Dal "petrolio Italia" al "petrolio Europa"

Il presidente dell'Unem all'extrarete: i piccoli devono crescere, non possono restare solo sul mercato spot

Dalla convocazione dei raffinatori al ministero al corto di gasolio, dai margini erosi da premi e noli ai nuovi assetti proprietari degli impianti. ***Gianni Murano****, presidente dell'Unem, fa il punto con la Staffetta: dai dati sull'utilizzo degli impianti agli investimenti, dal destino dell'extrarete alla "anomalia" delle pompe bianche. Illegalità: serve un registratore delle uscite alla pompa.*

Il Governo convoca i raffinatori

Di che cosa avete parlato all'incontro con il Governo dei giorni scorsi?

Intanto è un fatto epocale: da quando sono nel settore, e credo negli ultimi vent'anni, i rappresentanti dell'intero sistema di raffinazione non erano mai stati convocati per affrontare temi simili. Credo che vada riconosciuto anche il lavoro di Unem: da marzo, quando è iniziata la crisi, abbiamo ripetutamente fatto presente che esiste una carenza strutturale di raffinazione europea. Con il Governo abbiamo affrontato due grandi questioni. La prima è appunto la capacità di raffinazione, cioè se è possibile lavorare di più. La seconda, è come aumentare la resa di gasolio, che oggi è il problema principale a livello europeo. Lo dimostra la lettera con cui il presidente francese Emmanuel Macron ha chiesto alla presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen, di modificare le specifiche tecniche dei carburanti. Le richieste in quel caso erano tre: modificare alcune specifiche per produrre più distillati; passare dal B7 al B10, cioè immettere più biocarburanti; sospendere il regolamento sul metano. Il Governo voleva capire se cambiare le specifiche fosse utile. Abbiamo approfondito le varie tematiche e abbiamo concluso che, modificandone alcune, potremmo produrre di più. Sul gasolio, per esempio, tecnicamente si potrebbero rilassare le specifiche a freddo al Sud, dare più margine sulla densità per usare più Hvo o biodiesel e, per un periodo limitato, alzare il limite dello zolfo oggi a 10 ppm. Qualcosa si può fare anche su jet fuel, gasolio marino e benzine. Ad esempio, sulle benzine scendendo da 95 a 94 ottani.

Che cosa occorre per procedere in questa direzione?

In molti casi naturalmente l'autorizzazione di Bruxelles, ma non solo. Serve anche l'accordo degli organismi europei e internazionali che sovrintendono alle specifiche, quelle da cui nasce l'Eurograde, uno standard di prodotti performanti usato anche in Africa. La modifica potrebbe essere temporanea, come misura emergenziale, attraverso una deroga già prevista dalle direttive europee. Alcune cose, però, l'Italia può farle da sola: le specifiche a freddo del gasolio, come già successo durante il Covid, ma anche tempi più rapidi per le autorizzazioni ambientali delle raffinerie. Siamo in una situazione emergenziale, bisogna rispondere con misure d'emergenza. C'è un articolo della direttiva sulla qualità dei carburanti che prevede, in casi specifici, la possibilità di intervenire un singolo Stato per un periodo temporaneo. Quanto alle modifiche nel Comitato europeo di normazione, è un processo lungo.



Gianni Murano

Nell'ultimo Oil Market Report l'Aie sostiene che il corto di gasolio dipenda anche dal fatto che quest'estate si è prodotto molto jet fuel. I vostri dati sembrano darle ragione: quest'anno l'export di jet è quasi triplicato e quello di gasolio è sceso del 12%. Che ne pensa?

Anche con meno jet fuel il corto di gasolio si sarebbe manifestato comunque. Con quei prezzi e quei segnali d'allarme, molte raffinerie, comprese quelle italiane, hanno aumentato la produzione di jet destinata prevalentemente al mercato interno. L'aumento dell'export nasce dal fatto che le quantità esportate storicamente sono davvero irrisorie è quindi facile triplicarle. Il jet appartiene alla famiglia dei distillati: come regola generale, se produci più jet fuel fai meno gasolio.

