

**Addizionali IRES settore energetico**

L'articolo 81, comma 16 del decreto-legge n. 112 del 2008 ha introdotto un'addizionale all'imposta sui redditi nei confronti delle società che operano nel settore petrolifero, ivi compreso il settore dell'energia elettrica, aventi un volume di ricavi superiore a 10 milioni di euro e un reddito imponibile superiore a 1 milione di euro.

In particolare, l'addizionale si applica alle imprese operanti nei seguenti settori:

- a) ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi;
- b) raffinazione petrolio, produzione o commercializzazione di benzine, petroli, gasoli per usi vari, oli lubrificanti e residuati, gas di petrolio liquefatto e gas naturale;
- c) produzione, trasmissione e dispacciamento, distribuzione o commercializzazione dell'energia elettrica;
- c-bis) trasporto o distribuzione del gas naturale.

Nel caso di soggetti operanti anche in settori diversi da quelli di cui alle lettere a), b) e c), la disposizione del primo periodo si applica qualora i ricavi relativi ad attività riconducibili ai predetti settori siano prevalenti rispetto all'ammontare complessivo dei ricavi conseguiti.

L'aliquota, fissata in origine al 5,5 per cento e successivamente elevata al 6,5 per cento (articolo 56 della legge n. 99 del 2009, « collegato energia »), è stata innalzata al 10,5 per cento per tre periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2010 (ai sensi dell'articolo 7, comma 3 del decreto-legge n. 138 del 2011).

Il comma 18 dell'articolo 16 espressamente vieta agli operatori economici dei settori interessati di traslare l'onere della maggiorazione d'imposta sui prezzi al consumo, prevedendo uno specifico meccanismo di vigilanza in capo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con delibera del 4 luglio 2008, n. ARG/com 91/08 sono state emanate disposizioni urgenti in materia di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta; con la successiva delibera dell'11 dicembre 2008, n. VIS 109/08, sono stati dettati i criteri e le modalità di verifica del rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione di imposta.

L'articolo 3, comma 2, della legge n. 7 del 2009 (Ratifica del trattato Italia-Libia) ha introdotto un'ulteriore addizionale IRES gravante sulle imprese operanti nel settore degli idrocarburi aventi determinati requisiti.

Essa si applica, in particolare (richiamato articolo 3, comma 1) nei confronti delle società e degli enti commerciali residenti nel territorio dello Stato:

che operano nel settore della ricerca e della coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, con partecipazioni di controllo e di collegamento e con immobilizzazioni materiali e immateriali nette dedicate a tale attività con valore di libro superiore al 33 per cento della corrispondente voce del bilancio di esercizio;

emittenti azioni o titoli equivalenti ammessi alla negoziazione in un mercato regolamentato;

con una capitalizzazione superiore a 20 miliardi di euro determinata sulla base della media delle capitalizzazioni rilevate nell'ultimo mese di esercizio sul mercato regolamentato con i maggiori volumi negoziati.

Essa è pari al 4 per cento dell'utile prima delle imposte risultante dal conto economico, qualora dallo stesso risulti un'incidenza fiscale inferiore al 19 per cento, ma non è dovuta per gli esercizi in perdita (comma 2 dell'articolo 3).

Il relativo importo (comma 2 dell'articolo 3) non può eccedere il minore tra:

*a)* l'importo determinato applicando all'utile prima delle imposte la differenza tra il 19 per cento e l'aliquota di incidenza fiscale risultante dal conto economico;

*b)* l'importo corrispondente alle seguenti percentuali del patrimonio netto, come definito ai sensi del successivo comma 5:

1. 10,3 per mille fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2011;

*1-bis).* 7,5 per mille per l'esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2011;

2. 5,8 per mille dall'esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2012 e fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2015;

3. 5,15 per mille dall'esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2015 e fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2019;

4. 4,65 per mille dall'esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2019 e fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2023;

5. 4,2 per mille dall'esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2023 e fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2028.

L'incidenza fiscale di cui al comma 2 corrisponde all'aliquota come determinata dal rapporto tra i seguenti dati rilevati dal conto economico:

*a)* onere netto per l'IRES corrente, differita e anticipata, per le eventuali imposte sostitutive. Il riferimento all'IRES deve intendersi comprensivo dell'addizionale istituita dall'articolo 81, comma 16, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, mentre non rileva, ai fini della determinazione di tale onere netto, la medesima addizionale del 4 per cento in commento;

*b)* utile prima delle imposte.

Dall'onere netto per l'IRES così calcolato sono esclusi gli effetti di imposta corrente, differita e anticipata, relativi alle società incluse nello stesso consolidato fiscale nazionale o mondiale o insieme con le quali è stata esercitata l'opzione per la trasparenza fiscale. Tuttavia,

tali effetti devono essere mantenuti o, qualora non siano rilevati, l'onere netto per l'IRES deve essere corrispondentemente rettificato, nel caso in cui le partecipazioni in tali società siano oggetto di svalutazione. In ogni caso tali effetti rilevano in misura non superiore al 27,5 per cento della svalutazione della partecipazione alla quale si riferiscono, come risultante dal conto economico.

Il patrimonio netto (comma 5) per la determinazione del limite di cui al comma 2, lettera *b*), è quello risultante dal bilancio di esercizio diminuito dell'utile di esercizio e aumentato degli acconti sul dividendo eventualmente deliberati. Se il periodo d'imposta è superiore o inferiore a dodici mesi, il limite è ragguagliato alla durata di esso.

