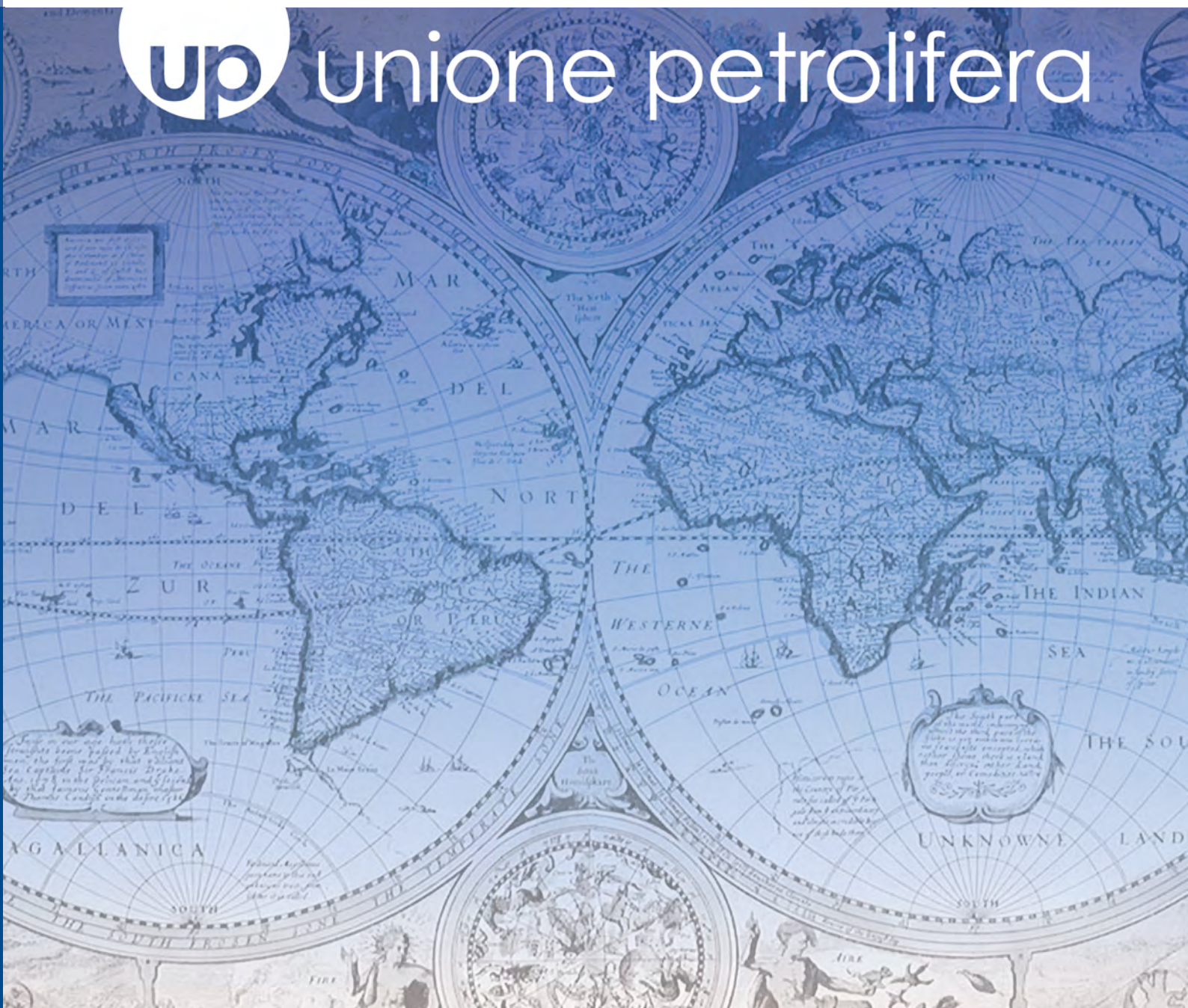


RELAZIONE ANNUALE

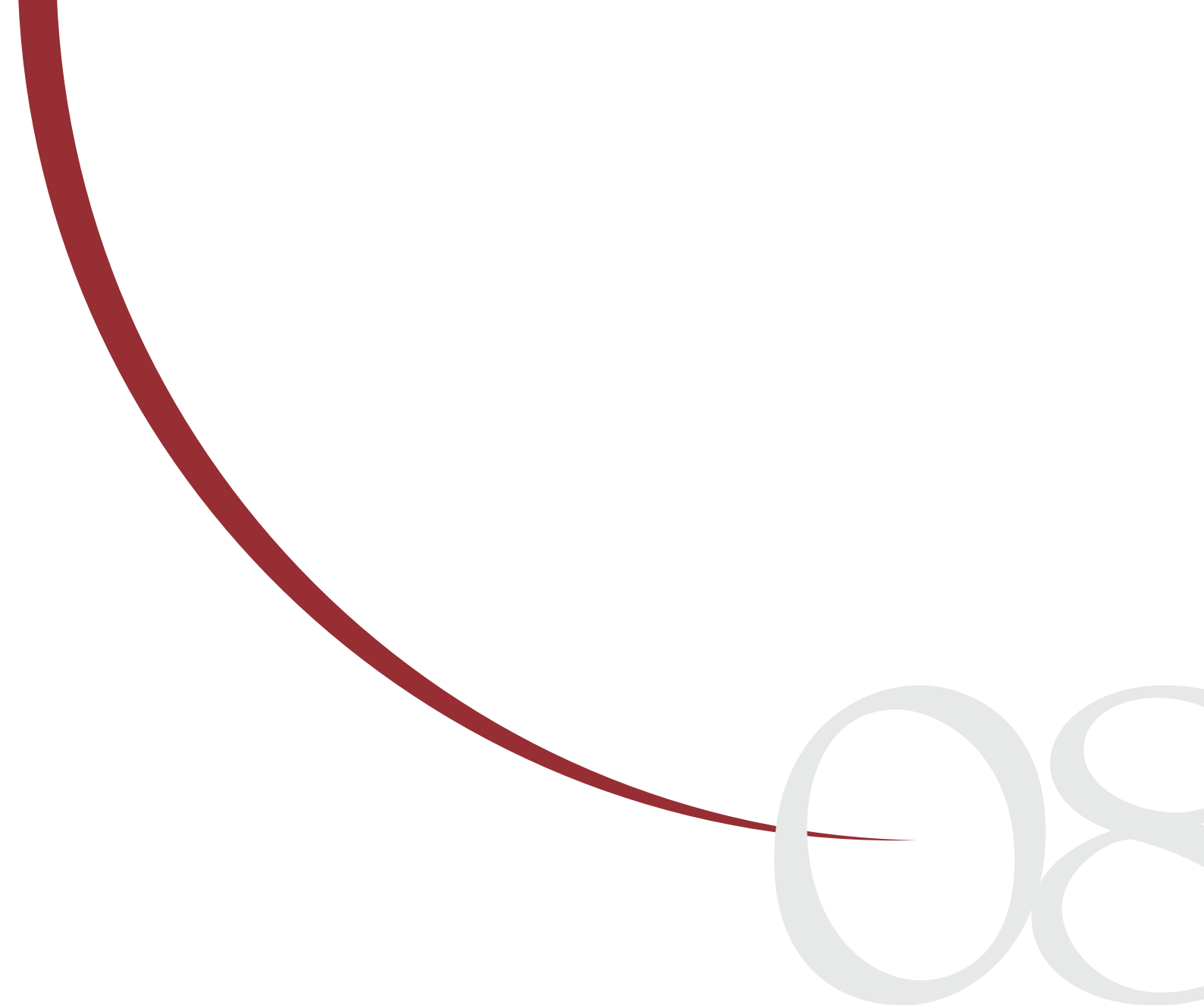
08

up

unione petrolifera







<i>Presidente</i>	Pasquale DE VITA
<i>Vice Presidenti</i>	Angelo CARIDI Alessadro GARRONE Gian Battista MERLO Umberto SCARIMBOLI
<i>Consiglio Direttivo</i>	Alessandro GILOTTI Gian Marco MORATTI Manuel OLIVIER Luca PESENTI Adolfo VANNUCCI Isam ZANATI
<i>Giunta</i>	Ugo BRACHETTI PERETTI Domenico BRUZZONE Giorgio GHIO Alessandro GILOTTI Cesare GUAITA Guglielmo LANDOLFI Gian Marco MORATTI Gianni MURANO Manuel OLIVIER Luca PESENTI Carlo