

1. *Contenuti e finalità dell'indagine conoscitiva*

La X Commissione Attività produttive, commercio e turismo, ha deliberato, nella seduta del 25 ottobre 2011, di svolgere un'indagine conoscitiva sulla crisi del settore della raffinazione in Italia.

La decisione è maturata in seguito alla constatazione della situazione di crisi e di sofferenza in cui si trova l'industria di raffinazione in Italia, costretta, da un lato, ad attivare ingenti investimenti per il rinnovamento dei macchinari, al fine di meglio rispondere ai criteri di efficienza energetica imposti dall'Unione europea, e dall'altro, a confrontarsi con il sensibile calo della domanda di prodotti raffinati e con l'aumento della pressione fiscale nel settore.

Il settore della raffinazione italiano, sin dal 2009, sta attraversando una grave crisi determinata da molteplici fattori che hanno condotto ad un calo generalizzato dei consumi dei carburanti e ad un drastico ridimensionamento delle esportazioni soprattutto verso gli Stati Uniti.

L'intero comparto della raffinazione europeo da alcuni anni è interessato da una crisi di sistema, che potrebbe evolvere verso un quadro ben più drammatico rispetto a quanto già osservato. Infatti, gli effetti congiunturali della crisi economica globale si sono sovrapposti a una preesistente situazione di sofferenza del sistema.

La crisi strutturale del sistema affonda le proprie radici nella progressiva riduzione dei consumi in Europa, che decrescono al ritmo del 2 per cento medio annuo a partire dal 2005, conseguenza della bassa dinamica demografica, della crescente efficienza energetica e dell'introduzione dei biocarburanti.

Il sensibile calo dei consumi petroliferi, destinato a peggiorare nei prossimi anni, e la forte concorrenza delle nuove raffinerie dei paesi extra-Ue, sostanzialmente prive di obblighi e vincoli ambientali e spesso sussidiate direttamente dallo stato, avranno effetti dirompenti sulla struttura industriale italiana ed europea ove non siano messi in campo interventi volti a tutelare tale settore di attività.

La chiusura della raffineria Tamoil di Cremona e l'annuncio da parte di ENI sulla chiusura dell'impianto di Marghera (VE), rappresentano la conseguenza più evidente dello scenario di crisi brevemente illustrato. Ma altri 3 o 4 impianti di raffinazione rischiano la chiusura nel breve periodo.

In Europa si è già avviato un processo di razionalizzazione da parte delle major petrolifere, che hanno già cominciato a ridurre la propria esposizione alla raffinazione.

Occorre altresì rilevare che le nuove regole introdotte dall'Ue in materia di efficienza energetica hanno avuto un forte e negativo impatto sulle raffinerie europee, mettendo a rischio il mantenimento di questa industria in Europa.

Il sistema della raffinazione italiano è costituito da 16 raffinerie presenti sull'intero territorio nazionale, per una capacità complessiva di raffinazione di poco superiore ai 100 milioni di tonnellate/anno. Il

100 per cento della capacità di raffinazione installata in Italia è rappresentata da aziende aderenti all'Unione Petrolifera.

Si tratta di realtà industriali e di investimenti importanti per l'economia locale in cui sono incorporate, con numeri significativi sul piano dell'occupazione diretta e indotta, e la cui chiusura avrebbe ripercussioni a cascata su tutto l'*hinterland* in cui operano.

In particolare gli impianti attualmente presenti sul territorio nazionale sono quali di Augusta (ExxonMobil), Busalla (Iplom), Cremona (Tamoil), Falconara (Api), Gela (Eni), Livorno (Eni), Mantova (Mol), Milazzo (Eni/Kupit), Pantano (Total/Erg), Porto Marghera (Eni), Priolo (Erg/Lukoil), Sannazzaro (Eni), Sarroch (Saras), Taranto (Eni) e Trecate (ExxonMobil/Erg).

Sulla base degli ultimi dati diffusi dall'Unione petrolifera italiana emerge in particolare la necessità di una ristrutturazione significativa di un settore che oggi presenta un eccesso di capacità produttiva che il mercato interno non è in grado di assorbire: un eccesso di capacità pari a circa 15-20 milioni di tonnellate. Nel 2009 infatti il tasso di utilizzazione degli impianti è stato dell'81 per cento; negli ultimi 6 anni inoltre i consumi sono diminuiti di 18 milioni di tonnellate, mentre nei soli primi dieci mesi del 2010 il calo è stato di altri 2 milioni di tonnellate.