L'addizionale del 4 per cento è dovuta a decorrere dall'esercizio che inizia successivamente al 31 dicembre 2008 e fino a quello in corso al 31 dicembre 2028. Ai fini del calcolo dei versamenti in acconto relativi al primo esercizio si fa riferimento a quella che sarebbe stata l'addizionale dovuta per l'esercizio precedente, ferma rimanendo la facoltà di fare riferimento allo stesso esercizio relativamente al quale la stessa si rende dovuta.

### ***La proposta di direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici.***

Il 13 aprile 2011 la Commissione europea ha presentato una proposta di direttiva sulla tassazione dell'energia (COM(2011)168), che mira ad adeguare i meccanismi del mercato interno alle nuove esigenze ambientali.

In particolare, le imposte sull'energia vigenti sarebbero divise in due componenti:

una parte, basata sulle emissioni di CO<sub>2</sub> rilasciate dal prodotto energetico, ammonterebbe a 20 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub>;

l'altra basata sul contenuto energetico (energia effettiva generata dal prodotto misurata in gigajoule (GJ)), corrisponderebbe a 9,6 euro/GJ per i carburanti per motori, e 0,15 euro/GJ per i combustibili per riscaldamento. Essa si applicherebbe a tutti i carburanti e combustibili utilizzati per i trasporti e il riscaldamento.

La direttiva entrerebbe in vigore a partire dal 2013. Per allineare completamente la tassazione del contenuto energetico sono previsti lunghi periodi transitori, fino al 2023, in modo da lasciar tempo al settore di adeguarsi al nuovo regime.

La proposta segue una procedura legislativa speciale, che prevede la mera consultazione del Parlamento europeo e l'unanimità in seno al Consiglio dell'UE.

Il 19 aprile 2012 il Parlamento europeo ha approvato una risoluzione che reca emendamenti alla proposta che prevedono, tra le altre cose, di mantenere invariato il vantaggio fiscale di cui beneficia il diesel in molti Paesi membri, rispetto alla benzina, al fine di evitare un aumento del prezzo del diesel (che tuttavia produce più emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto alla benzina).

La proposta è stata esaminata dal Consiglio Ecofin del 22 giugno, dal quale è emerso un sostanziale accordo tra i Paesi membri circa la fissazione di aliquote minime per la tassazione dei prodotti energetici, lasciando ai singoli Governi la discrezionalità per quanto concerne la ripartizione tra le componenti dell'imposta (CO<sub>2</sub> e contenuto energetico).

### **I contributi dei soggetti auditi**

*Seduta di martedì 8 novembre 2011*

#### **Audizione di rappresentanti di Filctem-CGIL, Femca-CISL e Uilcem-UIL**

GABRIELE VALERI, *Segretario nazionale della Filctem-CGIL.*

Il Segretario nazionale della Filctem-CGIL ha preliminarmente evidenziato i dati relativi sia alla contrazione generale dei consumi sia al calo dell'utilizzo di prodotti raffinati in Italia, causati a suo avviso, oltre che dalla crisi economica, anche dal fatto che per molte imprese del settore petrolifero è diventato conveniente acquistare prodotti già raffinati all'estero.

Prima del 2007, infatti, non tutte le aziende hanno effettuato i necessari investimenti (come l'idro-crack) per rinnovare gli impianti e restare al passo con le necessità del commercio, dell'industria e del settore dei trasporti che prevalentemente utilizza i raffinati. Per tale motivo, attualmente molte raffinerie italiane (come ad esempio Venezia<sup>5</sup>) presentano quello che si definisce un basso tasso di conversione: producono pochi prodotti leggeri, come il gasolio, e troppa benzina rispetto alle esigenze del mercato e, soprattutto, producono ancora un'elevata quantità di oli combustibili.

Questa situazione determina due problemi per il settore della raffinazione:

sottoutilizzo dell'impianto, con conseguente aumento dei costi marginali della produzione;

riduzione dei margini di raffinazione.

Su sollecitazione della Presidente Dal Lago, che ha ricordato che l'impianto di Venezia è per buona parte di proprietà dello Stato, Valeri ha puntualizzato che, a suo avviso, la mancata riconversione delle raffinerie è diffusa allo stesso modo nelle aziende a partecipazione statale e in quelle private.

L'impianto ENI di Sannazzaro, per esempio, è all'avanguardia ed è in corso di installazione l'impianto del progetto EST (ENI Slurry Technology), che eliminerà la produzione di oli combustibili e di altri prodotti invendibili.

Lo stabilimento di Taranto è abbastanza moderno, mentre il sito di Gela, pur essendo datato, è un impianto ad alta conversione.

---

<sup>5</sup> Tra le raffinerie che invece hanno investito vengono ricordate invece Sannazzaro, Gela e Mantova.

Gli stabilimenti di Livorno e Venezia sono rimasti indietro e, nel caso di Venezia, ciò è in buona parte dovuto al sistema dei permessi.

Un'altra questione riguarda la tracciabilità del prodotto. Secondo Valeri, in ambito italiano ed europeo si dovrebbe cercare di introdurre un meccanismo di tracciabilità, dal momento che attualmente nell'area UE ci sono vincoli ambientali e di sicurezza, ma contestualmente si incentiva l'acquisto di raffinati provenienti dalle raffinerie dell'Est europeo o addirittura dell'India, dove sono applicate normative che implicano costi di produzione ben diversi.

Al Parlamento si richiede di programmare un intervento:

sulle leve fiscali che agiscono nel settore;

sui meccanismi di semplificazione del sistema dei permessi;

sui sistemi di integrazione delle attività produttive all'interno dei siti delle raffinerie (ad esempio le centrali di produzione elettrica in funzione nei siti delle raffinerie, molte delle quali sono da riconvertire in quanto funzionano a olio combustibile).

