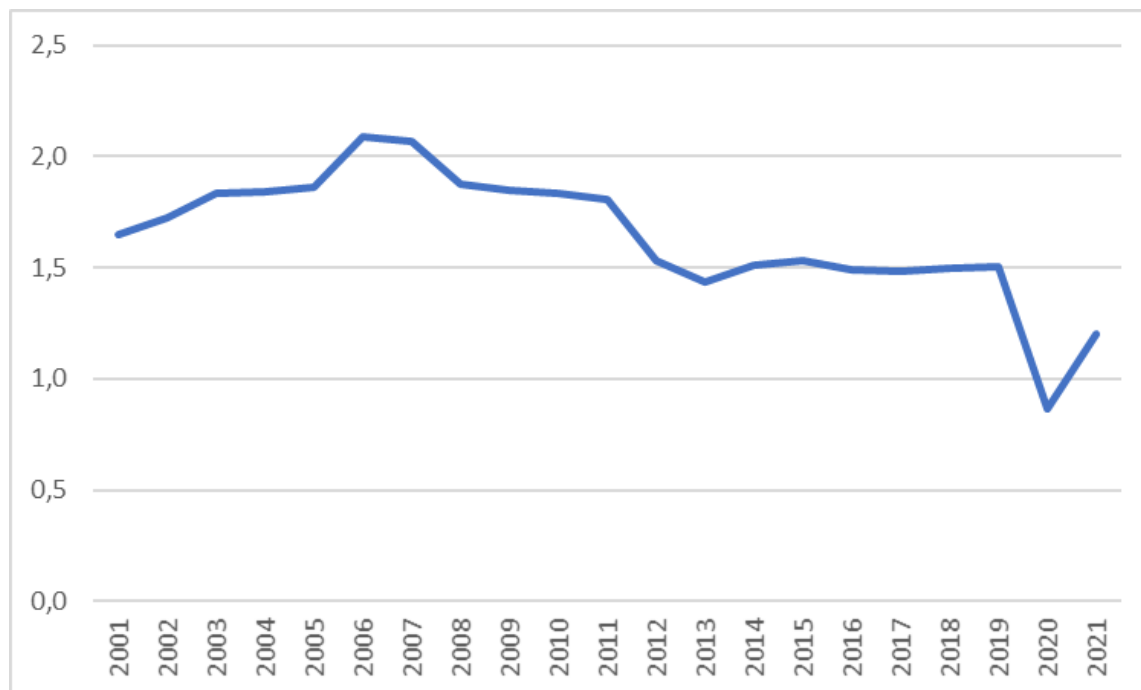
Grafico 6.7 - Autostrade. Evoluzione erogato medio per punto vendita



Fonte: elaborazioni su Report Autostrade, cit.

246. Nello stesso periodo anche il volume d'affari per punto vendita delle attività *non oil* ha mostrato una tendenza alla riduzione, seppure complessivamente meno accentuata (con l'eccezione del periodo pandemico), come si evince dal confronto tra il precedente grafico 6.7 e il grafico 6.8²⁰¹.

Grafico 6.8 - Autostrade. Evoluzione volume d'affari non oil per punto vendita



Fonte: elaborazioni su Report Autostrade, cit.

²⁰¹ [Rapporto tra vendite beni e servizi non oil soggetti a royalty (mln €) e numero punti vendita food&beverage. Nel periodo in questione l'erogato medio per punto vendita è passato da 10,2 mln/lt del 2001 a 2,6 mln/lt nel 2021, mentre il volume d'affari per le attività non oil per punto vendita è passato, invece, da 1,6 mln/€ nel 2001 a 1,2 mln/€ nel 2021. Fonte: Report autostrade, cit.]

VII. SCELTE DI CONSUMO ED EVOLUZIONE DELLA RETE

VII.1 Transizione energetica e prospettive di sviluppo

247. Rispetto alle precedenti indagini sui mercati dei carburanti (fossili) condotti dall'AGCM, fino alla più recente del 2012 (IC44), oltre che per la sua portata complessiva di filiera quella presente si distingue, come già visto, anche per la necessità di dover prendere pur brevemente in esame la questione della transizione energetica in corso.

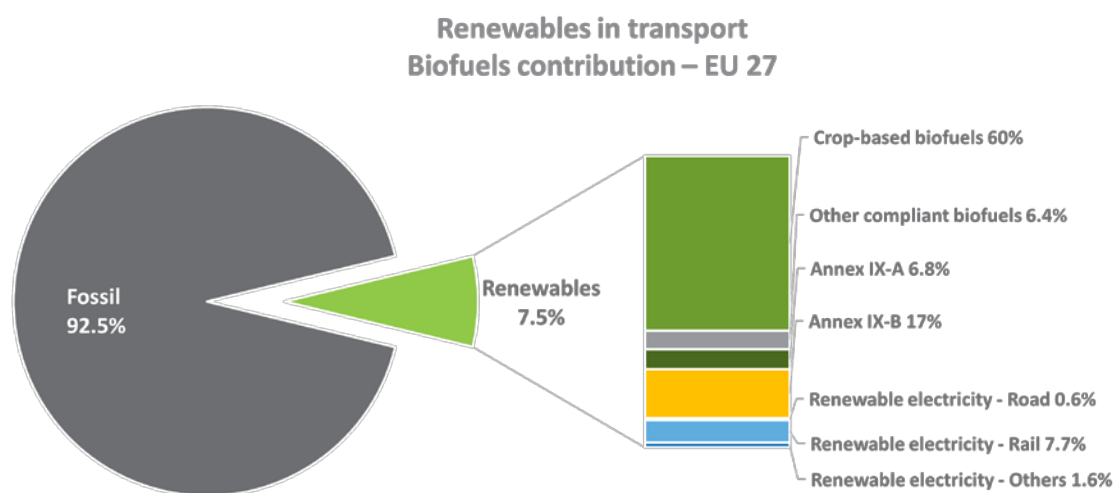
248. Con specifico riferimento alla mobilità interessata dall'indagine emergono quindi, perlomeno in prospettiva, due sotto-temi d'impatto sui consumi, ovvero, da un lato, le possibilità d'impiego di carburanti alternativi rispetto a quelli di origine fossile, dall'altro la progressiva sostituzione dei veicoli con motore a scoppio alimentati da combustibili fossili petroliferi (c.d. motori termici) da parte di veicoli ad alimentazione elettrica ("EV"). Entrambi i temi appena citati possono quindi trovare un loro svolgimento all'interno di un rinnovato contesto commerciale, incentrato su una riorganizzazione della rete di distribuzione dei carburanti per molti versi diversa da quelle in precedenza considerate²⁰², poiché indirizzata da nuove spinte tecnologiche e diverse aspettative di consumo²⁰³.

VII.1.1 Biocarburanti

249. Nella dicitura "biocarburanti" rientrano prodotti combustibili di vario tipo, ma accomunati dall'essere tutti ottenuti non dal petrolio bensì da materie prime di origine organica, quali biomasse, vegetali coltivabili, olii esausti²⁰⁴. In aggiunta agli specifici oneri di miscelazione con i carburanti fossili ai sensi di un'apposita normativa UE (v. *supra*, capitolo V), sono stati indicati obiettivi di immissione al consumo di biocarburanti utilizzabili "in purezza". Nello specifico, la normativa vigente ha disposto che dal 2023 i quantitativi di biocarburanti utilizzati in purezza debbano essere – rispetto ai consumi totali di carburanti, che nell'anno 2021 sono corrisposti rispettivamente a 7 milioni di tonnellate di benzina e 26, 2 milioni di tonnellate di gasolio (*supra*, para 4.11) – pari ad almeno 300.000 tonnellate l'anno, da incrementare di 100.000 tonnellate all'anno fino a un milione di tonnellate a partire dal 2030²⁰⁵.

250. In ambito UE, i biocarburanti hanno visto aumentare costantemente il loro impiego, passando da 14,2 a 17,8 milioni di tonnellate petrolio-equivalenti tra il 2015 e il 2019, anno dopo il quale hanno scontato anch'essi la contrazione dei consumi dovuti all'emergenza pandemica. Rispetto ai consumi complessivi di carburanti, stime relative al 2020 attribuiscono ai prodotti "bio" una percentuale sul totale UE vicina al 6%, come esemplificato dal grafico seguente:

Grafico 7.4 -Percentuale dei biocarburanti sul consumo complessivo UE



Fonte: E-Pure (<https://www.epure.org/news/crop-based-biofuels-still-make-up-the-majority-of-renewables-in-eu-transport/>)

251. Secondo le informazioni raccolte nell'ambito dell'indagine conoscitiva, le attività produttive in Italia di biocarburanti sono attualmente concentrate in due impianti in precedenza destinati alla lavorazione di petrolio greggio e di recente

²⁰² [Sin da AGCM, provv. n. 9636 del 7 giugno 2001, IC21 - Ristrutturazione Rete Carburanti, cit..]

²⁰³ [V. M. Rubeis et al., *Is There a Future for Service Stations?*, Boston Consulting, 12 luglio 2019, <https://www.bcg.com/publications/2019/service-stations-future>.]