Nel periodo 1997-2009 sono stati investiti nel settore quasi 17 miliardi di euro, di cui il 60 per cento destinati al miglioramento ambientale dei cicli produttivi. Altri 5 miliardi di euro di investimenti sono stati programmati fino al 2012. Per realizzare questo significativo piano di investimenti appare necessario creare e mantenere un quadro legislativo e regolatorio stabile e prevedibile.

L'indagine conoscitiva si propone quindi di approfondire l'analisi sul settore della raffinazione come rilevante comparto del sistema industriale del nostro Paese e della sua intera economia a causa delle strette interdipendenze che legano la raffinazione medesima a molteplici comparti produttivi. Scopo dell'indagine è altresì quello di valutare la necessità di interventi di carattere legislativo che non potranno prescindere da una maggiore consapevolezza circa la strategicità del settore della raffinazione ai fini della sicurezza energetica del Paese né da una profonda e concreta analisi dei possibili impatti sul piano occupazionale e sociale di eventuali chiusure stante il consistente numero di occupati, diretti ed indiretti, nel settore e del loro alto grado di qualificazione tecnica e professionale.

Nel corso dell'indagine la Commissione ha proceduto alle seguenti audizioni:

- rappresentanti dei sindacati di settore (Filctem-CIGL, Femca-CISL e Uilcem-UIL) (8 novembre 2011);
- rappresentanti di API, SARS e Q8 (30 novembre 2011);
- rappresentanti di ERG, IES e TAMOIL (10 gennaio 2012);
- rappresentanti di ENI (25 gennaio 2012);
- rappresentanti di EUROPIA (31 gennaio 2012);
- assessori all'energia e alle attività produttive della regione Sicilia (14 febbraio 2012);

– dirigente regionale della Direzione progetto Venezia e commissario regionale straordinario per il recupero territoriale-ambientale (21 febbraio 2012);

– Tullio Fanelli, sottosegretario di Stato del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (31 luglio 2012);

– Claudio De Vincenti, sottosegretario del Ministero dello sviluppo economico (25 settembre 2012).

2. Dati di contesto e quadro normativo

2.1. Le raffinerie italiane

Il settore della raffinazione, al mese di ottobre 2011, risulta composto da 16 raffinerie, molte delle quali di proprietà di società multinazionali (ENI, ESSO, TOTAL, LUKOIL, MOL), altre di proprietà di società e imprenditoria italiana (ERG, SARAS, API, IPLOM). Ben 7 raffinerie sono di piccole dimensioni e non superano la capacità produttiva massima di 4-4,5 milioni di tonnellate annue di raffinati.

Capacità dei principali impianti delle raffinerie (1° Gennaio 2007-2010) (milioni di tonnellate/anno)

RAFFINERIE	LOCALITÀ	CAPACITÀ EFFETTIVA (1)
ALMA	Ravenna	
API	Falconara M. (AN)	3,9
ENI Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	4,2
ENI Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	8,5
ENI Div. Refining & Marketing	Livorno	4,3
ENI Div. Refining & Marketing	Taranto	5,5
ERG MED. Raff. ISAB Impianti Nord (*)	Priolo G. (SR)	8,0
ERG MED. Raff. ISAB Impianti Sud (*)	Priolo G. (SR)	11,4
ESSO	Augusta (SR)	8,8
IES	Mantova	2,6
IPLOM	Busalla (GE)	1,75
RAFFINERIA DI GELA	Gela (CL)	5,0
RAFF. DI MILAZZO	Milazzo (ME)	9,8
RAFFINERIA DI ROMA	Pantano (RM)	4,3
SARAS	Sarroch (CA)	15,0
SARPOM	Trecate (NO)	8,75
TAMOIL	Cremona	4,5
Totale al 1° gennaio 2007		106,3
Totale al 1° gennaio 2008		102,9
Totale al 1° gennaio 2009		106,5
Totale al 1° gennaio 2010		106,6

Fonte: Unione Petrolifera.

(1) Si intende la capacità, definita « tecnico-bilanciata », supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica.

La tabella che segue riporta i prodotti delle raffinerie italiane nei primi nove mesi del 2011. Come si può dedurre dai dati, la maggior parte della raffinazione è orientata alla produzione di carburanti. Tra i prodotti raffinati, notevole importanza ha la produzione di sostanze chimiche per la realizzazione di materie plastiche ed altri materiali nell'industria petrolchimica.