*SERGIO GIGLI, Segretario generale della Femca-CISL.*

Il Segretario generale della Femca-CISL ha inizialmente focalizzato la propria attenzione sulla effettiva possibilità che nel prossimo futuro in Italia si verifichi la chiusura di almeno quattro o cinque siti e sulle iniziative possibili in quegli insediamenti industriali. Non a tutti, infatti, è consentito — come a Tamoil — di evitare la bonifica per la possibilità di stoccare il prodotto finito nel parco serbatoi.

Successivamente, ha rilevato l'importanza di un lavoro coordinato che permetta al sistema, seppur razionalizzato, di resistere alla crisi in atto e mantenere la propria strategicità.

*AUGUSTO PASCUCCI, Segretario generale della Uilcem-UIL.*

Il Segretario generale della Uilcem-UIL ha ricordato, fra l'altro, che per affrontare lo scenario a breve termine, il sindacato ha stretto un accordo con il più grande produttore italiano di idrocarburi, ENI, che possiede cinque raffinerie e genera un terzo della produzione italiana. Con questo accordo, ENI garantisce di sostenere le perdite fino al 2014, non chiudendo le raffinerie, ma fermandole tecnicamente per riequilibrare il bilancio tra costi di produzione e ricavi della vendita dei prodotti. Altri sono i soggetti che potrebbero, invece, presentare conti in rosso e quindi determinare costi sociali. Si tratta soprattutto di produttori italiani e stranieri che non hanno sottoscritto alcun impegno per tutelare il proprio patrimonio industriale e la propria capacità produttiva in un arco temporale di brevissimo periodo. Se questi produttori, diversi da ENI, dovessero decidere di non sostenere più le perdite, ci troveremmo di fronte alla chiusura di circa quattro raffinerie, pari a venti milioni

tonnellate di produzione, per un totale di circa 1.500 addetti. Il sindacato deve dunque chiedere una definizione di crisi del settore per intervenire anche con normative *ad hoc* a sostegno dei costi sociali che possono derivare dalla crisi.

Pascucci ha inoltre approfondito il tema dell'impatto ambientale individuando gli aspetti che potrebbero favorire la crescita di settori industriali « a valle » delle grandi imprese petrolifere, come per esempio servizi ambientali e servizi di bonifica ambientale. Ha ricordato altresì che, nel settore elettrico, Enel ha stipulato con lo Stato, attraverso una legislazione *ad hoc*, un accordo in cui si parla di *economic capacity*, grazie al quale molte centrali di produzione elettrica pur avendo fermato l'attività, non hanno licenziato il personale. Il segretario generale ritiene che una simile normativa potrebbe essere applicata anche a favore del settore petrolifero, individuando al contempo il perimetro delle raffinerie strategiche per il Paese che non necessariamente devono appartenere a un produttore nazionale. Ciò in considerazione del fatto che la raffineria più grande, la SARAS in Sardegna, il cui produttore è nazionale, presenta le maggiori perdite a livello nazionale.

*Seduta del 30 novembre 2011*

#### **Audizione di rappresentanti di Q8, API e SARAS.**

UMBERTO SCARIMBOLI, *Amministratore delegato del gruppo API.*

L'amministratore delegato di API ha evidenziato che la raffineria di Falconara, pur essendo di dimensioni medio-piccole, è strategico su tutta la dorsale adriatica essendo collocato tra i siti di Venezia e Taranto.

La raffineria API impiega fra i 1.500 e i 2 mila addetti direttamente dipendenti o coinvolti nei processi manutentivi di servizio ed è rilevantissima ai fini dell'economia della provincia di Ancona in termini di tassa portuale. Rappresenta, infatti, il 40 per cento delle tasse portuali incassate dal comune di Ancona e il 21 per cento dei canoni demaniali.

Si tratta dunque di una realtà veramente importante nell'area geografica che è fortemente interessata dalla crisi, in particolare per alcuni fattori di criticità quali:

le politiche ambientali, in particolare, per i sempre più gravosi adempimenti relativi ai rischi ambientali, per il disallineamento tra le politiche europee sempre più severe e quelle dei Paesi con politiche sociali e ambientali molto meno restrittive;

la fiscalità dei prodotti e le accise, che soprattutto dopo la concessione alle regioni del potere di introdurre addizionali, sono cresciute notevolmente, deprimendo ulteriormente la domanda;

la discriminazione fra benzina e gasolio, che incentivando il gasolio rende ancora più gravoso il problema dell'eccesso di produzione della benzina;

la fiscalità delle imprese italiane e la Robin *tax*.

Elencati i fattori di criticità, il dr. Scarimboli ha illustrato alcune proposte di soluzioni.

A livello di UE sono necessari un riequilibrio della concorrenza tra Paesi che hanno vincoli sociali e ambientali e altri soggetti a regole meno rigide e un ridimensionamento della percentuale dei biocarburanti necessari.

Per quanto riguarda la normativa nazionale, sarebbe auspicabile uno spostamento al centro delle competenze, utilizzando la legge n. 239 del 2004 e prevedendo un coordinamento in materia ambientale nel settore petrolifero, la fissazione di termini temporali certi per il rilascio delle diverse autorizzazioni e l'individuazione di un organo *super partes* (che potrebbe essere l'ISPRA) per dirimere le controversie tecniche.

Infine, per mantenere un ruolo strategico alla raffinazione nazionale, occorre concentrare gli investimenti su una decina di raffinerie (non su 16), agevolando aggregazioni di poli consortili che possano procedere agli investimenti e aumentare il livello di efficienza.

L'ultima considerazione ha riguardato la drammaticità di un'eventuale decisione di embargo delle importazioni dall'Iran.