Che cosa avete chiesto al Governo?

Oltre alle risposte sugli aspetti tecnici, abbiamo chiesto di inserire la raffinazione tra i settori strategici europei, in linea con la proposta di Regolamento sull'Industrial Accelerate Act, e di considerare la questione dell'Ets. La raffinazione è forse l'unico settore esposto al carbon leakage in questo modo: si può importare prodotto da tutto il mondo senza alcuna protezione. Non c'è il Cbam e le quote gratuite stanno sparendo: bisogna evitare che succeda. La terza richiesta riguarda il regolamento sul metano che la Commissione UE recentemente ha rinviato di un solo anno che però non è sufficiente a risolvere le criticità strutturali che gli importatori incontrano nell'attuazione del Regolamento.

Impianti, utilizzo e investimenti

Sul tasso di utilizzo delle raffinerie italiane ad agosto il rapporto mensile dell'Aie e quello dell'Opec danno dati diversi. Come mai?

Credo che nel dato dell'Opec manchi qualcosa. Forse l'ufficio studi di Vienna continua a conteggiare nel tasso complessivo anche la raffineria di Livorno, quindi il dato potrebbe essere calcolato con una metodologia non corretta. Ad agosto il tasso di utilizzo degli impianti italiani è stato pari all'85%, come scrive l'Aie, che è la fonte ufficiale di riferimento per l'area Ocse. Quest'estate i margini di raffinazione erano buoni, quindi gli impianti, in Italia e altrove, hanno marciato a ritmi sostenuti, salvo naturalmente problemi operativi particolari.

Però le raffinerie italiane lavorano a ritmi inferiori rispetto ai concorrenti europei. Perché?

Anzitutto per una ragione legata alla configurazione degli impianti. Molte raffinerie hanno una capacità di distillazione primaria elevata rispetto a quella degli impianti di conversione. Una volta saturata la capacità di questi ultimi, il greggio in più andrebbe lavorato in semplice hydroskimming, attività che oggi ha margini bassissimi, in quanto genera prevalentemente olio combustibile e altri residui pesanti. E con margini del genere non conviene lavorare. È una scelta puramente economica, che dipende dai prezzi, dai premi sui greggi e dall'assetto delle raffinerie. Poi c'è un 14% di capacità che è solo nominale e non può essere utilizzato. Di questo 14%, metà riguarda Isab. L'altro 7% è distribuito sulle altre raffinerie: impianti fermati e mai più riavviati per ragioni economiche contingenti. Per utilizzare questa capacità bisogna cambiare il quadro regolatorio e investire. Un impianto fermo da anni, che non ha fatto ispezioni né manutenzione negli ultimi dieci anni, può certamente essere rimesso in marcia, ma con molta cautela. Ci vogliono mesi, ammesso che vada tutto bene. E resta comunque un'operazione molto onerosa.

Nel contesto internazionale di oggi, questi investimenti sono diventati una necessità?

Può darsi. Il nostro associato Ludoil ha annunciato nel suo comunicato stampa il giorno del formale passaggio di proprietà, l'intenzione di investire oltre un miliardo di euro per far ripartire anche gli impianti oggi fermi.

Quali sono gli investimenti prioritari per il settore?

Nessuno ha fatto investimenti massicci, ad esempio, per aumentare il tasso di conversione, perché in un momento come questo in cui non si sa quale sarà il futuro dei carburanti liquidi c'è molta prudenza nell'investire. Con un quadro regolatorio diverso, che riconosca nella raffinazione un asset strategico europeo, si potrebbero attivare investimenti interessanti. Con un orizzonte di 15 anni e un periodo di ammortamento altrettanto lungo, un'azienda può avere convenienza a fare upgrading di alcuni prodotti, e quindi a investire. Gli investimenti vanno in due direzioni: da un lato l'upgrading della molecola fossile, dall'altro l'ingresso della molecola bio, come previsto dalla direttiva Red. Non dimentichiamo che al 2030 dovremo avere il oltre il 30% di carburanti rinnovabili.