²⁰⁴ [Cfr. P. Cavalius et al., *The Potential of Biofuels from First to Fourth Generation*, in *PLOS Biology*, vol. 21, n. 3, 2023, p. 7.]

²⁰⁵ [Cfr. articolo 39 del D.Lgs. n. 199/2021, come modificato dal D.L. n. 17/2022 e dal D.L. n. 176/2022.]

convertiti in “bioraffinerie”²⁰⁶. Al fine di sostenere la conversione di ulteriori impianti alla produzione di biocarburanti, l'articolo 17 del precitato decreto energia 2022 ha istituito un apposito fondo nazionale: anche in una prospettiva di accompagnamento della transizione energetica in corso attraverso la revisione tecnologica degli impianti produttivi esistenti, e del relativo impatto sul confronto concorrenziale atteso a valle di tali sovvenzioni, il tema dei biocarburanti appare di sicuro interesse, e viene pertanto qui richiamato.

252. Rispetto all'andamento atteso di produzione e consumi di biocarburanti, va ricordato come l'UE sia impegnata nella definizione di un *mix* sempre più sostenibile di carburanti fossili e non fossili, nell'ambito del proprio ambizioso piano per ridurre le emissioni nell'ambiente dovute (tra l'altro) ai trasporti, con l'obiettivo di raggiungere entro il 2050 la neutralità carbonica²⁰⁷. Ciò sulla base della considerazione che “*i requisiti più stringenti in materia di riduzione delle emissioni di CO2 dovrebbero incoraggiare l'immissione sul mercato dell'Unione di una quota maggiore di veicoli a zero emissioni, garantendo al contempo benefici ai consumatori e ai cittadini in termini di qualità dell'aria, rafforzamento della sicurezza e dell'efficienza energetica e relativo risparmio energetico e assicurando che sia mantenuta l'innovazione nella catena del valore del settore automobilistico*”²⁰⁸.

253. A tale proposito, è stato di recente approvato un regolamento che stabilisce un percorso di definizione condivisa, sulla base di una consultazione dei portatori di interessi, per l'individuazione da parte della Commissione UE di una nuova politica di immatricolazione di veicoli a partire dal 2035 che funzionino esclusivamente con combustibili neutri in termini di emissioni di CO2²⁰⁹. Tra i combustibili “CO2-neutri” rientrano anche quelli c.d. sintetici, più noti come “elettrocarburanti” o “*e-fuel*”, i quali, in estrema sintesi, sono impiegabili in motori termici senza che il loro consumo produca un aumento delle emissioni di CO2 nell'ambiente perché prodotti combinando idrogeno “verde” e anidride carbonica catturata da fonti di emissione o nell'atmosfera. Al momento, tuttavia, a differenza dei biocarburanti, gli *e-fuel* sono ancora in fase di sviluppo e non risultano disponibili alla vendita al pubblico.

254. Nel rimandare il giudizio a quando le nuove proposte della Commissione UE saranno definite, si può osservare come le scelte in materia di carburanti per autoveicoli – così come più in generale in ambito energetico – possono porsi in contrasto col principio di neutralità tecnologica atteso per provvedimenti regolatori aventi un impatto competitivo²¹⁰, principio che viene considerato derogabile quando l'eccezione consenta guadagni di efficienza, o, come in questo caso specifico, occorra tenere in considerazione preminenti valori e diritti quali quelli legati all'ambiente e alla salute. Ciò è rappresentato, in maniera esemplare, anche dal favore mostrato da provvedimenti sia dell'UE che degli Stati membri, inclusa l'Italia, a sostegno del passaggio da una mobilità incentrata su motori termici a una a preminente alimentazione elettrica, in modo da stabilire una *path dependency* che porti al raggiungimento degli obiettivi ambientali più volte richiamati.

VII.1.2 Mobilità elettrica

255. Allo stato attuale, come riscontrato di recente da uno studio della Commissione UE, l'incidenza degli EV in Italia è ancora trascurabile (0,67% nel 2022), e se da un lato l'incremento dell'acquisto di EV negli ultimi otto anni è stato significativo, la percentuale degli stessi rispetto al totale del parco macchine circolante resta comunque ancora inferiore rispetto al resto dell'UE²¹¹. Salvo tale limite, la rilevanza degli EV è comunque destinata a crescere, come confermato anche dal campione di consumatori intervistato nell'ambito della presente indagine, di cui si dirà a breve (*infra*, paragrafo VII.2.), in parallelo alla flessione delle nuove immatricolazioni di autovetture alimentate a benzina o diesel²¹². La prospettiva è, dunque, una sostituzione dei veicoli a motori termici da parte degli EV, con un evidente impatto sull'industria automobilistica, a partire dai sentieri tecnologici che questa intende seguire²¹³.

²⁰⁶ [Risposta di Eni Sustainable Mobility del 27 aprile 2023 a richiesta di informazioni, p. 3.]

²⁰⁷ [Parlamento UE, Ridurre le emissioni di anidride carbonica: obiettivi e azioni dell'UE, 22 febbraio 2023, <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20180305STO99003/ridurre-le-emissioni-di-anidride-carbonica-obiettivi-e-azioni-dell-ue>.]

²⁰⁸ [Regolamento (UE) 2023/851 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 aprile 2023 che modifica il regolamento (UE) 2019/631 per quanto riguarda il rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO2 delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, in linea con la maggiore ambizione dell'Unione in materia di clima, considerando n. 10, in G.U.U.E. L110/5 del 25 aprile 2023.].

²⁰⁹ [Regolamento (UE) 2023/851 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 aprile 2023, cit.. Per una prima analisi del provvedimento v. Camera dei Deputati – Studi - Trasporti, Pubblicato il nuovo regolamento UE 2023/851 sulla riduzione delle emissioni di CO2 degli autoveicoli, segnalazione, 26 aprile 2023, https://temi.camera.it/leg19/post/OCD15_14942/pubblicato-nuovo-regolamento-ue-2023-851-sulla-riduzione-emissioni-co2-degli-autoveicoli.html#:~:text=Il%20regolamento%202023%2F851%20prevede,di%20emissioni%20di%20CO2.]

²¹⁰ []

²¹¹ [V. Commissione UE, Competition Analysis of the Electric Vehicle Recharging Market Across the EU27+the UK, cit..]

²¹² [Per un quadro nazionale aggiornato delle tendenze, cfr. UNRAE, Analisi del mercato autoveicoli in Italia, 24 febbraio 2023, <https://unrae.it/pubblicazioni/book-statistiche-annuali/6184/unrae-book-2022>.]

²¹³ [In proposito, con utili spunti dalla prospettiva dei consumatori, v. A. Sileo - M. Bonacina, Automobili: se la nuova offerta automobilistica non incontra la domanda. Il caso italiano, in Brief FEEM, marzo 2023, allegato secondario al protocollo n. 0031144/2023.]

256. Se l'incremento nell'uso di EV è fondamentale nel contesto della transizione energetica, lo sviluppo delle infrastrutture per la ricarica ne rappresenta il logico presupposto, anche per superare quell'effetto di "ansietà da distanza di ricarica" che vari studi indicano come un obiettivo ostacolo alla conversione elettrica dei consumatori²¹⁴.

257. A livello UE, come evidenziato nel precitato studio della Commissione che si è soffermato su quanto avvenuto dal 2016 in avanti, si pone effettivamente un problema di corrispondenza proporzionato tra incremento di numero/uso di EV e disponibilità di servizi di ricarica elettrica tramite infrastrutture di ricarica posizionate in luoghi pubblici o aperti al pubblico (c.d. colonnine di ricarica)²¹⁵, col rischio di conseguenti disagi nell'accesso a fonti di rifornimento. La rilevanza dello sviluppo di nuove disponibilità di ricarica è stata direttamente presa in considerazione dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti, che con un'apposita delibera ha di recente definito gli schemi dei bandi di gara per gli affidamenti dei servizi di ricarica lungo la rete autostradale²¹⁶.

258. Salve le possibili questioni di tipo concorrenziale che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica pone, sulle quali l'attenzione dell'Autorità rimane alta²¹⁷ anche per quanto attiene le precondizioni tecnologiche dei servizi²¹⁸, tale sviluppo ha un impatto diretto sulla rete già esistente di distribuzione dei carburanti, in particolare sulle sue prospettive di modernizzazione in combinazione con i nuovi modelli di mobilità incentrati su motori elettrici.

259. A questo proposito, si ricorda come sia già stata rilevata rispetto all'estero la minore presenza in Italia di aree di servizio per la vendita di carburanti nelle quali siano già presenti anche colonnine di ricarica elettrica, con una percentuale estremamente bassa (0,6% della rete). In maniera conseguente, in corso d'indagine è stata evidenziata l'opportunità di approntare migliori condizioni sia di tipo tecnico che normativo-regolatorio per sostenere un profondo ammodernamento degli impianti di distribuzione esistenti, anche facendo richiamo a esperienze estere già maturate in proposito²¹⁹: sono state inoltre ipotizzate soluzioni percorribili anche a breve termine, che combinino la chiusura e bonifica degli impianti più inefficienti e il contestuale utilizzo delle relative aree per installare nuove colonnine di ricarica²²⁰.