DARIO SCAFFARDI, *Direttore generale di SARAS*.

Il Direttore generale di Saras ha posto l'accento sul motivo per cui il settore della raffinazione si trova in crisi.

La capacità di raffinazione europea è di 12 milioni di barili al giorno e i consumi 14,5. A un primo esame, dunque, ci si potrebbe domandare perché il settore sia in crisi.

L'Europa è il mercato in cui il valore dei prodotti petroliferi è il più alto del mondo. Di conseguenza, i produttori cinesi, indiani e americani possono vendere i loro prodotti in Europa a prezzi più vantaggiosi, sia perché godono di forme di sussidi diretti o indiretti, sia i minori costi di produzione e di manodopera, sia a motivo di minori vincoli ambientali.

Per cercare di fronteggiare questo tipo di situazione, oltre alle misure comuni a tutta l'industria italiana (troppe leggi, troppa burocrazia, troppe tasse, ecc.), la prima e più importante esigenza per i produttori petroliferi sarebbe quella di poter competere in maniera paritaria, ossia di poter vendere alle stesse condizioni in cui le vende un americano, un indiano, o un cinese.

Per concludere, il dott. Scaffardi ha posto in rilievo la strategicità del settore della raffinazione, pari a quella del settore dell'energia elettrica o delle infrastrutture pubbliche.

È molto importante che un Paese sia indipendente o ragionevolmente indipendente dal punto di vista dalla raffinazione, perché in questo caso può acquistare il petrolio in diverse zone del mondo, a

condizioni più o meno vantaggiose. La dipendenza dal punto di vista dei prodotti petroliferi — non del petrolio come materia prima — sarebbe invece molto più gravosa per il sistema.

PIETRO FERRARA, *Dirigente di Q8*.

Dopo ha ripercorso brevemente la storia della Kuwait Petroleum Italia, una società piuttosto giovane presente in Italia da poco più di 25 anni, e che ha maturato una serie di esperienze relative a dismissioni di impianti importanti. Ha poi sviluppato una riflessione sulle azioni da intraprendere per uscire dalla crisi del settore della raffinazione.

Ha affermato, innanzitutto, che occorre procedere ad una razionalizzazione del sistema italiano, chiudendo, per prima cosa, alcuni siti meno competitivi o efficienti, da bonificare e trasformare ad esempio in depositi.

Per esempio, nel caso del sito di Falconara, se non può essere più una raffineria, sarebbe preziosissimo per il sistema avere un deposito al centro dell'Adriatico. A Napoli, c'è stato lo stesso problema, perché dalla Sicilia fino a Roma non esistevano altre possibilità di avere depositi e, quindi, l'obiettivo è stato quello di creare un deposito sulla base di Napoli.

In merito all'esperienza di Napoli — passati ormai più di quindici anni dalla chiusura della raffineria — il dott. Ferrara ha lamentato le lentezze per avere un quadro giuridico certo in cui realizzare il progetto di conversione della raffineria in un terminale, con il concorso di un elevato numero di autorità coinvolte chiamate a dare la loro autorizzazione o il loro parere in merito, in assenza di un organismo centrale di coordinamento. Non sono mai stati fissati tempi certi e ancora oggi il processo di bonifica di Napoli, che è appena cominciato, non ha un orizzonte sicuro dal punto di vista normativo, mentre dal punto di vista industriale il progetto sarebbe perfettamente immaginabile.

La raffineria di Milazzo rappresenta il cuore del processo di integrazione con le attività di distribuzione commerciale dell'azienda in Italia. Tuttavia, qualsiasi permesso, qualsiasi autorizzazione in merito ad una modifica relativa ad un impianto esistente comporta almeno tre o quattro anni di discussione per arrivare ad ottenere i permessi previsti.

*Seduta di martedì 10 gennaio 2012*

#### **Audizione di rappresentanti di ERG, IES e TAMOIL:**

PIER FRANCESCO PINELLI, *Direttore Refining & Marketing ERG*.

Il dott. Pinelli ha innanzitutto ricordato che il gruppo ERG possiede il 40 per cento della raffineria ISAB in Sicilia, la più grande del Mediterraneo, piuttosto ampia e complessa, e gestisce le altre attività di raffinazione e commercializzazione sul territorio italiano

attraverso la *joint venture* TotalErg, di cui è azionista al 51 per cento, all'interno della quale si trovano due raffinerie, la raffineria di Roma (a Pantano di Grano, vicino all'aeroporto e alla discarica), e una quota della raffineria di Treccate, vicino Novara.

Successivamente è passato a ricordare le ragioni strutturali della crisi della raffinazione, individuando i seguenti punti:

    eccesso di raffinerie nel mondo, mentre a partire dalla crisi del 2008 la domanda di prodotti petroliferi a livello mondiale è calata in maniera importante;

    in Europa e in Italia ci sono molti impianti obsoleti e non competitivi;

    differenze di sovvenzioni governative e di vincoli normativi tra Stati.

Successivamente, ha richiamato l'attenzione della Commissione sui principali problemi proponendo modalità di soluzione, tra cui:

    il riaccentramento delle competenze e del potere decisionale a livello statale, mettendo in atto procedure *ad hoc* per la realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche, nonché per risolvere i problemi derivanti dall'attuale decentramento amministrativo delle competenze sull'energia;

    il riconoscimento dello stato di crisi del settore, permettendo l'applicazione dei benefici giuslavoristici e amministrativo-fiscali in questi casi riconosciuti alle aziende del settore, con una semplificazione amministrativa non soltanto sui nuovi investimenti, ma anche sugli investimenti connessi alle riconversioni industriali;

    la defiscalizzazione, in quanto in un settore in cui ad esempio un'azienda ha tre impianti di cui solo uno profittevole e gli altri impianti complessivamente in perdita, prevedere un'imposta maggiorativa (Robin tax) al 10 per cento che grava proprio sull'impianto che genera profitti, è poco logico;

    un'evoluzione della normativa in sede europea (a cui partecipano i Ministeri competenti a livello europeo sull'*emission trading*, cioè sulla CO<sub>2</sub> e sull'utilizzo dei biocarburanti) che non penalizzi ulteriormente il settore della raffinazione in termini di extraoneri ambientali.