I prodotti delle raffinerie italiane

(primi nove mesi 2011)

PRODOTTI OTTENUTI	MILIONI DI TONNELLATE	VARIAZIONE % vs. 2010	INCIDENZA %
GPL	1,63	-2,6	2,4
Virgin naphta	2,82	+5,7	4,1
Benzina auto	12,67	-5,5	18,5
Carboturbo/Petrolio	2,45	+0,6	3,6
Gasolio	27,30	-2,5	39,9
Olio combustibile	5,43	-13,3	7,9
Lubrificanti	0,92	+7,9	1,3
Bitume	2,29	-10,5	3,3
Zolfo	0,47	+3,9	0,7
Altri prodotti	0,64	+10,8	0,9
Perdite	0,49	-0,1	0,7
Consumi	6,33	-1,5	9,2
Semilavorati	5,00	+7,6	7,3
<i>Totale</i>	<i>68,44</i>	<i>-2,8</i>	<i>100,0</i>

Fonte: Unione Petrolifera.

Per quanto riguarda l'occupazione (2), nei soli impianti di raffinazione sono impiegati oltre 10.000 dipendenti diretti delle menzionate società, circa 12.000 dipendenti delle società appaltatrici addette alla manutenzione ordinaria, oltre alcune migliaia di addetti alle attività di manutenzione straordinarie o conseguenti agli investimenti e alle innovazioni tecnologiche. A questi vanno aggiunti gli addetti della logistica primaria e secondaria, e le strutture amministrative collocate per lo più nelle sedi direzionali.

Al sistema produttivo della raffinazione è affiancata la struttura della commercializzazione del prodotto che impiega circa ulteriori 5.000 dipendenti diretti, oltre agli addetti dei punti vendita organizzati nelle reti aziendali o nelle extra rete.

2.2. Normativa di riferimento

Le raffinerie di petrolio greggio

Le raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassifi-

(2) Dati tratti dall'audizione delle segreterie sindacali.

cazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone o di scisti bituminosi, nonché terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, rientrano nell'allegato II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (cd. Codice ambientale), ovvero tra i progetti sottoposti a VIA statale.

Si ricorda preliminarmente che la disciplina in materia di valutazione dell'impatto ambientale (VIA) contenuta nella Parte Seconda del citato decreto legislativo, è stata totalmente riscritta con il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 (cd. secondo correttivo) e nuovamente modificata con il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 (cd. terzo correttivo). In particolare con tale ultimo provvedimento si è provveduto ad introdurre, per la prima volta in modo organico, all'interno del Codice, anche la disciplina in materia di autorizzazione ambientale integrata (AIA o IPPC) fino ad allora contenuta nel decreto legislativo n. 59 del 2005 (3), nonché a coordinare tale procedura con quella della VIA.

Inoltre, ai sensi dell'articolo 10 del Codice recante « Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti », il provvedimento di VIA sostituisce l'AIA per i progetti sottoposti a VIA statale e che ricadono nel campo di applicazione dell'allegato XII del decreto (che elenca le categorie di impianti relativi alle attività industriali dell'allegato VIII soggetti ad AIA statale) e tra i quali rientrano le raffinerie di petrolio greggio — escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio —, nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate (Mg) al giorno di carbone o di scisti bituminosi.

Lo stesso articolo 10, comma 1-*bis*, prevede, nei casi in cui il provvedimento di VIA sostituisca l'AIA, che la documentazione da presentare, ovvero lo studio di impatto ambientali (SIA), debba essere integrata con alcune informazioni previste dal decreto legislativo n. 59/2005 ed ora confluite nei nuovi articoli 29-*ter*, 29-*sexies* e 29-*septies* del Codice ambientale.

Si tratta sostanzialmente delle informazioni che devono essere contenute nella domanda per il rilascio dell'AIA e che disciplinano le condizioni specifiche che gli impianti devono rispettare ai fini del suo rilascio e consentono all'autorità competente di prescrivere — per determinate aree — anche misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili, al fine di assicurare nell'area specifica il rispetto delle norme di qualità ambientale.