PICCHIOTTI Giorgio PROFUMO Renato SCHIEPPATI Lamberto SIMONETTI Bruno TRONCHETTI PROVERA Adolfo VANNUCCI Isam ZANATI
<i>Collegio dei Revisori Contabili</i>	Lucia BORMIDA Antonio PALUMBIERI (Presidente) Fabrizio SCANU Orazio DRISALDI (Supplente) Alberto PIGLIACAMPO (Supplente)
<i>Probiviri</i>	Luciano BASSI Carlo CITTADINI Felice DI NUBILA Pio MIRGONE Aldo SIMONETTI
<i>Direttore Generale</i>	Pietro DE SIMONE

# LE AZIENDE ASSOCIATE

(Maggio 2008)

3

ALMA PETROLI

API - ANONIMA PETROLI ITALIANA

API RAFFINERIA DI ANCONA

ARCOLA PETROLIFERA

BP ITALIA

CHEVRON ITALIA

DISMA<sup>(\*)</sup>

ENI DIVISIONE REFINING & MARKETING

ERG

ERG PETROLI

ERG RAFFINERIE MEDITERRANEE

ESSO ITALIANA

IES

IPLOM

KUWAIT PETROLEUM ITALIA

KUWAIT RAFFINAZIONE & CHIMICA

LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA

PAR

PETRONAS LUBRICANTS ITALY

PIRELLI & C. AMBIENTE ECO TECHNOLOGY

RAFFINERIA DI MILAZZO

RAFFINERIA DI ROMA

SARAS

S.A.R.P.O.M. - SOCIETÀ PER AZIONI RAFFINERIA PADANA OLI MINERALI

SERAM

SHELL ITALIA

S.I.O.T. - SOCIETÀ ITALIANA PER L'OLEODOTTO TRANSALPINO

TAMOIL ITALIA

TOTAL ITALIA

VISCOLUBE

(\*) Dal 1° luglio 2008.