ANTONINO GULLOTTA, *Direttore raffineria IES-Italiana Energia e Servizi*.

Il dott. Guillotta ha anzitutto ricordato che IES è una società petrolifera integrata che importa il grezzo, lo raffina presso la raffineria di Mantova e lo distribuisce attraverso impianti propri o rivenditori.

IES è al 100 per cento di proprietà del gruppo ungherese MOL, che ha acquistato la raffineria nel 2007, cioè in quel periodo definito

storicamente la *golden age* del refining, a fine 2006 e inizio 2007, in cui la profittabilità delle raffinerie in Europa era molto elevata.

Subito dopo l'acquisizione è intervenuta la crisi economica internazionale che ha determinato un deterioramento dei margini di raffinazione. A ciò si è aggiunto che uno dei prodotti principali di questa raffineria è rappresentato dal bitume, che ha subito un fortissimo calo della domanda e quindi un fortissimo deterioramento del prezzo anche per la diminuzione degli interventi pubblici di opere per ammodernamento e potenziamento della rete stradale e autostradale.

Successivamente il dott. Giullotta ha rilevato che il grezzo e i prodotti petroliferi sono quotati su mercati liberi simili, ma non esattamente uguali. Il mercato del grezzo è infatti più globalizzato dei prodotti petroliferi, trainato dalla domanda dell'energia globale (in crescita sia pure con ritmi più lenti rispetto al passato), ma anche dalla speculazione economica. I prodotti petroliferi vengono invece quotati con logiche di incontro fra domanda e offerta, in maniera non globalizzata come il grezzo, in quanto ci sono diversi mercati di riferimento. Per tale motivo l'Italia si trova ad acquistare un grezzo, le cui logiche di quotazione sono globalizzate e determinate anche dalla forte speculazione, e a rivendere prodotti sui mercati in cui la domanda è in forte stagnazione, se non in recessione.

Questo ha fatto sì che dalla metà del 2007 all'inizio del 2008, il margine di raffinazione lordo sia repentinamente crollato, ed oggi per una raffineria del Mediterraneo di media complessità, quindi abbastanza moderna, che produce una forte percentuale di benzina e diesel, la profittabilità lorda della raffinazione è già negativa nell'ordine di circa 1 dollaro al barile. Una raffineria di media grandezza, che raffina 100.000 barili, perde quindi 100.000 dollari al giorno, che in un anno sono più di 36 milioni di dollari, quindi tra i 25 e i 28 milioni di euro all'anno.

Negli ultimi tre anni in Europa si sono persi quasi 3 milioni di barili al giorno di raffinazione, ma questa chiusura non ha comportato alcun beneficio per quanto riguarda i margini di raffinazione. Di più: sono in atto chiusure di impianti importanti che comunque, a detta dei principali analisti del settore, non produrranno a loro volta alcun beneficio per quanto riguarda la profittabilità della raffinazione in Europa, se non si riuscirà ad arginare l'importazione di prodotti petroliferi dai Paesi del Medio Oriente o del Far East, i cui costi di produzione sono assolutamente inferiori a quelli europei.

Pertanto, per dare sollievo all'industria della raffinazione a livello europeo e a livello italiano in cascata, occorre porre un freno all'importazione di questi prodotti petroliferi e rivedere i costi che gli operatori nazionali ed europei si trovano a sostenere per adeguarsi alle normative ambientali.

In particolare, la raffineria di Mantova si trova vicino ad un sito di interesse nazionale ed è quindi controllata da una miriade di enti come l'ARPA, il Parco del Mincio, la provincia e il comune, enti che lavorano per migliorare la convivenza tra la raffineria e la comunità, che talvolta danno prescrizioni contrastanti. Occorre pertanto una

semplificazione a livello istituzionale e la creazione di un ente *super partes*, che possa dirimere eventuali controversie a livello locale tra i vari enti.

LUCA LUTEROTTI, *Amministratore delegato Tamoil Italia Spa.*

L'Amministratore delegato di Tamoil Italia ha portato alla Commissione la testimonianza concreta della chiusura nel 2011 della raffineria a Cremona.

La raffineria di Cremona produceva il 25 per cento di olio combustibile ma, da quando l'Italia ha convertito le centrali termoelettriche a gas metano, l'olio combustibile non è più richiesto, e quindi ad ogni barile di grezzo in raffineria al 25 per cento si produceva un prodotto che non era vendibile e che, anche qualora lo fosse stato, avrebbe avuto un prezzo di vendita inferiore al prezzo del grezzo. La raffineria di Cremona è collocata al centro dell'Italia e della pianura padana e senza sbocchi al mare. Per portare al mare l'olio combustibile in più e l'eccesso di benzina era necessario il trasporto sui treni o con le autobotti e portarlo fino al mare per esportarlo.

Spendendo diverse decine di milioni di euro, l'azionista ha anche provato a studiare un investimento diverso che riducesse la produzione di olio combustibile e avviato il lungo iter dei permessi previsti, ma nel frattempo eliminare l'olio combustibile significava convertirlo in gasolio e in benzina, per cui si finiva per produrre più benzina e la difficoltà era esportarla perché l'America non è più in grado di assorbirla.