Margini, noli e Platts

Sempre l'Aie sostiene che parte del margine delle raffinerie sia stata erosa dai noli. È così?

Il calcolo teorico dei margini di raffinazione ha tenuto conto finora delle quotazioni del Brent e delle quotazioni dei prodotti: è un esercizio facile, basta una semplice simulazione sull'assetto teorico di raffineria. Ma oggi bisogna tenere conto di due cambiamenti. Il primo è che molti greggi quotano a premio sul Brent, e il premio è diventato davvero considerevole. Il secondo sono i noli. E non solo quelli dal paese di estrazione a quello di destinazione, ma anche quelli successivi, come i cabotaggi. Poiché è un mercato globale, se aumentano i noli a Hormuz aumentano ovunque, anche dove non c'è crisi. Alla fine, i margini di raffinazione sono molto più contenuti di quelli calcolati dal modello teorico.

Dallo scoppio della guerra tra Usa e Iran i differenziali dei greggi rispetto al Brent, soprattutto quello del Dubai, si sono allargati enormemente. Il Platts è ancora uno strumento utile per formare i prezzi dei prodotti petroliferi?

Per quello che vedo, sì. Come associazione non siamo dentro il mercato: siamo osservatori e, soprattutto, ascoltiamo gli associati. Dagli associati non è arrivato nessun segnale in questo senso, nessuno ci ha detto che il Platts non riflette più il mercato.

La partita europea

Gli impianti italiani di raffinazione sono troppi o troppo pochi?

Bisogna fare chiarezza, perché la risposta cambia a seconda dell'angolazione. Se si guarda alla sola dimensione nazionale, la raffinazione italiana è ridondante, anche se non per tutti i prodotti: infatti, esportiamo benzina a gasolio ma importiamo ancora una quota di jet. Se invece si guarda agli asset italiani da un punto di vista europeo, le raffinerie italiane sono poche, perché nel complesso gli impianti in Europa non bastano. Se la raffinazione europea diventa strategica, perché non si vuole alimentare la dipendenza da paesi terzi, come sta avvenendo adesso per il gasolio, allora gli asset italiani potrebbero aiutare a soddisfare anche la domanda europea e dunque la ridondanza viene meno. In Europa serve una strategia per l'energia, non solo per l'energia elettrica.

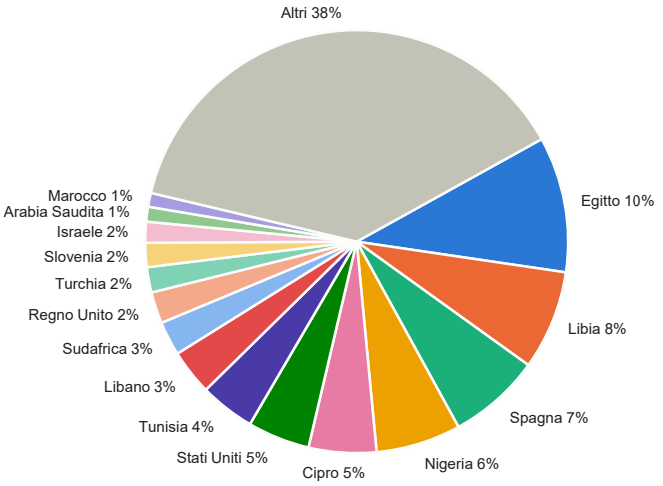
In concreto, che cosa vuol dire che gli asset diventano europei? Che cosa vi aspettate?

Diventare un settore strategico significa avere certezze regolatorie per il futuro del settore e accesso ai fondi europei con un profilo diverso per ottenere finanziamenti bancari. Non basta fare progetti: bisogna avere anche un quadro normativo chiaro e fondi per svilupparli nel tempo.