VII.1.3 Sviluppo di attività "non fuel"

260. Per quanto non immediatamente connessa alla distribuzione dei carburanti petroliferi oggetto della presente indagine, in vista del necessario sviluppo infrastrutturale richiesto per sostenere la transizione energetica e alla luce delle misure di incentivazione introdotte per l'uso di carburanti diversi da quelli fossili, si segnala qui come la questione della combinazione/riconversione a impianti di ricarica elettrica delle aree di rifornimento esistenti rivesta comunque una sicura rilevanza nel contesto della razionalizzazione della rete nazionale.

261. Nella medesima prospettiva, e possibilmente in maniera integrata con quanto sin qui richiamato, vanno altresì considerate le opportunità offerte da un maggiore sviluppo delle attività accessorie attualmente definite "non oil" (in futuro più opportunamente indicabili come "non fuel" per tenere meglio conto della diversa natura dei rifornimenti a disposizione, a partire per l'appunto dall'elettrico). Posto che in tale definizione si ricomprendono le attività commerciali e i servizi – destinati sia agli automobilisti che agli automezzi – diversi da quelli core di erogazione dei carburanti, da tempo è stato perseguito su base normativa un loro sviluppo per dare concreta realizzazione a una nuova natura di

²¹⁴ [Tra i molti, v. D. Pevec et al., *Electric Vehicle Range Anxiety: An Obstacle for the Personal Transportation (R)Evolution?*, in 4th international conference on smart and sustainable technologies (splitech), IEEE, 2019, <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8783178>.]

²¹⁵ ["...] despite the negative trend in overall vehicle sales due to the Covid-19 pandemic and its economic effects, EV penetration among new sales has risen from 1% in 2016 to almost 20% in 2022. [...] Over the same period, the number of public recharging points has been rising steadily, from approximately 90k in 2016 to over 450k in 2022. Nevertheless, from 2016 to 2022, EV recharging deployment growth (31% CAGR) has been unable to keep up with EV adoption growth (50% CAGR), highlighting the need for faster recharging point rollout – evidenced by the EVs per recharger ratio exceeding the recommended 10 to 1 ratio as of 2020" (Commissione UE, *Competition Analysis of the Electric Vehicle Recharging Market*, cit., p. 1).]

²¹⁶ [ART, Delibera n. 130/2022 del 4 agosto 2022, Procedimento avviato con delibera n. 77/2021 – Approvazione delle misure per la definizione degli schemi dei bandi relativi alle gare cui sono tenuti i concessionari autostradali per gli affidamenti dei servizi di ricarica dei veicoli elettrici, <https://www.autorita-trasporti.it/delibere/delibera-n-130-2022/>]

²¹⁷ [Cfr. AGCM, provvedimento n. 30576 del 4 aprile 2023, A557 - Enel X Way ed Ewiva/Condotte abusive nel mercato dei servizi di ricarica elettrica, in *Bollettino* n. 12/2023.]

²¹⁸ [Cfr. AGCM, provvedimento n. 29645 del 27 aprile 2021, A529 - Google/Compatibilità App Enel X Italia con sistema Android Auto, in *Bollettino* n. 20/2021.]

²¹⁹ ["Il tema centrale rimane, in questo settore, quello di un'indispensabile ristrutturazione della rete che comporti anche una significativa riduzione dei punti di vendita (nel rispetto delle peculiarità del territorio e nel rispetto delle comunità "svantaggiate"): occorre, in altre parole, razionalizzare e "qualificare" la rete attraverso opportuni interventi normativi che qualifichino i richiedenti e consentano la possibilità di chiudere e bonificare gli impianti più inefficienti, utilizzando le aree dismesse come piattaforma straordinaria per installare – senza ulteriori interventi strutturali sulla viabilità – colonnine di ricarica ultrafast, con accumulatori fino a 500 kW. A proposito delle vie percorribili per giungere ad una ristrutturazione "condivisa" è da citare la recente esperienza di razionalizzazione della rete di carburanti sperimentata in Olanda, dove è stato creato un organismo ad hoc a cui conferire gli impianti da chiudere, prevedendo un indennizzo a chi rinuncia all'attività ed assumendo l'obbligo di bonificare i siti dismessi entro 90 giorni. I finanziamenti a sostegno dell'Organismo preposto sono stati di tipo pubblicistico – in prima istanza – poi misto e, infine, di tipo privatistico" (verbale di audizione associazioni rappresentative dei gestori FAIB CONFESERCENTI, FEGICA e FIGISC CONFCOMMERCIO dell'8 marzo 2023, pp. 3-4).]

²²⁰ [Ibidem.]

“complesso commerciale” delle aree di servizio (v. *supra*, paragrafo VI.6): ciò in una prospettiva tanto di miglioramento dell'efficienza degli stessi servizi che di aumento delle condizioni di concorrenza, a diretto beneficio dei consumatori²²¹. **262.** Al proposito, recenti ricerche di mercato hanno segnalato la possibilità di guadagni di efficienza per i consumatori, e al contempo di maggiori estrazioni di rendita per le imprese, derivanti dallo sviluppo di attività c.d. di “*convenience shopping*” dotate di più ampi assortimenti di prodotto, in virtù della loro possibilità di intercettare un numero sempre maggiore di acquirenti mossi da trend di consumo incentrati sia su nuovi stili di vita che su sviluppi tecnologici²²². Si tratta di *trend* rispetto ai quali la nuova mobilità elettrica svolgerà un ruolo centrale, e che, con specifico riferimento alla situazione italiana, in prospettiva potrebbe consentire proprio la valorizzazione della rete distributiva dei carburanti esistente, come visto caratterizzata da un numero di impianti che non ha paragone negli altri principali paesi europei e pertanto, se opportunamente riconvertita e arricchita di servizi, potrebbe divenire ora un valore in termini di capillarità.

VII.2 I risultati della survey su un campione di consumatori

263. Le prospettive di consumo sopra delineate trovano una conferma almeno parziale in un'indagine (*survey*) commissionata a una società specializzata sulle caratteristiche dei mercati della distribuzione di carburanti, con particolare attenzione alle abitudini di consumo della domanda. L'indagine ha coinvolto un campione di oltre duemila consumatori maggiorenni che provvedono direttamente al rifornimento del proprio mezzo a motore (in assoluta prevalenza autovetture), con un campionamento rappresentativo di residenti in Italia e relativa distribuzione geografica, ed è stata svolta sia tramite interviste telefoniche (metodologia “CATI”) che *online* (“CAWI”). La *survey* ha offerto una visione aggiornata e puntuale di caratteristiche strutturali della domanda di carburanti al consumo e abitudini dei consumatori, nonché, in prospettiva, di orientamenti da parte degli stessi rispetto alla transizione energetica in corso.

264. Dall'indagine è risultato, in primo luogo, che la grande maggioranza (80,3%) dei veicoli è attualmente alimentata esclusivamente a benzina o diesel, con una percentuale contenuta (14,7%) di mezzi bifuel (GPL/metano+benzina o diesel), un'incidenza ancora minore delle auto ibride (4,9%, quasi esclusivamente elettrico+benzina) e una percentuale (0,1%) trascurabile di EV: a fronte di tale composizione attuale del parco macchine detenuto dal campione analizzato, risulta peraltro che il 41,7% degli intervistati ha dichiarato di considerare il passaggio a un EV, con una propensione in tal senso maggiore tra (i) gli abitanti nei grandi centri, (ii) chi già possiede un veicolo ibrido, e (iii) chi fa rifornimento abituale anche in autostrada.

265. Con riferimento alle abitudini di consumo attuali di carburanti, è risultato che il rifornimento viene prevalentemente effettuato su rete stradale (71,6%), con un'ulteriore percentuale significativa (15,4%) di consumatori che si riforniscono in maniera simile su rete stradale e autostradale, e solo il 13% che provvede perlopiù in autostrada. Il rifornimento avviene almeno una volta a settimana (55,8%) o ogni due-tre settimane (30%), con una spesa media per ogni rifornimento pari a circa 40,9 euro. Piuttosto limitato è l'utilizzo di carte fedeltà (17,2%), mentre praticamente trascurabile risulta l'appartenenza a gruppi di acquisto (3,0%).