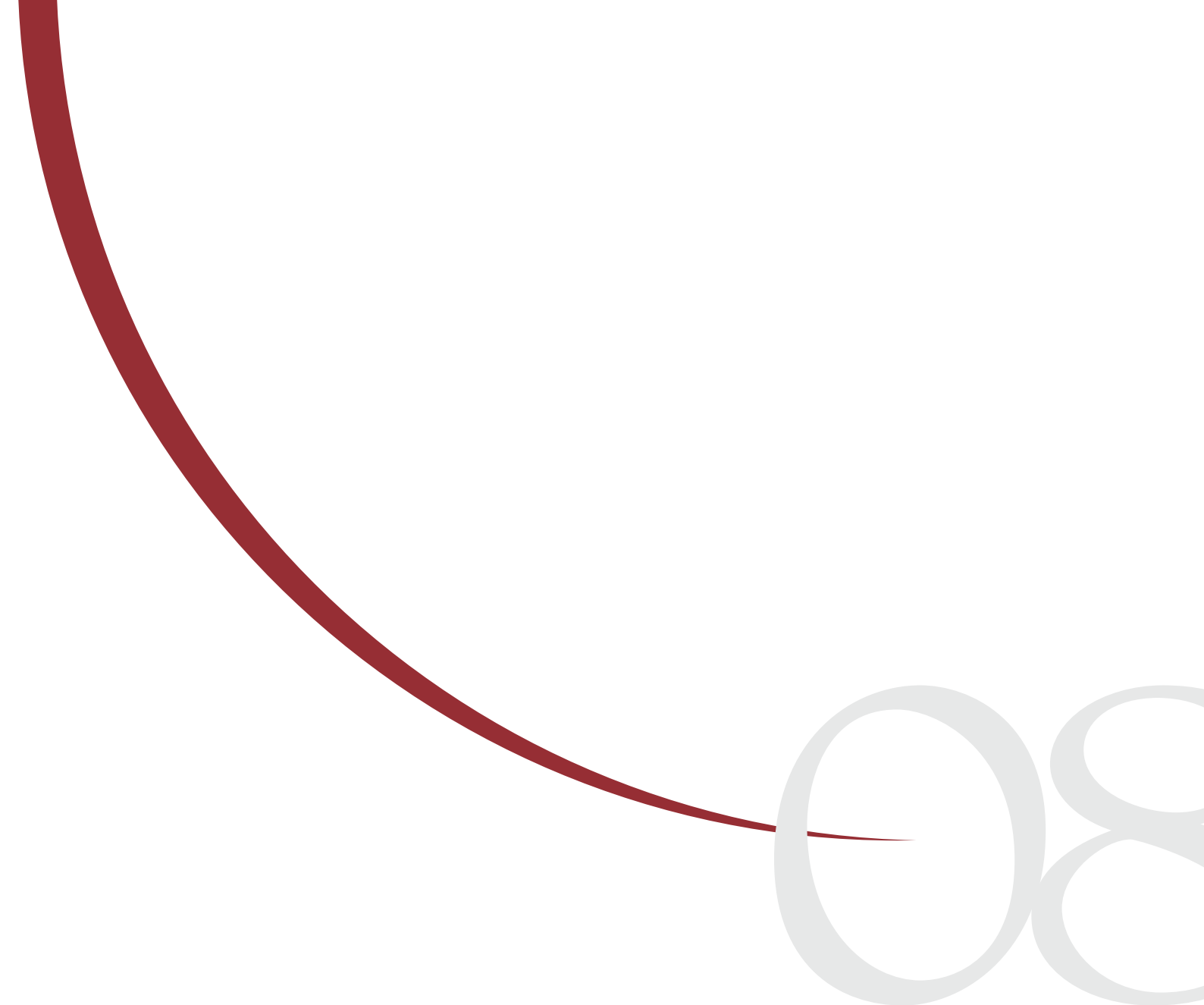
LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE	7
1. IL MERCATO	8
1.1 Le determinanti dello scenario internazionale	8
1.2 Gli attori e le strategie	17
2. IL RUOLO DEGLI ORGANISMI INTERNAZIONALI	20
LA SITUAZIONE NAZIONALE	23
3. GLI ELEMENTI QUANTITATIVI DEL SISTEMA ENERGETICO E PETROLIFERO	24
3.1 Il sistema economico	24
3.2 I consumi di energia	27
3.3 La domanda di prodotti petroliferi	29
3.4 La produzione nazionale di idrocarburi	30
3.5 Gli scambi con l'estero di greggio, semilavorati e prodotti finiti	31
3.6 Il consumo di gas naturale	33
3.7 Il ruolo dei combustibili solidi	34
3.8 La fattura energetica e petrolifera	35
3.9 Le variazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi	36
3.10 La capacità di raffinazione e le lavorazioni	40
3.11 I risultati economici e gli investimenti	40
3.12 L'evoluzione degli assetti di mercato	40
4. LE TEMATICHE ECONOMICHE E INDUSTRIALI	45
4.1 Il settore elettrico	45
4.2 Le fonti rinnovabili	46
4.2.1 <i>L'impegno delle società petrolifere nelle fonti rinnovabili</i>	47
4.3 Il settore del gas naturale	49
4.4 La distribuzione carburanti	53
4.4.1 <i>Il Disegno di Legge sulle liberalizzazioni</i>	53
4.4.2 <i>Attività dell'Antitrust</i>	54
4.4.3 <i>Rete autostradale</i>	55
4.4.4 <i>Piano di migrazione a microcircuito - EMV</i>	57
4.4.5 <i>Tariffe metriche</i>	57
4.4.6 <i>Il recepimento della Direttiva sugli strumenti di misura (MID)</i>	57
4.4.7 <i>Aggiornamento valutazione rischi lavorativi punti vendita carburanti autotrazione</i>	60
4.5 Le scorte obbligatorie e il sistema logistico	61
4.6 L'autotrasporto merci	61
4.7 Rifornimento dei carburanti avio	62
4.8 Il mercato degli oli lubrificanti	63
4.9 Class Action e pratiche commerciali scorrette	65
5. GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI	66
5.1 Il gettito fiscale	66