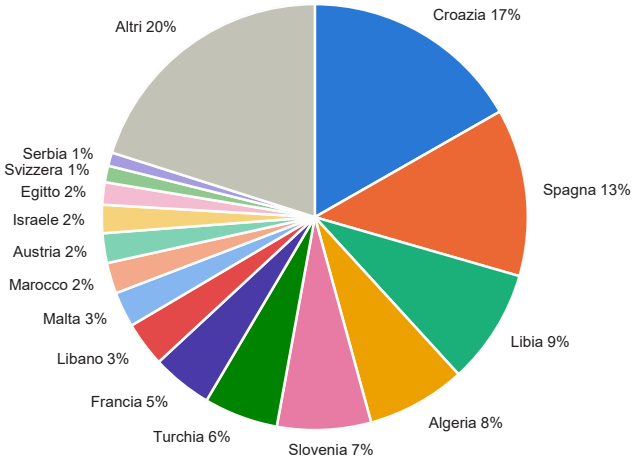
Nella risoluzione sulle Comunicazioni della premier in vista del Consiglio UE, la maggioranza ha messo in relazione il tema della flessibilità sul bilancio con l'appoggio dell'Italia al rilascio delle scorte di gasolio. Che rapporto c'è tra le due cose, secondo lei?

È la questione dell'indipendenza. C'è stata una "simpatica coincidenza" tra l'annuncio di un possibile blocco dell'export di gasolio dagli Stati Uniti e la richiesta del

Esportazioni italiane di benzina: primi 15 paesi di destinazione (2025)

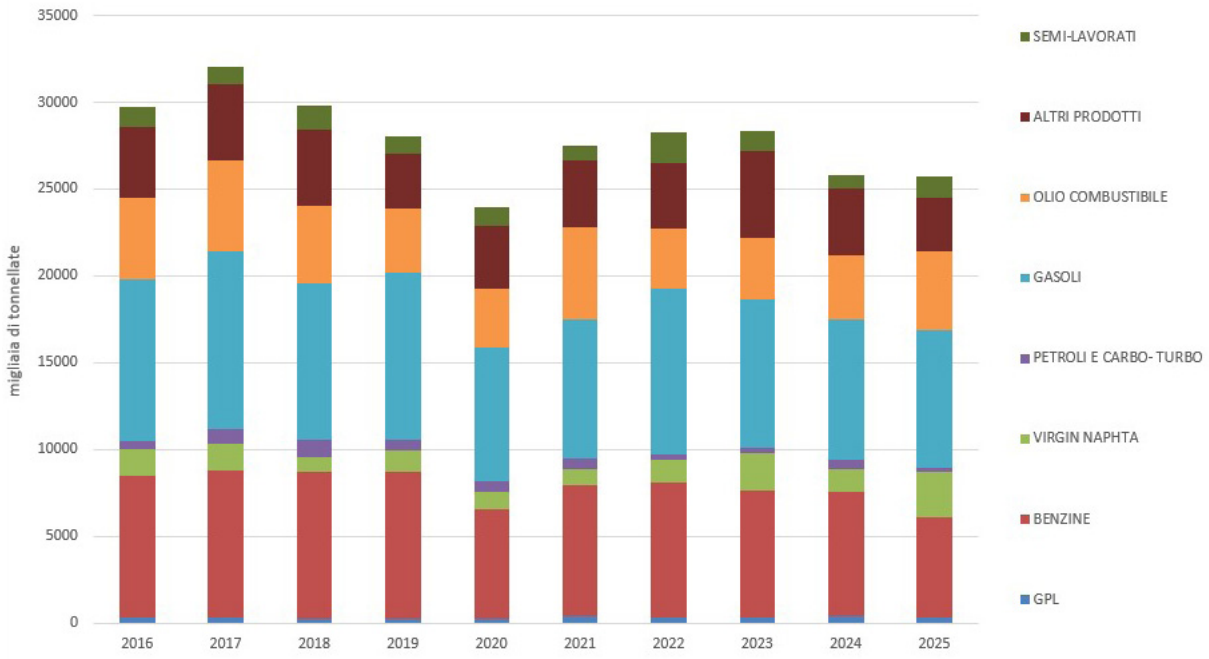


Esportazioni italiane di gasolio: primi 15 paesi di destinazione (2025)