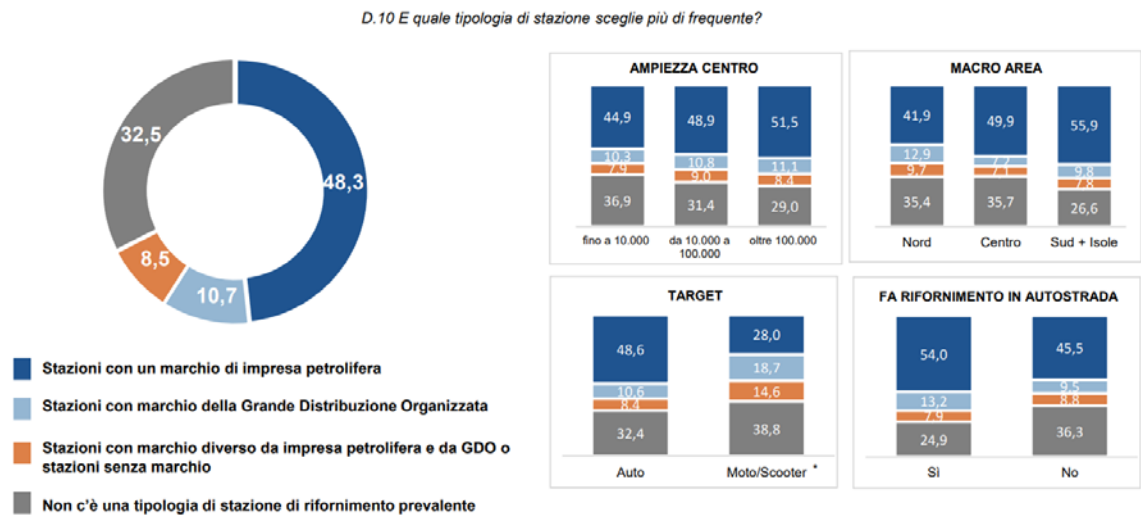
266. I consumatori intervistati prediligono chiaramente il rifornimento lungo i propri percorsi abituali (47,9%, percentuale in cui rientrano soprattutto coloro che si riforniscono almeno una volta a settimana), mentre nei restanti casi più di frequente si fermano quando il serbatoio è quasi vuoto (21%); poco meno dell'8% dichiara esplicitamente di non avere un comportamento abituale. Sempre rispetto alle preferenze di consumo, chiara è la prevalenza della modalità “self” (66%) rispetto al servito (21,7%), con un residuo 12,3% che si è dichiarato indifferente rispetto alle modalità di servizio.

267. Più ancora in dettaglio, la maggioranza del campione (48,3%) predilige per il rifornimento le stazioni “colorate”, mentre circa un terzo (32,5%) dichiara di non avere una tipologia di stazione prevalente: in maniera residuale, il 10,7% preferisce stazioni operanti presso la GDO e l'8,5% le c.d. pompe bianche.

²²¹ [Secondo il comma 8 dell'articolo 28 del D.L. n. 98/2011, convertito nella Legge n. 111/2011, “al fine di incrementare la concorrenzialità, l'efficienza del mercato e la qualità dei servizi nel settore degli impianti di distribuzione dei carburanti”, a tali impianti è consentita l'offerta di attività commerciali di somministrazione alimenti/bevande, così come di rivendita di periodici, tabacchi e altri prodotti.]

²²² [Cfr. Á. Bau et al., *Fuel Retail in the Age of New Mobility*, McKinsey Report, aprile 2021, p. 5, <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/fuel-retail-in-the-age-of-new-mobility>.]

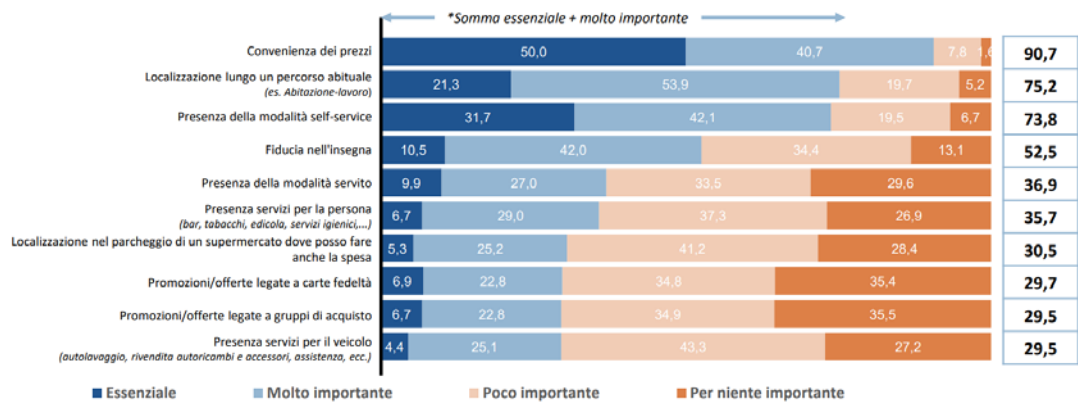
Figura 7.1 - Tipologia di stazione di rifornimento preferita



268. In ogni caso, sia sulla rete stradale che autostradale il principale criterio di scelta che guida l'acquisto di carburanti è la convenienza dei prezzi praticati, anche se in maniera lievemente maggiore sulla prima, come evidenziato dalle tabelle seguenti da cui emerge come il prezzo sia considerato un fattore decisivo nella scelta da quasi il 91% dei rispondenti nel caso della rete stradale e da oltre l'85% nel caso della rete autostradale²²³; solo poco più dell'1% dei consumatori non attribuisce alcuna importanza al prezzo nel fare rifornimento sulla rete stradale (3% in autostrada, differenza spiegabile con la circostanza che la sosta sulle aree di servizio può essere effettuata anche con finalità diverse dall'acquisto di carburanti).

Grafico 7.1 - Criteri di scelta su rete stradale

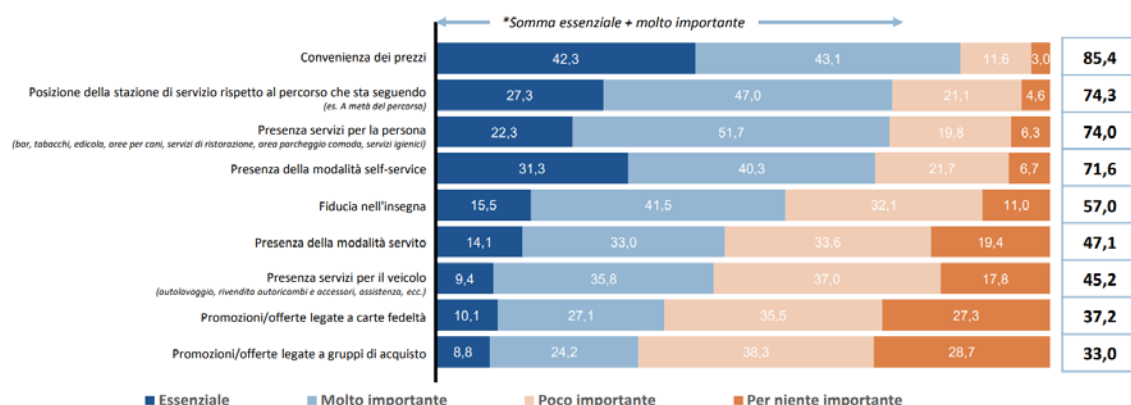
D.14 Quando si sposta sulla rete stradale ordinaria quanto sono importanti i seguenti fattori nella scelta della stazione di rifornimento presso cui fermarsi e rifornire la sua auto/moto/scooter?



²²³ [Dato corrispondente alla somma di quanti hanno risposto che la convenienza dei prezzi è un fattore essenziale o molto importante.]

Grafico 7.2 - Criteri di scelta su rete autostradale

D.18 E quando viaggia in autostrada, quanto sono importanti i seguenti fattori nella scelta della stazione di rifornimento presso cui fermarsi e rifornire la sua auto/moto/il suo scooter?



269. Il *driver* dei prezzi emerge come essenziale, nella prospettiva dei consumatori, anche dalle risposte a una serie di altre domande del questionario, sottoposte al fine di meglio apprezzare il grado di sostituibilità di una stazione con un'altra. Con riferimento alla rete stradale ordinaria è risultato che, nel trovare chiusa l'ultima stazione presso cui aveva effettuato rifornimento, un terzo del campione (33,4%) si recherebbe presso una stazione altrettanto conveniente già conosciuta, un'altra percentuale significativa (29,4%) cercherebbe una stazione altrettanto conveniente, mentre il resto del campione sceglierebbe una stazione qualunque (22,1%) o proseguirebbe senza effettuare rifornimento (15,1%).

270. Al proposito è interessante notare come, pur di trovare un'altra stazione altrettanto conveniente, gli intervistati si sono dichiarati disposti a coprire una distanza ulteriore compresa in media in dodici minuti, con oltre un terzo (37,1%) pronto a spostarsi anche per più tempo, fino a una quota residuale (1,4%) dichiaratasi disponibile a muoversi per oltre trenta minuti, a ulteriore riprova del rilievo del prezzo nelle scelte di acquisto.

271. Quanto ai rifornimenti lungo la rete autostradale, quasi un terzo del campione (31,0%) ha dichiarato che, non trovando aperta l'ultima stazione utilizzata, proseguirebbe fino a trovare una stazione altrettanto conveniente, il 23,1% punterebbe a raggiungere una stazione altrettanto conveniente già individuata o conosciuta, mentre un ulteriore 6,6% sarebbe disposto a uscire dall'autostrada per fare rifornimento presso una stazione conveniente, a riprova della rilevanza del prezzo.