Qualora la documentazione prodotta risulti incompleta, lo stesso comma 1-*bis* rinvia all'articolo 23, comma 4, del Codice che prevede che, entro 30 giorni, l'autorità competente verifichi la completezza della documentazione. Qualora risulti incompleta, questa viene restituita al proponente con l'indicazione degli elementi mancanti e l'autorità competente richiede allo stesso la documentazione integrativa da presentare entro un termine non inferiore a 30 giorni. In tal caso i termini del procedimento si intendono sospesi fino alla

(3) Il d.lgs. 59/2005 aveva provveduto a recepire integralmente la direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (cd. direttiva IPPC). L'AIA è infatti meglio nota con l'acronimo in lingua inglese, IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control).

presentazione della documentazione integrativa. Qualora entro il termine stabilito il proponente non depositi la documentazione completa degli elementi mancanti, l'istanza si intende non presentata (*si veda il box relativo alla procedura di VIA*).

Anche il monitoraggio e i controlli successivi al rilascio della VIA, nei casi in cui il provvedimento di VIA sostituisca l'AIA, possono avvenire con le modalità previste per l'AIA agli articoli 29-*decies* e 29-*undecies*, ai sensi del comma 1-*ter* dell'articolo 10.

Si ricorda brevemente che tali articoli riproducono le norme contenute negli articoli 11 e 12 del decreto legislativo n. 59/2005 relativi rispettivamente al rispetto delle condizioni dell'AIA verificato dall'ISPRA, per gli impianti di competenza statale, e/o dalle agenzie regionali o provinciali per la protezione dell'ambiente negli altri casi, e al monitoraggio delle principali emissioni.

Da ultimo, anche l'articolo 26, comma 4, del Codice ribadisce che il provvedimento di VIA sostituisce o coordina tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati in materia ambientale, necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o dell'impianto.

Di seguito vengono, pertanto, illustrate le fasi ed i tempi relativi alla procedura di VIA.

La procedura di VIA

La disciplina in materia di VIA è contenuta nel Titolo III della parte II del Codice ambientale (artt. 19-29). In particolare, a seguito delle modifiche introdotte dal secondo correttivo, si è tornati, in relazione alla ripartizione di competenze tra Stato e Regioni, al criterio cd. tabellare, che attribuisce allo Stato la competenza sulle opere di maggiore impatto (indicate nell'allegato II) e alle regioni la competenza su un elenco di tipologia di opere di minore impatto, (allegato III e allegato IV).

La procedura di VIA si apre con la trasmissione, da parte del proponente, del progetto preliminare e dello studio preliminare ambientale. Dell'avvenuta trasmissione viene dato sintetico avviso, a cura del proponente, nella *Gazzetta Ufficiale* per i progetti di competenza statale e nel *Bollettino ufficiale* della regione per quelli regionali. Entro 45 giorni dalla pubblicazione dell'avviso chiunque abbia interesse può far pervenire le proprie osservazioni. L'autorità competente procede preliminarmente alla verifica di assoggettabilità, cioè nei successivi 45 giorni verifica se il progetto abbia possibili effetti negativi apprezzabili sull'ambiente. Entro la scadenza di tale termine l'autorità competente deve comunque esprimersi in merito dell'assoggettabilità o meno del progetto a VIA (articolo 20).

Il proponente dell'opera presenta quindi l'istanza corredata dalla documentazione richiesta dall'articolo 23, tra cui un elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o intervento, con la finalità di agevolare le altre procedure autorizzatorie e di evitare sovrapposizioni o duplicazioni. Entro 30 giorni l'autorità competente verifica la completezza della documentazione e, qualora l'istanza risulti incompleta, l'autorità

competente richiede al proponente la documentazione integrativa da presentare entro un termine non superiore a 30 giorni e comunque correlato alla complessità delle integrazioni richieste. In tal caso i termini del procedimento si intendono interrotti fino alla presentazione della documentazione integrativa. Qualora entro il termine stabilito il proponente non depositi la documentazione completa degli elementi mancanti e, l'istanza si intende ritirata.

I termini per la richiesta consultazione del pubblico prevedono 60 giorni, e lo stesso termine viene concesso alle autorità competenti per il rilascio delle proprie determinazioni. La consultazione può anche avvenire tramite un'inchiesta pubblica (articolo 24).