In questa situazione la Tamoil ha dismesso la raffineria nel 2011, e convertito il sito della raffineria in un deposito sul quale sono stati fatti altri investimenti.

Il deposito è stato infatti collegato a un sistema di importazione (purtroppo non era possibile collegare la raffineria a un sistema di esportazione) di cui Tamoil ha comprato una quota, fatto tutti gli interventi di sicurezza (antincendio, doppi fondi, pavimentazioni) necessari a fargli adottare gli standard di un moderno polo logistico.

Tamoil ha raggiunto un accordo sociale con le organizzazioni sindacali, laddove l'impatto sociale è stato molto importante per una città come Cremona. Dei 270 dipendenti ne sono stati ricollocati 80, di cui 65 all'interno del gruppo, e per gli altri sono stati attivati gli ammortizzatori sociali più una serie di iniziative come società di *outplacement*, incentivazione delle società che assumeranno lavoratori Tamoil oggi in cassa integrazione, e avviato con le autorità locali un iter per la reindustrializzazione del sito in cui verranno dismessi gli impianti.

In quest'operazione di riconversione non sono mancate difficoltà dovute alla questione delle autorizzazioni, in quanto per un certo periodo mancava la nuova autorizzazione per poter esercitare legittimamente il deposito, mentre non era più operativa l'autorizzazione relativa alla raffineria. Il dott. Luterotti auspica un automatismo delle suddette procedure al fine di evitare questi vuoti.

Per quanto riguarda i temi ambientali, il dott. Luterotti segnala che, qualora un'azienda sia disposta a smantellare gli impianti e a reindustrializzare un'area — che quindi rimane ad uso industriale

(ovviamente invece se cambia destinazione d'uso occorre sicuramente bonificare) —, se ci sono dei sistemi di sicurezza operativa sarebbe opportuno procedere mantenendo vivi i sistemi di messa in sicurezza già attivi. In caso contrario, i processi di bonifica durano dieci anni e si perde l'opportunità di fare investimenti su quell'area industriale da parte della società e di attrarre lavoro.

Inoltre, le attività di reindustrializzazione sui siti di eventuali raffinerie dismesse dovrebbero essere oggetto di incentivi economici.

Per quanto riguarda gli aspetti normativi, Tamoil ha incontrato difficoltà perché i regolamenti a livello nazionale sono in contraddizione con quelli a livello locale e regionale.

*Seduta del 25 gennaio 2012*

### **Audizione di rappresentanti di ENI**

LEONARDO BELLODI, *Responsabile relazioni istituzionali ENI Spa.*

Il dott. Bellodi ha esordito sottolineando la strategicità del settore della raffinazione, che impiega circa 600 mila persone in Europa, di cui 100 mila solo in Italia. Nel settore della petrolchimica, che è strettamente connesso a quello della raffinazione, operano poi 800 mila addetti. Si tratta dunque di numeri molto importanti.

L'industria della raffinazione è influenzata da due macrotemi. Il primo è quello dell'andamento del prezzo del greggio, da cui si alimenta, e il secondo quello della domanda di prodotti da parte dei consumatori, siano essi civili o industriali.

Negli ultimi anni riscontriamo due fenomeni principali. Uno è l'escalation dei prezzi del greggio e l'altro il crollo della domanda dei prodotti petroliferi.

A questo quadro macroeconomico vanno aggiunti l'introduzione di regole a livello europeo che comportano costi supplementari per il settore della raffinazione e la concorrenza di Paesi extraeuropei, con riferimento a Medio Oriente, India e Cina.

Per quanto riguarda il prezzo del greggio, dal 2005 a oggi il prezzo medio del greggio è raddoppiato, passando da circa 50 dollari al barile a oltre 100 dollari. Il fatto che il greggio aumenti ha un impatto sul costo della raffinazione, perché per raffinare si consuma energia, e dal 2005 al 2011 il costo dell'energia consumata per le raffinerie è aumentato del 150 per cento, riducendo il margine di contribuzione della raffinazione.

Inoltre, il differenziale tra il Brent, che è il riferimento del greggio per il mercato europeo, e il WTI, che è il riferimento per gli Stati Uniti, ha raggiunto più o meno i 20 dollari a barile, generando così una situazione di vantaggio per le raffinerie americane, che lavorano sul Brent, rispetto alle nostre, che hanno come riferimento il WTI.

Altri eventi poi hanno aggravato sia il quadro sostanziale dal lato dell'offerta, come i fatti della « primavera araba » e altre tensioni sul mercato.

Sul fronte, invece, della domanda la crisi economica dal 2008 a oggi ha provocato il crollo dei consumi di prodotti petroliferi di 40 milioni di tonnellate nella sola Unione europea, di cui il 15 per cento in Italia. Lo scenario dell'Agenzia internazionale per l'energia è uno scenario che dà un trend di ulteriore riduzione dei consumi a un tasso più o meno dell'1-1,5 all'anno. In più, e questo è un fenomeno che riguarda l'Europa e particolarmente l'Italia, la domanda di prodotti petroliferi si è spostata dalla benzina al diesel.

Infine, il pacchetto « 20/20/20 by 2020 », la direttiva sulla qualità dei carburanti e l'applicazione assolutamente legittima di nuove disposizioni internazionali in materia di trasporti marittimi di greggi fanno sì che ci sia un aumento di oneri e costi per le imprese.

In Italia c'è una capacità di raffinazione pari a 100 milioni di tonnellate, distribuite su 15 raffinerie, e si stima per i prossimi anni un eccesso di capacità superiore a 20 milioni di tonnellate, che corrispondono a circa quattro raffinerie di media dimensione.