272. Di poco più elevata rispetto a quanto osservato per le scelte lungo la rete stradale è la percentuale dei consumatori che in autostrada effettuano i rifornimenti anche a prescindere dalla convenienza (39,3%), possibilmente a causa del diverso contesto in cui sono operate le scelte in autostrada rispetto alla rete stradale (ad esempio possono rilevare la minor familiarità con la tratta da percorrere e sua previa conoscenza, la maggiore rigidità della domanda legata alla minore densità della rete distributiva, rispetto alla rete ordinaria, l'opportunità di conciliare più esigenze, oltre al rifornimento, nel momento in cui si effettua una sosta presso un'area di servizio). Degno di nota è il fatto che, tra coloro che si sono dichiarati disponibili a proseguire fino a trovare una stazione altrettanto conveniente, la distanza media ritenuta accettabile a tal fine corrisponde a 38 km, ma con una percentuale significativa (24,5%) di consumatori pronti a coprire anche distanze superiori ai 40 km.

273. La rilevanza del prezzo nel guidare le scelte dei consumatori è confermata anche dalla reazione a *shock* di prezzo, come quelli registrati nel febbraio-marzo 2022 e a inizio 2023, espressa dal campione intervistato: infatti, nonostante una certa rigidità della domanda dovuta alla natura necessitata di molti spostamenti (ad esempio per motivi di lavoro), che verosimilmente spiega in larga misura la percentuale (31,6%) di coloro che dichiarano di non aver cambiato le proprie abitudini di acquisto, oltre un terzo (35,4%) ha fatto presente di aver ridotto l'uso del proprio veicolo, mentre quasi un altro terzo ha mutato le proprie abitudini facendo maggiore ricorso alla modalità self (21%) e/o cambiando la propria stazione di riferimento (8%): tra questi ultimi, l'opzione più considerata è stata il ricorso a pompe bianche (37,2%), a conferma di come queste siano percepite più convenienti rispetto agli impianti colorati. Rilevante, al riguardo, è anche la percentuale di chi dichiara di aver svolto ricerche in maniera più approfondita per trovare prezzi più convenienti (21,4%).

274. A quest'ultimo proposito, la propensione ad attività di "*market search*" è lievemente divergente per i consumi sulla rete stradale e autostradale, presumibilmente in ragione del diverso *framework*, già sopra accennato, in cui si effettuano le decisioni sul rifornimento in autostrada: infatti, il 56,3% del campione ha dichiarato di informarsi abitualmente per confrontare i prezzi di vendita prima di scegliere la stazione di rifornimento sulla rete stradale, percentuale che scende al 45,8% sulla rete autostradale. Quanto alle modalità concrete di confronto, l'osservazione diretta dei cartelli esposti è la pratica più diffusa tra i consumatori intervistati (rispettivamente l'83,8% e l'82,4% per rete stradale e autostradale vi ricorre spesso o molto spesso). Percentuali significative di consumatori, peraltro, ricorrono "spesso o molto spesso" ad *app*/siti specializzati (40,3% su rete stradale e 51,5% su rete autostradale) e all'apposito sito "Osservaprezzi" previsto

dalla legge e gestito dal MIMIT (20,6% e 31,7%). Si riportano di seguito due tabelle che meglio dettagliano la propensione alla ricerca di informazioni di prezzo e relative modalità:

Grafico 7.3 - Strumenti di confronto dei prezzi su rete stradale

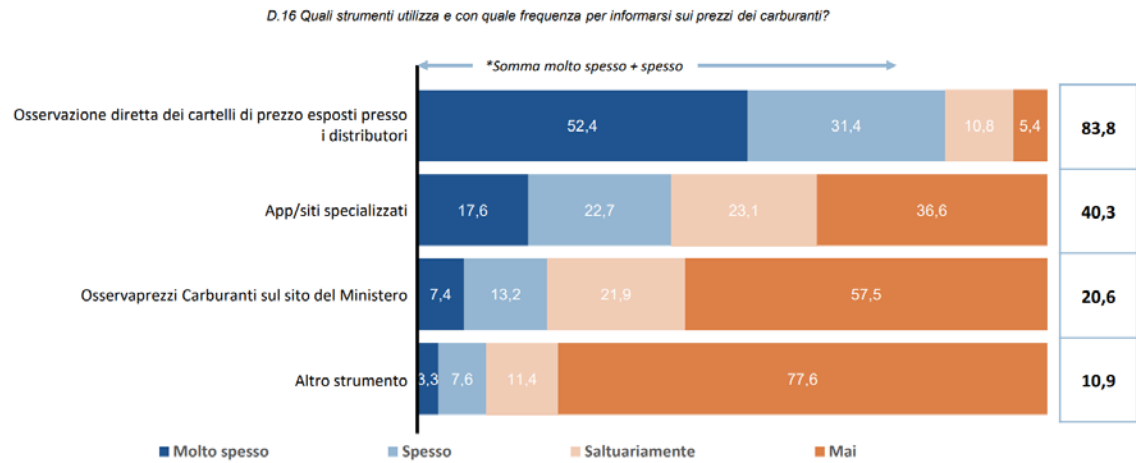
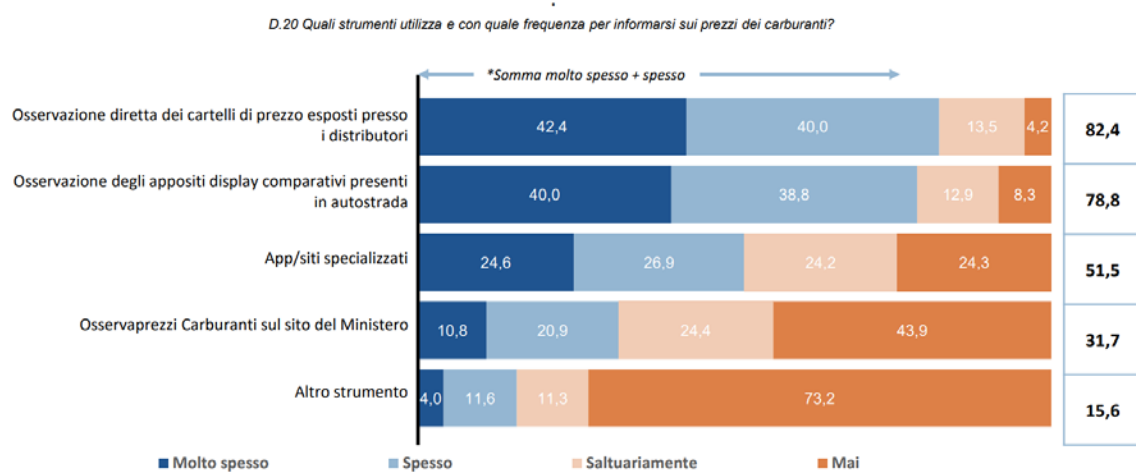


Grafico 7.4 - Strumenti di confronto dei prezzi su rete autostradale



275. Al proposito, è poi interessante notare come un numero significativo di intervistati ha dichiarato di non essere a conoscenza della possibilità (10,1% e 10,8%) oppure di non avere fiducia nell'affidabilità delle informazioni a disposizione (8,6% e 12%) o di incontrare difficoltà nell'uso degli strumenti disponibili (5,6% e 10,7%). C'è, dunque, una quota importante di consumatori che, nonostante il rilievo attribuito alla variabile prezzo, ritiene di non avere adeguato accesso a strumenti informativi efficaci. Sempre rispetto alla base informativa diffusa tra i consumatori, rileva infine come, nel campione intervistato, quasi il 20% (18,8%) non abbia idea dell'incidenza della componente fiscale sul prezzo dei carburanti al consumo, mentre quasi il 40% (38,2%) ritenga che questa incida per meno del 40%.

VII.3 Trasparenza dei prezzi al consumo

276. Tenuto della “sensibilità sociale” degli acquisti di carburante per autotrazione, in quanto bene di consumo rilevante per tutte le fasce economiche della popolazione per porzioni anche cospicue dei relativi redditi²²⁴, in parallelo ai processi di liberalizzazione delle attività commerciali è cresciuta nel tempo l'attenzione verso strumenti di monitoraggio e circolazione delle informazioni sui prezzi tra i consumatori tali da consentire più ampi effetti utili di quegli stessi processi. In particolare nel corso degli ultimi due decenni, vari atti normativi sono intervenuti in materia di trasparenza dei prezzi dei carburanti praticati negli impianti di distribuzione, sull'assunto che una maggiore circolazione di informazioni sui prezzi alla pompa stimoli la concorrenza e al contempo consenta al consumatore di effettuare le proprie scelte d'acquisto in maniera più avveduta.

²²⁴ [In proposito, v. già D. Pennerstorfer - C. Weiss, *Spatial Clustering and Market Power: Evidence from the Retail Gasoline Market*, in *Regional Science and Urban Economics*, vol. 43, 2013, pp. 661-675, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0166046213000409>.]

277. Principale intervento normativo in tal senso è stato quello previsto dall'articolo 51 della Legge 23 luglio 2009, n. 99 (c.d. Legge sviluppo), in base al quale chiunque eserciti attività di vendita al pubblico di carburanti per autotrazione è tenuto a comunicare giornalmente al (ora) MIMIT i prezzi praticati per ogni tipologia e forma di vendita, ai fini della loro pubblicazione su un apposito sito internet denominato "Osservaprezzi" e liberamente consultabile dal pubblico²²⁵.