L'autorità competente acquisisce e valuta tutta la documentazione presentata, le osservazioni, obiezioni e suggerimenti inoltrati ai sensi dell'articolo 24, nonché, nel caso dei progetti sottoposti a VIA statale, il parere delle regioni interessate che dovrà essere reso entro 90 giorni dalla presentazione dell'istanza. Vengono, inoltre, concessi alle regioni ulteriori 60 giorni qualora intervenga una modifica sostanziale al progetto originario o a seguito di integrazioni eventualmente presentate dal proponente o richieste dall'autorità competente, in modo che le regioni stesse possano avere la possibilità di aggiornare i pareri resi. Le amministrazioni interessate devono, a loro volta, rendere le proprie determinazioni entro 60 giorni dalla presentazione dell'istanza ovvero nell'ambito della Conferenza dei servizi istruttoria eventualmente indetta a tal fine dall'autorità competente. Anche in questo caso in presenza di integrazioni presentate dal proponente o richieste dall'autorità competente, sono concessi alle amministrazioni ulteriori 45 giorni dal deposito delle stesse per l'eventuale revisione dei pareri resi (articolo 25).

La procedura si conclude comunque entro 150 giorni dalla presentazione dell'istanza (con un eventuale prolungamento fino ad un massimo di ulteriori 60 giorni in casi particolarmente complessi e quindi entro 210 giorni) con un provvedimento espresso e motivato. Se il proponente, ai sensi dell'articolo 24, comma 9, decide, di propria iniziativa, di modificare gli elaborati progettuali, i tempi complessivi per la conclusione del procedimento potrebbero arrivare a 270 giorni.

Decorso inutilmente tali termini, viene esercitato il potere sostitutivo da parte del Consiglio dei ministri, su istanza delle amministrazioni o delle parti interessate, che deciderà entro i successivi 60 giorni, previa diffida ad adempiere all'organo competente entro il termine di venti giorni (articolo 26).

La VIA prevede, infine, sistemi di monitoraggio, controllo e sanzioni (articoli 28 e 29).

Il pacchetto « 20-20-20 »

Il cosiddetto « pacchetto clima-energia 20-20-20 » costituisce l'insieme di provvedimenti operativi con cui l'UE conferma la volontà degli Stati Membri di continuare ad impegnarsi nel processo negoziale per la lotta ai cambiamenti climatici per il post-Kyoto, ovvero dopo il 2012.

Nel marzo 2007 il Consiglio europeo ha siglato un accordo che si è successivamente declinato nel c.d. pacchetto clima-energia-ambiente « 20-20-20 ».

Nel gennaio 2008, la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative miranti al contestuale conseguimento, entro il 2020, di:

- obiettivi di riduzione obbligatori del 20 per cento delle emissioni di gas serra (30 per cento nel caso di accordo internazionale a Copenhagen in dicembre p.v.);
- 20 per cento di energie rinnovabili sul consumo energetico globale dell'Unione Europea;
- impiego di una percentuale di biocarburanti pari al 10 per cento nel settore dell'autotrazione;
- obiettivo indicativo di aumento del 20 per cento dell'efficienza energetica.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'obiettivo europeo del 20 per cento entro il 2020 è suddiviso in sotto-obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri. La direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle energie rinnovabili, infatti, fissa obiettivi vincolanti per ciascuno Stato membro, coerenti con l'obiettivo di una quota complessiva di energie rinnovabili sul consumo energetico finale della UE pari almeno al 20 per cento nel 2020.

Per l'Italia tale quota complessiva di energie rinnovabili al 2020 dovrà essere non inferiore al 17 per cento del consumo complessivo nazionale di energia. In attuazione di tale direttiva, l'Italia ha adottato il Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili dell'Italia, trasmesso alla Commissione europea ai fini della valutazione della sua adeguatezza, che pianifica il progressivo accrescimento di tale quota dal 4,92 per cento del 2005 al 17 per cento del 2020. Nel giugno 2011 è stato altresì predisposto il secondo Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011), che intende dare seguito in modo coerente e continuativo ad azioni ed iniziative già previste nel PAEE 2007 e si propone di presentare proposte di medio-lungo termine. Nel settore dei trasporti, la quota di energia da fonti rinnovabili nel 2020 deve essere almeno pari al 10 per cento del consumo finale di energia in questo settore.

Il decreto legislativo n. 28/2011 (4), all'articolo 33, comma 2, ha fissato una quota minima di impiego di biocarburanti nei trasporti del 5 per cento per il 2014. Tale decreto, che ha attuato la citata direttiva 2009/28/CE, ha previsto: la razionalizzazione e l'adeguamento dei sistemi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili (energia elettrica, energia termica, biocarburanti) e di incremento dell'efficienza energetica, così da ridurre i relativi oneri in bolletta a carico dei consumatori; la semplificazione delle procedure autorizzative; lo sviluppo delle reti energetiche necessarie per il pieno sfruttamento delle fonti rinnovabili.