ENI ha fermato la raffineria di Venezia per un periodo di sei mesi, perché era quella che aveva un margine di contribuzione negativo maggiore delle altre: più produceva e più perdeva.

Infine, il dott. Bellodi ha illustrato un quadro sintetico del sistema di raffinazione ENI in Italia e in Europa.

ENI è il primo operatore nel settore della raffinazione e della distribuzione di prodotti petroliferi in Italia, presente anche nel resto dell'Europa, a livello sia di raffinazione, sia di vendita rete ed extra rete.

Nel 2010 ha una capacità di raffinazione di circa 38 milioni di tonnellate e un indice di utilizzo, purtroppo, non altrettanto incoraggiante. In Italia ha cinque raffinerie di proprietà, e detiene il 50 per cento della raffineria di Milazzo.

Notevoli risorse sono state investite in una nuova tecnologia, la tecnologia EST, nella raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, grazie ad alcune autorizzazioni che sono state concesse in tempi ragionevoli, ma soprattutto compatibili con i piani di investimenti dell'ENI.

Successivamente il dott. Angelo Fanelli, Direttore generale di ENI, ha precisato che la tecnologia EST (ENI Slurry Technology) è un esempio unico al mondo, basato su tecnologia prettamente italiana, che permette di incrementare la quota di gasolio raffinato, e ciò è molto importante dal momento che c'è una domanda crescente di gasolio. Si consideri che da un greggio medio in Italia e nel Mediterraneo deriva per il 40 per cento gasolio, per il 23-25 per cento benzina (che viene utilizzata sempre di meno) e poi c'è un residuo di oltre il 20 per cento. La tecnologia EST fa sì che il 20 per cento di residuo si trasformi in gasolio, lasciando un residuo del 3 per cento, che si sta cercando di ridurre all'1 per cento.

Con riferimento ai risultati economici nel settore *refining e marketing* del sistema di raffinazione, per quanto riguarda ENI, dal 2009 al 2011 sono state riportate perdite per oltre un miliardo di euro, a cui vanno sommate altre perdite di ENI in Italia, legate alla petrolchimica e anche a tutte le attività regolate per legge negli anni Ottanta e poi chiuse.

In conclusione, il dott. Bellodi ha avanzato alcune proposte di soluzione. In primo luogo, interventi di razionalizzazione, ossia fermata e chiusura di impianti.

In secondo luogo, occorre svolgere un discorso di semplificazione amministrativa per quanto riguarda gli interventi di bonifica e di riconversione dei siti dismessi.

In terzo luogo, c'è bisogno di un sistema di *fiscal bonus* per quanto riguarda i certificati verdi e gli interventi sull'efficienza energetica.

*Seduta del 31 gennaio 2012*

### **Audizione di rappresentanti di Europaia**

ALESSANDRO BARTELLONI, *Responsabile del settore trasporto e prodotti petroliferi di Europaia.*

Europaia rappresenta l'industria del *downstream* petrolifero europeo, intendendo con questa espressione il trasporto di materie prime, la raffinazione, che è il cuore dell'attività, il trasporto dei prodotti finiti e la distribuzione dei prodotti finiti, ossia del carburante.

L'associazione rappresenta 16 società petrolifere, dalle grandi *major* multinazionali a società più concentrate su un Paese o su pochi Paesi europei.

Dal rapporto che Europaia ha realizzato nel maggio del 2010 si evincono tre cause principali della crisi della raffinazione:

il calo della domanda di prodotti petroliferi (per motivi di maggiore efficienza, per la sostituzione con altri prodotti, per esempio i biocarburanti, e anche per questioni strutturali), e si prevede un decremento del 20 per cento della domanda di prodotti al 2030 rispetto al 2003;

lo squilibrio fra gasolio e benzina (dovuta anche all'incentivazione fiscale che ha avuto il gasolio, il diesel, negli ultimi anni);

l'aumento dell'onere derivante dalla normativa vigente in materia a carico dell'industria della raffinazione europea.

Il settore, dunque, si sta ristrutturando significativamente: nel 2009 c'erano 98 raffinerie operanti nell'Unione europea, di cui 5 hanno chiuso la produzione, 13 hanno cambiato proprietà e 3 sono in vendita senza acquirente.

Anche la proprietà delle raffinerie sta cambiando, perché le *major* internazionali stanno disimpegnandosi progressivamente dall'Europa: lo si è visto con BP, Shell, ConocoPhillips, Chevron, ExxonMobil e Total. Tutte hanno venduto o chiuso parte della loro attività di raffinazione nell'Unione europea.

Al contempo, stanno entrando in Europa nuovi attori, non tradizionali, quali l'indiana Essar, PetroChina, la russa Lukoil, nonché raffinerie indipendenti, quali Valero e Petroplus.

Le compagnie integrate, che comprendono sia l'*upstream*, quindi la produzione di grezzo, sia la raffinazione, stanno progressivamente separando le due attività anche dal punto di vista societario. Lo si è visto in ConocoPhillips e in Marathon.

Il dott. Bartelloni ha poi evidenziato l'importanza dei prodotti petroliferi. Da proiezioni effettuate non da Europia, ma da organismi che studiano e realizzano proiezioni economiche indipendenti, emerge che i combustibili fossili continueranno a essere molto importanti fino al 2050, perché manca ancora una loro sostituzione completa. Naturalmente i biocarburanti, qualora sostenibili, sostituiranno una parte dei fossili e l'elettricità probabilmente avrà un incremento, quando si otterranno un minore costo e una maggiore efficienza delle batterie elettriche, ma i carburanti fossili continueranno a essere importanti.