278. Tale sito *internet*, che al momento costituisce il principale strumento di gestione pubblicistica volto a sostenere la trasparenza dei mercati al dettaglio, mostra in tempo reale i prezzi dei carburanti praticati presso gli impianti di distribuzione situati nel territorio nazionale, così come comunicati dai gestori dei punti di vendita. La sua interfaccia *online* consente di delimitare l'area geografica entro la quale effettuare ricerche di prezzo, con la possibilità sia di distinguere per tipologia di prodotto (benzina, diesel, GPL, metano, GNL) e servizio (*self/servito*) che di presentare i dati in maniera crescente o decrescente, dunque con un notevole livello di dettaglio.

279. Da ultimo, con specifico riferimento ai prezzi dei carburanti per autotrazione, il Decreto Legge 14 gennaio 2023, n. 5, convertito in Legge 10 marzo 2023, n. 23, ha previsto che il MIMIT, ricevute le comunicazioni sui prezzi dei carburanti di cui al citato articolo 51, comma 1, della legge 23 luglio 2009, sulla base di apposite elaborazioni calcoli il prezzo medio regionale (media aritmetica) per la rete stradale e il prezzo medio nazionale per la rete autostradale, curandone la pubblicazione sul proprio sito *internet* istituzionale, a partire dai prezzi comunicati al MIMIT dagli esercenti con frequenza almeno settimanale.

280. Il citato D.L. n. 5/2023 ha altresì introdotto l'obbligo di esposizione da parte degli esercenti di tale prezzo medio. In base a un decreto ministeriale attuativo di recente pubblicazione, l'assolvimento degli obblighi previsti dalla Legge decorre dal prossimo 24 luglio 2023 quanto a comunicazione dei dati, e dal 1° agosto 2023 per l'esposizione della cartellonistica recante i prezzi medi (cfr. articoli 4 e 7 D.M. 31 marzo 2023, pubblicato in G.U. 22 maggio 2023, n. 118).

281. Ancora, la nuova normativa ha disposto la realizzazione di un'apposita applicazione informatica fruibile per mezzo di dispositivi portatili (*app*), che consenta sia la consultazione dei prezzi medi che, più in generale, di tutti i prezzi praticati dai singoli esercenti e ad oggi accessibili tramite il sito "Osservaprezzi", con la possibilità per l'utente di selezionare criteri di ricerca, anche su base geografica (cfr. articolo 1, comma 3-*bis*, D.L. n. 5/2023).

282. Rispetto a tale ampia attività di raccolta e circolazione dati, si affiancano le funzioni in capo al Garante per la sorveglianza dei prezzi (c.d. "Mister Prezzi") istituito dall'articolo 2, commi 198-202, Legge 24 dicembre 2007, n. 244, che molto recentemente è stato oggetto di riorganizzazione (v. articolo 7 Decreto-Legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito con modificazioni dalla L. 20 maggio 2022, n. 51), e proprio dalla precitata Legge n. 23/2023 incaricato di redigere relazioni trimestrali sull'andamento dei prezzi medi dei carburanti con un *focus* sulle variazioni rilevate lungo i diversi livelli della filiera. L'importanza di meccanismi di trasparenza e monitoraggio dei prezzi, emersa dai risultati della *survey*, è stata altresì confermata dai contributi delle associazioni dei consumatori, pervenuti nel corso dell'indagine²²⁶.

283. Alla luce della centralità di una trasparenza funzionale alle esigenze di conoscenza e scelta da parte dei consumatori, appare opportuno verificare se esistano spazi di miglioramento di strumenti e relative modalità operative previste dalla normativa attuale.

284. È in particolare emersa la questione dell'effettiva completezza della base dati su cui opera lo strumento denominato "Osservaprezzi", che non sarebbe pienamente rappresentativa della reale struttura di mercato²²⁷. Sempre sull'Osservaprezzi è stato rappresentato come si tratti di uno strumento dalle elevate potenzialità, suscettibile tuttavia di miglioramenti sotto il profilo delle modalità di fruizione, essendo al momento disponibile solo una versione *web browser*²²⁸.

285. Emerge nel complesso la centralità di misure volte ad aumentare la trasparenza dei prezzi a beneficio dei consumatori, che siano facilmente fruibili, neutrali, il più possibile rappresentative della struttura dell'offerta e realmente

²²⁵ [<https://carburanti.mise.gov.it/ospzSearch/home>. Secondo quanto chiarito da un recente documento elaborato dal Servizio Studi di Senato e Camera dei Deputati, "L'obbligo di comunicazione è stabilito con esclusivo riferimento ad una sola forma di vendita per ciascuna tipologia di carburante commercializzato e, se tale forma di vendita è presente presso l'impianto interessato durante l'intero orario di apertura e per la relativa tipologia di carburante, è riferito alla sola vendita effettuata mediante sistemi *self service* e senza avvalersi dell'operatore. Resta ferma la possibilità, secondo le indicazioni pubblicate sul sito internet istituzionale del Ministero delle Imprese e del made in Italy, di comunicare su base volontaria, ai medesimi fini della pubblicazione sul sito del Ministero, anche i prezzi praticati per le altre modalità di vendita, le variazioni di prezzo infrasettimanali in diminuzione e gli eventuali sconti di prezzo con profilo settimanale tipizzato" (Disposizioni in materia di trasparenza dei prezzi dei carburanti, poteri del Garante per la sorveglianza dei prezzi e di sostegno per la fruizione del trasporto pubblico, D.L. n. 5/2023 – A.C. 771-A, 16 febbraio 2023, <https://temi.camera.it/leg19/dossier/OCD18-17856/disposizioni-materia-trasparenza-prezzi-carburanti-poteri-del-garante-sorveglianza-prezzi-e-sostegno-fruizione-del-trasporto-pubblico.html>).]

²²⁶ [Cfr. risposte alle richieste di informazioni di Centro Tutela Consumatori e Utenti Alto Adige – CTCU del 4 maggio 2023, Unione Nazionale Consumatori del 9 maggio 2023, U.Di.Con. - Unione per la Difesa dei Consumatori dell'11 maggio 2023, Codacons del 12 maggio 2023, che ha prodotto tra l'altro la nota presentata in occasione dell'audizione per la conversione in Legge del D.L. n. 5/2023, contenente le osservazioni delle Associazioni, rappresentative ex articolo 137 Codice del Consumo.]

²²⁷ [V. verbale dell'audizione di FAIB CONFESERCENTI, FEGICA, FIGISC CONFCOMMERCIO, cit., p. 6; cfr. altresì le citate risposte delle associazioni dei consumatori alle richieste di informazioni.]

²²⁸ [Cfr. risposta richiesta di informazioni U.Di.Con., cit. Anche nel citato contributo del Codacons emerge come già in occasione della conversione in Legge del D.L. n. 5/2023 le associazioni dei consumatori abbiano auspicato la realizzazione di una App pubblica ai fini della comparazione, anche dei tre migliori prezzi nel bacino territoriale di riferimento. Cfr. Codacons, risposta richiesta di informazioni cit. Per considerazioni positive sulla prevista App, purché questa preveda appropriati criteri di ricerca ai fini di individuare i distributori più convenienti - in particolare, fornendo in automatico i prezzi dei 3 impianti più convenienti, per il tipo di carburante, modalità *self/servito*, nell'area/percorso scelti dal consumatore - v. anche Unione Nazionale Consumatori, risposta alla richiesta di informazioni, cit..]

efficaci nel supportare i consumatori nell'individuazione degli impianti più convenienti, nell'ottica di stimolare il confronto concorrenziale. Occorre in ogni caso particolare cautela rispetto alle specifiche misure sulla trasparenza, tenuto conto della possibilità che l'informazione così resa disponibile non sia di particolare utilità per i consumatori, e, al contempo, possa facilitare pratiche collusive tra gli operatori.

286. Con specifico riferimento al recente obbligo (L. n. 23/2023) per gli esercenti di esporre il prezzo medio regionale sulla rete stradale e nazionale sulla rete autostradale, l'Autorità, in sede di audizione formale presso la Commissione Attività produttive della Camera, ha già avuto modo di esprimere perplessità. Infatti, la diffusione presso i distributori di un prezzo medio non solo non contiene alcun valore informativo aggiuntivo per i consumatori, data la scarsa rappresentatività di tale dato dell'effettivo contesto competitivo locale, ma appare problematica poiché si presta ad essere utilizzata da parte delle imprese per convergere su un prezzo c.d. focale, con possibile pregiudizio di un'effettiva concorrenza in termini di più convenienti offerte proposte²²⁹. Inoltre, la doppia cartellonistica prevista, oltre ai possibili oneri aggiuntivi per gli esercenti, potrebbe perfino indurre in confusione taluni consumatori in ragione dell'aumentata quantità di informazioni esposte.