(4) Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

In tema di biocarburanti (e bioliquidi) è poi intervenuto il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 (di recepimento della direttiva 2009/30/CE) che prevede l'aggiornamento delle specifiche dei combustibili utilizzati nei trasporti (carburanti), fissate ai fini della riduzione delle emissioni inquinanti.

In attuazione della direttiva 2009/31/CE, al fine di contribuire alla riduzione delle emissioni di gas-serra, il decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, ha istituito un quadro di misure per garantire lo stoccaggio geologico permanente di CO₂ (biossido di carbonio) in formazioni geologiche profonde.

Con il Decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55, attuativo della direttiva 2009/30/CE, è stato invece modificato ed integrato il decreto legislativo n. 66/2005 (relativo alle specifiche ambientali di benzina e combustibile diesel) anche attraverso l'aggiunta di un nuovo allegato (V-bis) sul calcolo delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei biocarburanti. Il Decreto legislativo n. 55/2011 ha altresì novellato alcune disposizioni del titolo III della parte quinta del decreto legislativo 152/2006, sul tenore di zolfo dei combustibili delle navi.

Lo scambio delle quote di emissione – ETS

Nell'ambito delle misure adottate per il raggiungimento degli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto (ratificato dall'Italia con la legge n. 120/2002), la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità – denominato *Emission Trading System* (ETS) – al fine di anticipare la piena entrata in vigore dell'*emission trading*, prevista su scala globale dal Protocollo solo dal 2008.

Tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, il cui campo di applicazione, ai sensi dell'articolo 2, riguarda le emissioni provenienti dalle attività indicate nell'allegato A (che al punto 1.2 include le raffinerie di petrolio) e A-bis (trasporto aereo) ed ai gas ad effetto serra elencati nell'allegato B, vale a dire anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) ed esafluoro di zolfo (SF₆).

A decorrere dalla data di entrata in vigore del citato decreto, nessun impianto può esercitare le attività elencate nell'allegato A che comportino emissioni di gas-serra specificati nel medesimo allegato in relazione a tali attività, senza essere munito dell'autorizzazione ad emettere gas-serra rilasciata dall'autorità nazionale competente (individuata dall'articolo 3-bis nel Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE, istituito presso il Ministero dell'ambiente).

In estrema sintesi, il funzionamento del sistema ETS può essere così riassunto: i soggetti rientranti nel campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE vengono obbligati a restituire annualmente alle autorità nazionali competenti una quota di titoli (cd. «quote di emissione») corrispondente alle emissioni assegnate all'impianto stesso dal Piano nazionale di assegnazione (PNA), sulla base delle indicazioni comunitarie. I titoli passeranno gradualmente da un'as-

segnazione gratuita agli impianti all'assegnazione tramite asta. Gli impianti possono così adempiere i propri obblighi in due maniere differenti: riducendo le emissioni, con la possibilità di vendere sul mercato le eventuali quote in esubero nel caso di riduzioni superiori a quanto previsto, o acquistando gli eventuali titoli mancanti sul mercato, messi in vendita da altre aziende più « virtuose ».

In attuazione del decreto legislativo n. 216/2006 i Ministeri competenti (dell'ambiente e dello sviluppo economico) hanno approvato (con decreto DEC/RAS/1448/2006) il Piano nazionale di assegnazione (PNA) delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 e, successivamente (in data 29 febbraio 2008), la Decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012.

In seguito all'esaurimento della « Riserva nuovi entranti » prevista dalla Decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012, l'articolo 2 del decreto-legge n. 72/2010 (convertito dalla legge 111/2010) ha dettato le necessarie misure per l'assegnazione gratuita di quote di emissione di CO₂ ai nuovi impianti entrati in esercizio.

Si ricorda inoltre che all'interno dell'Allegato B della legge comunitaria 2009 (L. 96/2010) è inclusa la direttiva 2009/29/CE, che concerne la revisione per il periodo post-2012 del sistema comunitario ETS di scambio delle emissioni di gas-serra (il cui termine di recepimento per gli Stati membri scade il 31 dicembre 2012) e che fa parte del cd. pacchetto clima-energia. Tra le principali novità introdotte all'ETS dalla direttiva 2009/29/CE, si segnala la previsione che dal 2013 il criterio principale per l'allocazione delle quote agli impianti (attualmente gratuita e basata sulle emissioni storiche) sia l'assegnazione a titolo oneroso tramite asta.

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