Fonte: elaborazione Staffetta su dati Eurostat

Esportazioni petrolifere Italiane 2016 - 2025



Fonte: elaborazione Staffetta su dati Unem

rilascio delle scorte. Oggi l'indipendenza energetica è un valore importante. La minaccia di un blocco dell'export di gasolio statunitense ha messo a nudo la vulnerabilità di Francia e Germania che sono tra i Paesi più esposti all'import di gasolio. Finora a Bruxelles non importava dove si producesse: l'importante era garantire l'importazione di quanto necessario con accordi ben scritti, un principio applicato a tutti i comparti merceologici. Oggi si è capito che per alcuni prodotti strategici, come il gasolio, serve una politica economica più evoluta e articolata. La strada è ancora lunga, ma siamo ottimisti.

Come vede un possibile allargamento dell'Unione europea al Canada? Potrebbe aiutare la raffinazione?

Sono un europeista convinto: tutto quello che aiuta un mercato a essere più integrato, più forte e più libero va nella direzione giusta. Sono uno dei pochi che rimpiangono la Brexit: perdere il Regno Unito è stata una vera perdita di pragmatismo e della capacità di interpretare pensieri diversi, cosa che in questi dieci anni ci è mancata. Con la Brexit hanno perso loro, perché le cose non sono andate come si aspettavano, ma ha perso anche l'Europa. Ogni allargamento che porta a considerare un approccio diverso amplia il mercato, apre nuove opportunità e porta altri asset in termini di competitività e di conoscenze.

Il Canada è anche un grande produttore di petrolio. Potrebbe aiutare l'approvvigionamento?

Il greggio canadese non è di qualità eccelsa, ma certo potrebbe aiutare, anche se il Canada è lontano.

Export e nuovi proprietari

Come sono andate negli ultimi anni le esportazioni di prodotti petroliferi, anche in relazione all'andamento della produzione interna?

Ad agosto, e anche nell'arco dell'anno, abbiamo lavorato gli stessi quantitativi dell'anno precedente pur con una raffineria in meno, perché l'anno scorso Livorno era ancora in marcia. È un buon dato. Se guardiamo agli ultimi dieci anni, nel 2015 abbiamo lavorato 63 milioni di tonnellate e ne abbiamo esportate 28. Nel 2025 ne abbiamo lavorate 60 e ne abbiamo esportate 26. L'export è praticamente costante. E quest'anno siamo in linea: nei primi otto mesi abbiamo esportato quasi 18 milioni di tonnellate, poco più del 2025.

Non è cambiato niente?

Qualcosa è cambiato. Rispetto al 2015 esportiamo circa 4 milioni di tonnellate in meno di benzina e gasolio, cioè dei prodotti più pregiati, e più olio combustibile e semilavorati. In dieci anni benzina e gasolio esportati sono passati da 17,5 a 13,7 milioni di tonnellate, mentre la virgin nafta è più che raddoppiata data la crisi della petrochimica nazionale. L'olio combustibile, che esportiamo per il 90%, è un chiaro indicatore perché è la parte meno pregiata del barile. Ma il barile di petrolio è, se mi si passa il paragone, un po' come il maiale: non si butta via niente.

Con il passaggio degli impianti dalle dinastie italiane del petrolio, Garrone, Moratti e Brachetti Peretti, a National Oil Company come Sonatrach e Socar, c'è chi teme che i prodotti raffinati in Italia finiscano sui mercati dei nuovi proprietari, come l'Azerbaigian e l'Algeria. Cosa risponde?

Francamente sono timori incomprensibili. Anche in passato in Italia c'erano raffinerie Total ed Esso, e nessuno ha mai pensato che i prodotti potessero finire negli Usa o in Francia. La presenza di operatori provenienti da Paesi produttori come Algeria e Azerbaigian può rappresentare un punto di forza, perché contribuisce a rafforzare i legami lungo la filiera energetica in una fase internazionale segnata da tensioni e incertezze sugli approvvigionamenti.