Europia ritiene che occorra concentrare le risorse dell'Europa sulle azioni che danno frutti immediati con uno sforzo minore, quindi con un'efficienza maggiore, sfruttare le strutture e le infrastrutture oggi esistenti, migliorare i motori a combustione interna e utilizzare le raffinerie e le reti distribuzione al meglio. Se invece la legislazione va troppo in avanti ed eccede ciò che la tecnica consente, l'Europa potrebbe trovarsi nella situazione di avere bisogno ancora di combustibili fossili senza, però, avere la capacità di produrli internamente, dipendendo ancora di più dall'importazione.

I prodotti petroliferi non sono solo i carburanti, ma rappresentano anche un'importante materia prima per l'industria e altre attività, quali l'agricoltura. Soprattutto per quanto riguarda la petrolchimica, in Europa su 58 impianti di *steam cracking*, l'impianto base per la petrolchimica, 41 sono integrati con le raffinerie. In conclusione, si può affermare che la raffineria è importante per la *security of supply*, ossia dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti dell'Europa, per la flessibilità degli approvvigionamenti stessi e per consentire la mobilità, che è un bene prezioso per l'Europa. È importante anche la questione della leadership tecnologica che l'industria automobilistica europea si è costruita nel mondo, grazie anche alla collaborazione con l'industria petrolifera, in quanto i nuovi motori sono stati sviluppati insieme ai nuovi tipi di carburante.

La raffinazione è poi un importantissimo datore di lavoro soprattutto per lavori ad alto contenuto tecnico e ingegneristico. Le cifre sono di 100 mila addetti diretti nelle raffinerie, di 500 mila nei settori marketing e logistica e di quasi 800 mila nel settore petrolchimico.

In base ai dati elaborati dalla *International Energy Agency* — non da Europia — emerge che l'importanza dell'Europa nell'ambito del consumo energetico mondiale diminuisce. Era del 14 per cento nel 2008, si prevede che sia dell'11 per cento nel 2030 e del 10 per cento nel 2050. In prospettiva, il petrolio e i suoi prodotti rappresenteranno ancora una parte molto significativa della domanda. Se nel 2008 l'*oil*, era circa il 30 per cento a livello di energie primarie, nel 2030 si prevede che manterrà ancora una grossa importanza, potenzialmente il 20 per cento nel 2050, ossia in anni piuttosto lontani.

Per quanto riguarda la domanda di petrolio suddivisa per i diversi settori di applicazione, se nel 2009 essa si attestava sulle 700 mila tonnellate equivalenti di petrolio, nel 2030 è previsto scenderà a 600 mila, con un calo non drammatico, mentre nel 2050, in dipendenza di quale ipotesi prendiamo di riduzione della domanda, si potrà passare a 480 mila oppure a 300 mila, nel caso più estremo. Rimane comunque sempre una quantità molto significativa.

Passando ad esaminare il settore dei trasporti, oggi il 95 per cento dell'energia per il trasporto deriva dal petrolio. Tale dipendenza si ridurrà, perché il *biofuel* acquisterà importanza, secondo le previsioni, e lo stesso vale per l'elettricità. I combustibili fossili nel 2030 passeranno da oltre l'80 per cento, nel caso più estremo, al 50 per cento della domanda. Avranno, quindi, ancora un ruolo molto significativo.

In conclusione, dobbiamo continuare a vivere con il petrolio ancora per alcuni decenni. La questione è decidere se vogliamo dipendere dall'importazione, rinunciando alla raffinazione domestica, oppure se vogliamo creare le condizioni perché la raffinazione europea possa continuare a esistere e a dare il proprio apporto all'economia del nostro continente.

Il dott. Bartelloni ha poi toccato l'argomento delle politiche della legislazione a livello europeo che incidono sulla competitività della raffinazione in un quadro mondiale: gli interventi che riguardano il clima e l'energia, le iniziative che riguardano le emissioni industriali (il cosiddetto ETS, ossia *Emissions Trading System*) e quelle relative ai prodotti.

Europa è intervenuta — ha proseguito Bartelloni — perché la raffinazione sia esclusa dalla direttiva in discussione a Bruxelles sull'efficienza energetica. L'energia è un fattore molto significativo nella redditività della raffinazione e le raffinerie europee, nonostante l'elevato costo in Europa, sono a livello mondiale le più efficienti, meno delle recentissime costruite in Estremo Oriente, ma più di quelle statunitensi, per esempio.

In merito ad una seconda direttiva in discussione a Bruxelles sulla tassazione dei prodotti energetici, Bartelloni ha rilevato che un aspetto positivo è la possibilità di riequilibrare gradualmente la situazione attuale fra tassazione del gasolio e della benzina, il che contribuirebbe a riallineare la capacità produttiva del nostro sistema di raffinazione con la domanda europea. Un ulteriore aspetto positivo è il principio di tassare i prodotti energetici sulla base del loro contenuto energetico, e tra questi sono compresi il biofuel, l'elettricità e l'idrogeno.

La direttiva sulle emissioni industriali, poi, è in via di revisione, ovvero i limiti verranno ricalcolati e riassegnati. Europa vorrebbe che venissero riassegnati tenendo conto dell'efficienza e dell'efficacia delle misure e, quindi, che non ci siano costi sproporzionati rispetto ai risultati.

Negli ultimi anni, la qualità dei carburanti è molto migliorata, grazie ai cospicui investimenti compiuti dall'industria petrolifera. La cosiddetta Fuel Quality Directive, la direttiva sulla qualità dei carburanti attualmente in discussione introduce, un nuovo elemento: la riduzione del contenuto di CO<sub>2</sub> nei combustibili, e guarda al ciclo di