287. Considerata l'importanza di una corretta informazione per i consumatori sui prezzi effettivamente applicati, nel gennaio 2023 l'Autorità ha avviato cinque procedimenti istruttori nei confronti delle principali compagnie petrolifere (Italiana Petroli S.p.A., ENI S.p.A., Kuwait Petroleum Italia S.p.A., Tamoil Italia S.p.A., Esso Italiana s.r.l.). Le ipotesi dei procedimenti, tuttora in corso, riguardano in particolare l'omesso controllo da parte delle medesime imprese sulle modalità di esposizione e applicazione dei prezzi alla pompa da parte delle rispettive reti distributive e l'omessa comunicazione delle informazioni prevista da obblighi di legge all'Osservatorio prezzi²³⁰.

VIII. CONCLUSIONI E PROPOSTE DI POLICY

288. L'indagine IC54 è stata avviata il 24 gennaio u.s. a fronte di alcuni significativi aumenti dei prezzi al dettaglio dei carburanti benzina e diesel nel corso dell'anno 2022 e all'inizio del 2023. L'approfondimento ha riguardato l'andamento dei prezzi nel periodo intercorso tra gennaio 2021 e aprile 2023 al fine di individuarne le principali determinanti alla luce della struttura e delle dinamiche concorrenziali dell'offerta, nonché di alcune caratteristiche della domanda, analizzate anche con il supporto di una *survey* condotta su un campione rappresentativo di consumatori.

VIII.1 Andamento dei prezzi e sue determinanti

289. L'andamento dei prezzi dei carburanti al consumo in Italia risulta necessariamente condizionato, oltre che dall'imposizione fiscale vigente, dalla natura globale delle fasi più a monte della filiera petrolifera. I prezzi di vendita al dettaglio di benzina e gasolio sono, infatti, la risultante di due principali elementi:

- a) la componente fiscale (IVA e accise), che rappresenta oltre il 50% del prezzo al consumo;
- b) la componente industriale, determinata da:

- quotazioni internazionali di riferimento dei prodotti raffinati (Platts CIF Med per l'Italia) a loro volta influenzate dalle quotazioni del petrolio greggio (Brent), componente stimabile in oltre il 30% del prezzo al consumo;
- il c.d. "margine lordo", inferiore al 20% del prezzo finale, indicante la quota destinata a coprire i costi e garantire una remunerazione delle attività a valle della raffinazione – ovvero quelle più propriamente nazionali – che garantiscono la disponibilità di carburanti presso gli impianti di distribuzione.

290. I principali indici di prezzo impiegati lungo la filiera petrolifera, Brent e Platts, nel periodo di riferimento hanno sicuramente risentito di una serie di eventi eccezionali maturati nel contesto internazionale: si tratta, in particolare, della ripresa dei consumi avvenuta dopo la pandemia da Covid-19 e della crisi generata dal conflitto russo-ucraino, in corso dal febbraio 2022, col conseguente embargo sui prodotti petroliferi russi, annunciato dall'UE a giugno 2022 e divenuto operativo da dicembre 2022.

291. Anche al netto degli eventi eccezionali sopra richiamati, le dinamiche relative alle fasi più a monte della filiera petrolifera, in particolare quella estrattiva da cui dipende la disponibilità di materia prima, risultano storicamente condizionate da elementi non riconducibili alla libera concorrenza e difficilmente contrastabili mediante l'enforcement delle norme antitrust: in particolare, come rappresentato anche dalla commissaria UE alla concorrenza, la normativa in materia d'intese non è applicabile al cartello OPEC né alla sua versione allargata OPEC+, in quanto si tratta di condotte riconducibili a Stati sovrani.

²²⁹ [Audizione del Presidente Rustichelli nell'ambito dell'esame del D.L. n. 5/2023, 27 gennaio 2023 https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg19/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/425/631/AC_771_-_Documenti_acquisiti_Camera_-_File_completo.pdf.]

²³⁰ [V. AGCM, comunicato stampa relativo all'avvio dei procedimenti, <https://www.agcm.it/media/comunicati-stampa/2023/1/Prezzi-carburanti-avviate-istruttorie-con-ispezioni-nei-confronti-di-Eni-Esso-IP-Kuwait-Petroleum-Italia-e-Tamoil>.]

292. In tale scenario geopolitico e macroeconomico va collocato l'andamento dei prezzi dei carburanti in Italia, caratterizzato nel 2022 da significativi e non transitori aumenti, con picchi nei mesi di marzo e giugno in corrispondenza dei quali i prezzi hanno superato – sia per la benzina che per il diesel – la soglia dei 2 euro/litro. A tali picchi, del tutto inediti, si è accompagnata un'eccezionale variabilità dei prezzi, con un'ampiezza mai registrata negli ultimi due decenni. Successivamente a un periodo di discesa dall'estate fino alla fine del 2022, a gennaio 2023 si è assistito a un nuovo repentino aumento, anche se con livelli medi significativamente più bassi rispetto a quelli massimi osservati in precedenza. Dopo una nuova tendenziale diminuzione, fino all'inizio di aprile 2023 i prezzi sono poi rimasti tendenzialmente stabili.

293. La dinamica descritta si è riprodotta sia sulla rete di distribuzione ordinaria che su quella autostradale, dove i prezzi al consumo risultano sistematicamente più elevati. All'origine di tale divario paiono concorrere diversi fattori, tra cui la marcata riduzione dei consumi di carburante e i maggiori costi operativi associati alla gestione dei punti vendita autostradali – costi a cui contribuiscono gli obblighi di servizio connaturati a tale attività e un livello delle *royalty* sempre più slegato dalle dinamiche della domanda.

294. Nel periodo in esame, inclusa la fase di eccezionale tensione dei prezzi registrata dal 2022 permane un differenziale tra i prezzi praticati dai distributori verticalmente integrati – riconducibili cioè alle ormai poche imprese petrolifere rimaste attive in Italia nella fase distributiva – e quelli offerti dai distributori indipendenti, in particolare le c.d. pompe bianche, soprattutto con riguardo alla modalità di rifornimento “servito”: gli operatori indipendenti conservano, pertanto, un ruolo di potenziale disciplina concorrenziale sui prezzi, come evidenziato anche dalla *survey*.

295. Per quanto riguarda la componente industriale, l'indagine ha evidenziato come il fattore che ha maggiormente influenzato l'eccezionale dinamica dei prezzi sia stato il Platts, la quotazione internazionale di riferimento per i prodotti raffinati, benzina e gasolio per autotrazione; a loro volta le quotazioni dei prodotti raffinati sono state influenzate dall'andamento anomalo del Brent, l'indice di riferimento in Europa per le quotazioni del greggio e una delle principali determinanti del Platts. Con riferimento ai *benchmark* internazionali dei prodotti petroliferi, e in particolare al Platts, si rileva come questi possano essere esposti a rischi di opacità, come dimostrano, da un lato, procedimenti per sospette manipolazioni conclusi in passato in giurisdizioni extra-UE, dall'altro l'adozione di apposite linee guida da parte dell'Organizzazione Internazionale delle Autorità di Vigilanza sulle Borse (IOSCO).

296. Il margine lordo, che nel periodo oggetto di analisi ha inciso per una quota inferiore al 15%, comprende infine un'ampia serie di voci di costo, tra cui scorte d'obbligo e miscela d'obbligo con biocarburanti, variabile in funzione dei diversi operatori. Come già anticipato, si tratta di attività e imprese perlopiù riconducibili a contesti locali, a valle delle fasi più tipicamente internazionali della filiera.

297. Riguardo agli aumenti registrati a inizio 2023, rileva senz'altro l'evoluzione della componente fiscale del prezzo al dettaglio di benzina e gasolio, essendo stato eliminato lo sconto fiscale (minori accise) che, proprio a fronte dei picchi eccezionali sopra richiamati, era stato introdotto nel marzo 2022 a fini di calmieramento dei prezzi.

298. Rispetto al resto dell'UE, l'Italia è tra i Paesi in cui i prezzi al dettaglio di benzina e gasolio sono più alti: ciò è dovuto all'incidenza della componente fiscale, più elevata rispetto alla media europea. Di converso, la componente del prezzo industriale è tra le più basse all'interno dell'UE, come dimostra l'andamento del c.d. stacco (differenza tra prezzo netto in Italia e nell'area UE) che mostra valori tendenzialmente negativi nel periodo di analisi. Si ricava da tale andamento che gli *shock* di prezzo avvenuti nelle fasi più propriamente internazionali della filiera petrolifera, a partire dal 2022, sono stati ben assorbiti nel contesto nazionale rispetto a quanto osservabile nel resto del continente europeo.

VIII.2 Fasi della filiera: analisi e proposte di policy

299. In ambito UE l'Italia risulta il primo Paese per riserve petrolifere e produzione di greggio, benché si tratti di quote trascurabili rispetto al totale mondiale. A fronte di tale posizionamento e della conseguente rilevanza – relativa, ma pur sempre d'interesse – dello sfruttamento di risorse pubbliche, l'indagine ha evidenziato come il diritto minerario vigente riconosca concessioni amministrative di sfruttamento particolarmente lunghe (trent'anni, rinnovabili per altri dieci anni). In base agli elementi a disposizione, inoltre, in Italia l'incidenza complessiva di *royalties* e imposizione fiscale risulterebbe inferiore a quella registrata negli altri principali Paesi europei.