Qualche differenza però c'è: con l'uscita di Esso Italiana dalla raffinazione abbiamo perso il know-how tecnologico di ExxonMobil. Non le pare?

È un po' un pregiudizio, e lo dico da ex dipendente di ExxonMobil. L'unica vera raffineria moderna del Mediterraneo è la Star di Socar, in Turchia. Chi l'ha visitata, a Smirne, ha visto un impianto da 200.000 barili al giorno, dotato di tecnologie di super conversione. È chiaro che gli investimenti in ricerca e sviluppo di ExxonMobil sono difficili da replicare. Ma bisogna essere pragmatici: se le major come ExxonMobil, Shell, BP e Total decidono di lasciare l'Italia, è un buon segno che al loro posto ci siano società integrate e con interesse per una posizione al centro del Mediterraneo.

Rete ed extrarete

Passiamo al downstream. La rete carburanti italiana è ridondante e avrebbe bisogno di forti investimenti. A questa questione annosa se ne aggiunge un'altra: il calo dei consumi sul canale extrarete. C'è ridondanza anche nella distribuzione all'ingrosso?

Bisogna intendersi su cosa sia l'extrarete. C'è il canale degli autotrasportatori e del trasporto pubblico locale, che hanno bisogno di grandi quantità di gasolio e comprano all'ingrosso. Poi c'è il retista, che ha un certo numero di stazioni di servizio e si deve rifornire.

Fanno tutti parte della grande categoria dei rivenditori all'ingrosso, che comprano grandi volumi dalle

compagnie e, grazie alla conoscenza del territorio e della clientela, riforniscono le piccole e medie imprese. Sono troppi?

Oggi i marchi della distribuzione sono più di 300. Di questi, 28 operatori hanno più di 50 stazioni ciascuno e insieme il 90% delle 22.000 stazioni; gli altri 250 si dividono il restante 10%, e 220 hanno meno di 10 stazioni. Questo evidenzia un elevato grado di frammentazione di una parte della domanda. In un mercato aperto e concorrenziale, le condizioni di approvvigionamento sono il risultato di dinamiche commerciali e logistiche che possono variare in funzione di molteplici fattori, tra cui volumi, continuità delle forniture, servizi richiesti e costi operativi. Occorre inoltre considerare come il contesto di mercato sia profondamente cambiato negli ultimi anni. In passato la capacità di raffinazione disponibile era più ampia rispetto alla domanda e il canale extrarete svolgeva anche una funzione di collocamento delle eccedenze produttive. Oggi, a seguito della chiusura o riconversione di diversi impianti europei, tale situazione si è significativamente ridimensionata e il mercato non presenta più gli stessi livelli di disponibilità di prodotto che caratterizzavano il passato.

Infatti sull'extrarete si registrano spesso contingentamenti di prodotto.

Forse contingentamento non è il termine esatto. Sicuramente, rispetto ad anni fa, il mercato è cambiato: da un lato, l'offerta si è differenziata; dall'altro, la domanda si è parcellizzata. Anche l'extrarete, secondo me, deve cambiare approccio: passare dal piccolo al medio, crescere. E in questo percorso di crescita ci deve essere anche la differenziazione degli approvvigionamenti, per esempio anche facendo riferimento al cargo market.

È realistico?

Se c'è una cosa che, oltre alla rete, non manca, sono i depositi indipendenti. Quindi bisogna crescere: chi può deve farlo come dimensione, ma anche dal punto di vista reputazionale e del fido bancario. Bisogna formare una cultura industriale. Crescere non significa solo aggiungere volumi, ma anche competenze e struttura. Un problema tipico delle piccole imprese è voler decidere sempre tutto da soli: quando crescono pensano di poter continuare a operare come quando erano piccole, mentre diventa essenziale dotarsi di competenze e struttura manageriale. La recente storia di Ludoil dimostra che crescere è possibile. Tra i retisti c'è già chi ha più di mille stazioni. I numeri della rete mostrano che la concentrazione è già una realtà.

Il price cap potrebbe accelerare questo processo? Secondo i nostri calcoli la media settimanale dei margini alla pompa è scesa a 11 centesimi, meno della metà dei dodici mesi. E i prezzi extrarete risultano a volte più alti di quelli alla pompa, con sconti a macchia di leopardo e due mercati paralleli.

Gli effetti di una misura come il price cap non sono uniformi e dipendono dalle specifiche caratteristiche di ciascun operatore. In mercati aperti e concorrenziali, ogni impresa è chiamata a valutare autonomamente le proprie strategie di approvvigionamento, commerciali e organizzative. Resta il fatto che il price cap nasce come misura temporanea, legata a una fase di emergenza e non destinata, per definizione, a rappresentare un assetto permanente del mercato.

Che però altera le dinamiche di mercato. La concorrenza delle pompe bianche è praticamente sterilizzata.

Il mercato offre diverse opportunità e ciascun operatore effettua autonomamente le proprie valutazioni. L'esperienza mostra tuttavia che le diverse modalità di approvvigionamento comportano differenti livelli di esposizione alla volatilità dei prezzi e alla disponibilità del prodotto. Si tratta di valutazioni che ogni impresa è chiamata a compiere in piena autonomia sulla base delle proprie esigenze operative. Crescere e definire contratti term piuttosto che spot salvaguarda la sicurezza degli approvvigionamenti piuttosto che l'opportunità del momento.

Ma il mercato funziona così, con i contratti term e lo spot.

Però non tutti i giorni ci sono opportunità da cogliere e il rischio è, in contesti di tensioni geopolitiche, di non trovare il prodotto.

In sostanza, secondo lei serve una sorta di fidelizzazione, un passaggio dai contratti spot ai contratti term. Ma non si pone la possibilità di un abuso di posizione dominante nel momento in cui il piccolo operatore, per una serie di ragioni anche contingenti, di fatto non può rifornirsi sul mercato cargo e deve fare riferimento alle poche possibilità che ha sul territorio?

Ovviamente come Unem non abbiamo conoscenza del mercato specifico ed ogni azienda attua autonomamente le proprie politiche commerciali. Possiamo soltanto evidenziare che una rete così ridondante, a basso erogato e con 220 società con meno di 10 impianti è un'anomalia, un'anomalia tutta italiana.

Perché?

Perché il nostro Paese è tra i pochi, se non l'unico in Europa, che non ha perseguito una razionalizzazione della struttura di distribuzione e che ha un mercato atomizzato.

Un meccanismo che però conveniva anche i fornitori.

Ma il paese è cambiato dal punto di vista dell'approvvigionamento: abbiamo società con raffinerie che non hanno rete, le cosiddette merchant refinery.

Passiamo alla riforma della rete. Il disegno di legge vi convince? Avete un "piano" per seguire l'iter parlamentare ed eventualmente apportare modifiche?

È il frutto di tre anni di discussioni. Secondo me è stato raggiunto un punto di equilibrio che, da parte nostra, farei di tutto per non toccare. Su alcuni elementi, come la contrattualistica, la riforma recepisce chiaramente alcune richieste dei gestori. Dall'altra parte, ed è secondo me l'elemento forte su cui anche Assopetroli si è spesa molto, chiede la legalizzazione di tutta una serie di rapporti. Per questo sarei molto cauto con le proposte di modifica.

Unem, scorte e illegalità

In Unem sono arrivati due nuovi soci. Cambia qualcosa?

È un evento molto importante, non capitava da tempo. Con l'ingresso dei nuovi soci è cambiato il comitato di presidenza. Stiamo cambiando: facce nuove, un'organizzazione nuova, molto più presente sui media e nelle relazioni istituzionali, con molta più attenzione al lavoro del Centro studi. È un lavoro iniziato qualche anno fa che adesso comincia a vedersi.

A proposito di vicende epocali: lo scenario internazionale potrebbe peggiorare. L'Unem ha un piano di emergenza?