300. Si segnala, pertanto, l'opportunità di approfondire tali elementi da parte dei soggetti decisori competenti, in una prospettiva di migliore tutela delle condizioni concorrenziali, sia rispetto all'assegnazione delle concessioni che all'estrazione di rendite, le quali, in modo particolare in circostanze specifiche quali tensioni eccezionali dei prezzi, potrebbero anche essere impiegabili a beneficio dei consumatori dei prodotti raffinati derivati.

301. Quanto alla fase della raffinazione, la riduzione degli investimenti registrata a livello nazionale – peraltro in linea con una tendenza propria di tutta la UE – è avvenuta a fronte di una domanda globale di prodotti petroliferi non decrescente. Ciò ha comportato una maggiore esposizione del sistema italiano a *shock* dal lato dell'offerta di raffinati petroliferi, con effetti anche sulla distribuzione dei carburanti. Al contempo, sempre in Italia sta avvenendo un significativo processo di riconversione industriale di impianti di raffinazione in bioraffinerie, volte alla produzione di carburanti non più a base petrolifera.

302. Pur in presenza di una sufficiente dotazione di strutture logistiche, la disponibilità di prodotto all'ingrosso può rappresentare un fattore critico nelle fasi di carenza di offerta: ciò vale in particolare per gli operatori diversi dalle principali società petrolifere verticalmente integrate. Lo sviluppo di un mercato all'ingrosso di carburanti più “liquido” e

meno vincolato a formule di acquisto *spot*, può quindi contribuire a una maggiore libertà di approvvigionamento, così favorendo condizioni più stabili e strutturate per gli operatori indipendenti.

303. A questo proposito, è auspicabile una piena attuazione delle previsioni contenute nel D.Lgs. n. 249/2012, volte a creare piattaforme di mercato per favorire l'incontro tra domanda e offerta di capacità logistica, nonché tra domanda e offerta all'ingrosso di prodotti petroliferi anche a termine.

304. L'approvvigionamento si lega alla successiva fase della distribuzione attraverso la contrattualistica che definisce i rapporti tra proprietari e gestori degli impianti, regolati dalla normativa introdotta dal D.Lgs. n. 32/1998, il quale richiede una "tipizzazione" di tali rapporti finora ispirata a due soli modelli (quello tradizionale di comodato gratuito delle attrezzature e fornitura in esclusiva, e uno, più recente e poco diffuso, che al comodato gratuito delle attrezzature associa un contratto di commissione). Al contempo, si registra il ricorso a forme contrattuali atipiche, quali guardiania e appalto.

305. Salva la neutralità, in una prospettiva di tutela della concorrenza, rispetto alla scelta dei contratti adottabili, anche sotto il profilo della tutela del consumatore sembra opportuno sollecitare – anche nell'ambito di recenti iniziative avviate presso sedi ministeriali per un confronto tra le varie parti interessate – la definizione di forme contrattuali che favoriscano una maggiore efficienza dei servizi resi.

306. Con riguardo alla rete di distribuzione al dettaglio, tra gli esiti positivi del processo di liberalizzazione avviato a fine anni Novanta del Novecento si possono annoverare la sostanziale eliminazione delle barriere all'entrata, con l'aumentato ruolo degli operatori indipendenti, e una relativa riqualificazione delle aree di servizio. La rete, tuttavia, resta caratterizzata da livelli di erogato medio, abitualmente preso a indice significativo di efficienza delle attività di distribuzione, tra i più bassi in UE. La struttura dell'offerta, inoltre, appare molto frammentata, in ragione del numero elevato di operatori di piccole dimensioni.

307. A tale frammentazione potrebbero essere riconducibili alcune criticità, in particolare un'opacità operativa che ha agevolato la diffusione di fenomeni di evasione fiscale e corruzione, come sottolineato dalle istituzioni competenti. Tale opacità, peraltro, nel corso dell'indagine è stata attribuita da vari soggetti anche alla mancata interoperabilità tra strumenti di monitoraggio del mercato adottati nel corso del tempo da amministrazioni diverse (in particolare anagrafe degli impianti di distribuzione curata dal MASE, banca dati dell'Agenzia delle Dogane e anagrafe sottostante all'Osservatorio Prezzi curato dal MIMIT). Nella prospettiva di stimolare l'efficienza della rete distributiva, a partire dalla conoscenza aggiornata e dinamica dell'effettivo numero di impianti operanti, si ritiene pertanto decisamente auspicabile una rapida implementazione del raccordo tra le banche dati citate.

308. Con specifico riferimento alla rete autostradale, ugualmente auspicabile deve ritenersi il recupero di un più equilibrato rapporto tra *royalty* e oneri di servizio applicati ai sub-concessionari – indicati da varie parti come la principale causa dei prezzi più elevati rispetto a quelli praticati sulla rete ordinaria – e andamento della domanda, anche prevedendo per i nuovi affidamenti concessori meccanismi di revisione delle condizioni in vigore di contratto. Si resta in attesa di verificare gli esiti delle prossime tornate di affidamenti, le quali dovranno avvenire anche sulla base delle indicazioni di recente rese dalla competente Autorità di regolazione dei trasporti.

VIII.3 Comportamenti di consumo e trasparenza dei prezzi

309. I comportamenti di consumo, analizzati anche sulla base dei dati raccolti ed elaborati attraverso un'apposita *survey* condotta su un campione di oltre duemila consumatori, confermano la rilevanza del prezzo come principale fattore di scelta. La maggioranza dei consumatori risulta svolgere un'attività abituale di ricerca che ha ad oggetto il prezzo praticato sui singoli impianti: tale ricerca avviene principalmente attraverso l'osservazione diretta dei cartelli esposti, e in misura minore mediante altri strumenti, anche di tipo digitale, tra cui il sito internet "Osservaprezzi".

310. Gli interventi volti a garantire la correttezza delle informazioni rese al pubblico e una loro maggiore fruibilità rispetto all'effettivo ambito di scelta vanno nella direzione di aumentare la trasparenza a effettivo beneficio dei consumatori. Strumenti come l'app di recente prevista dal D.L. n. 5/2023, così come convertito in Legge n. 23/23, e conseguente D.M. 31 marzo 2023, sono pertanto da salutare con favore, in particolare qualora consentano all'utente di impostare una ricerca sulla base di propri criteri di scelta.

311. Di contro, l'obbligatoria indicazione presso gli impianti di distribuzione del prezzo medio rispetto ad ampie aree geografiche – regionale per la rete ordinaria, nazionale per quella autostradale – non sembra poter garantire alcuna sostanziale utilità per i consumatori, visto il già citato ambito locale di scelta dell'impianto di rifornimento. Anzi, come già evidenziato dall'Autorità in sede di audizione parlamentare, non si può escludere che la diffusione di tali informazioni possa determinare effetti negativi, facilitando la convergenza degli operatori su politiche di prezzo sostanzialmente allineate intorno a un comune indicatore di riferimento.

312. Sempre in relazione alle più recenti previsioni normative in materia di trasparenza delle informazioni, visto il riferimento da parte dell'articolo 5 del D.M. 31 marzo 2023 alla possibilità di stipula da parte del Ministero competente di convenzioni con soggetti interessati a gestire "forme di comunicazione intermediata dei prezzi" dedicate agli esercenti e "altre forme di comunicazione ai consumatori delle relative informazioni di prezzo", si coglie l'occasione per sottolineare come il disegno di tali convenzioni, e più in generale i servizi sviluppabili a valle delle stesse, debba conformarsi al più rigoroso rispetto dei principi di concorrenza, sì da evitare che possano determinarsi effetti di trasparenza informativa diversi da quelli strettamente necessari a meglio orientare le scelte dei consumatori.

313. Nella più ampia prospettiva della transizione energetica in corso, la progressiva sostituzione del parco autoveicoli a motore termico con veicoli elettrici avrà un impatto profondo sulla domanda attesa di carburanti, quindi sull'intera filiera petrolifera. Con particolare riferimento alla rete distributiva nazionale di carburanti, le nuove esigenze di ricarica dei motori elettrici possono anche essere intese quale importante opportunità di conversione degli impianti attualmente esistenti, nell'ambito di una razionalizzazione della rete che potrebbe perseguire direttrici anche piuttosto divergenti rispetto a quanto in precedenza ipotizzato. Infatti, l'elevato numero di impianti esistenti, ove la loro conversione a punti di ricarica fosse sostenuta dallo sviluppo delle necessarie infrastrutture tecnologiche, potrebbe divenire un inatteso elemento di vantaggio, consentendo la realizzazione di una rete capillare di stazioni di rifornimento.

314. A fini di efficienza e di promozione del benessere dei consumatori, sarà pertanto fondamentale un avveduto indirizzo dell'evoluzione della rete conseguente ai processi di transizione energetica, anche attraverso appositi incentivi volti a sostenere lo sviluppo delle necessarie infrastrutture, purché questi non comportino in alcun modo distorsioni alla concorrenza tra gli operatori interessati.