Il piano contro l'emergenza sono le scorte di sicurezza d'obbligo.

Che però si sono assottigliate…

Si sono ridotte di circa il 10% per la misura di destoccaggio della IEA del marzo scorso. E abbiamo un grosso vantaggio rispetto ad altri paesi: avere le raffinerie. Le nostre scorte d'obbligo sono anche in petrolio e questo assicura prodotti. Ma la vera emergenza del settore dei carburanti resta l'illegalità: il contrabbando di carburanti è ancora troppo diffuso in Italia.

Le frodi carosello nella distribuzione dei carburanti, che Staffetta Quotidiana ha contribuito a far emergere, dopo il famoso caso Taricco non sono più possibili. Che cosa propone l'Unem contro il contrabbando?

Di chiudere il ciclo dei controlli, completando la digitalizzazione. Oggi, grazie al Das elettronico, sappiamo quanto prodotto entra in ogni stazione di servizio, e conosciamo i livelli dei serbatoi. Manca però la registrazione di quanto esce dall'erogatore. Serve chiudere il cerchio con entrate, giacenze e uscite tracciate. In questo caso, ogni eccedenza diventerebbe subito un campanello d'allarme. Il primo danneggiato dal contrabbando è lo Stato: sarebbe un passo decisivo contro l'illegalità. **(A.P. G.M. C.B.)**

© Riproduzione riservata

STAFFETTA QUOTIDIANA

Fondata nel 1933 da Goffredo Cozzi

Direttore responsabile:
Gabriele Masini

Vicedirettore:
Gionata Picchio

Direttore editoriale:
Giovanni G. Borromeo

Redattori:
Carlo Baldassarre, Azzurra Pacces, Simone Pranno

Collaboratori:
Sona Baghdassarian, Maria Chiara Beraneck, Salvatore Carollo, Stefano Clô, Agata Gugliotta, Marco Macciò, Roberto Macrì, Sergio Matalucci, Chiara Micalizzi, Luca Michele Piscitelli, Riccardo Piunti, Vanessa Ricciardi, Antonio Sileo, Giovanni Battista Zorzoli

Composizione, produzione e segreteria:
Pietro Borromeo, Emanuele Pigliacelli, Massimo Sannibale, Maria Tiso

Sviluppatore e webmaster
Fabio De Mattia

Abbonamenti:
Vittoria Cataldo, Massimo Sannibale

Amministrazione:
Elisabetta Arbusti

Pubblicità e marketing:
In Fieri Srl – Paolo Angelini

Editrice: RIP - Rivista Italiana Petrolio Srl
Sede legale: Via Aventina 19 - 00153 Roma

Amministratori:
Marina Cozzi, Giovanni G. Borromeo

Abbonamento annuo:
Staffetta online € 1.230 (+iva 4%)

Banca: *Crédit Agricole*
Iban IT 87 D 06230 03229 000015395203
Bancoposta:
IT 92 L 07601 03200 000026181008

Redazione, pubblicità e amministrazione:
Largo Luigi Antonelli 30 - 00145 Roma
Tel. +39 06-5741208 – Fax +39 06-5754906
www.staffettaonline.com
info@staffettaonline.com
Reg. Trib. Roma n. 328 del 03/08/2006

Informativa ai sensi Regolamento Europeo 679/2016
I dati sono trattati, con modalità anche informatiche, per la realizzazione del prodotto editoriale, per la gestione dell'abbonamento e per le attività connesse. Titolare del trattamento è: Rivista Italiana Petrolio Srl – Via Aventina, 19 – 00153 Roma (RM) nella persona del legale rappresentante.

Riproduzione riservata
È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti intranet o internet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi della presente pubblicazione senza autorizzazione della Rivista Italiana Petrolio S.r.l.

ISSN: 2280-3904

LA RIVISTA ITALIANA DEL PETROLIO EDITRICE

Questa testata è associata a USPI Unione Stampa Periodica Italiana

Vendita solo per abbonamento