5.2	La revisione della tassazione dei prodotti energetici	66
5.3	Oli minerali emulsionati e oli lubrificanti rigenerati	67
5.4	Operazioni di denaturazione degli oli minerali	68
5.5	Revisione delle imposte sui carburanti	69
5.6	Telematizzazione della contabilità fiscale	71
5.7	La Legge Finanziaria 2008 - Norme di rilevanza doganale	71
6.	LA QUALITÀ DEI PRODOTTI	73
6.1	La nuova disciplina dei biocarburanti	73
6.2	Impiego agevolato dei biocarburanti	75
6.3	L'attività CEN sui biocarburanti	76
6.4	La qualità dei bunker per usi navali	77
7.	LA TUTELA DI AMBIENTE, SALUTE E SICUREZZA	78
7.1	Emission Trading. Il Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012	78
7.2	La strategia comunitaria per combattere i cambiamenti climatici	82
7.3	La mancata attuazione della Direttiva IPPC	82
7.4	Direttiva Comunitaria su qualità dell'aria ambiente	86
7.5	Recepimento della Direttiva 2004/107/CE	86
7.6	Le modifiche al "Codice Ambientale"	86
7.7	La revisione della Direttiva quadro sui rifiuti	88
7.8	Sicurezza e tutela dei lavoratori	88
7.9	La disciplina delle attrezzature a pressione	91
7.10	I serbatoi interrati	92
7.11	La prevenzione dei rischi rilevanti (Seveso III)	92
7.12	Gestione ambientale: le nuove norme ISO	92

## INDICE RIQUADRI

Settimana Mondiale per la sicurezza stradale - Iniziativa UP-ACI "Obiettivo 2010: Un traguardo per la vita"	21
Gli Award 2007 per il settore petrolifero	42
Nuovi impianti nel 2007 ed attività industriali in corso	44
Confindustria Energia nel 2007	45
Le iniziative per lo sviluppo delle rinnovabili nel 2007	48
La rete carburanti: il confronto con l'Europa. Lo studio di Nomisma Energia	58
La politica energetica europea del 20-20-20. Il pacchetto di misure legislative su "Energia e Clima"	83
Le tempistiche delle procedure VIA - IPPC: il confronto con l'Europa. Lo studio della Foster Wheeler Italiana	84

APPENDICE STATISTICA	93
MONDO	95
I consumi energetici dei principali Paesi	95
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	95
La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	96
I consumi petroliferi	97
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	98
I prezzi "Spot" dei principali greggi	99
MERCATO INTERNAZIONALE	100
Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	100
Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi	100
Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	101
Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	101
ITALIA	102
I consumi energetici per fonti primarie	102
I consumi energetici per settori di utilizzo	102
La produzione di idrocarburi	103
Il bilancio petrolifero	103
Le importazioni di petrolio greggio	104
Le importazioni di petrolio greggio - "Conto proprio"	105
Le importazioni di petrolio greggio - "Conto committente estero"	106
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	106
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	107
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	108
Le lavorazioni delle raffinerie	109
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	110
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	111
I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	112
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio	113
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza	114
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	115
Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	116
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	117
EUROPA	118
I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione al 1° aprile 2008	118
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 1° aprile 2008	119



SITUAZIONE

INTERNAZIONALE

### *1.1 Le determinanti dello scenario internazionale*

Nel 2007 la crescita economica internazionale non sembra aver risentito sensibilmente della decisa progressione dei prezzi del greggio, mostrando solo una leggera contrazione al 4,9 per cento rispetto al 5,0 per cento del 2006. Determinante è stato ancora una volta l'apporto dei Paesi emergenti, in particolare Cina e India, il cui tasso di crescita - rispettivamente 11,4 e 9,2 per cento - è stato più di quattro volte quello dei Paesi avanzati (in media 2,7 per cento).

Nel 2007, e ancor più nei primi mesi del 2008, i mercati petroliferi internazionali hanno mostrato andamenti del tutto eccezionali. Una serie di fattori, sia di natura geopolitica che economici, hanno contribuito all'improvvisa accelerazione delle quotazioni internazionali con una persistenza che sinora non ha permesso un ritorno dei prezzi su livelli più in linea con il reale stato dei fondamentali.

Già da febbraio 2008 le quotazioni di Brent e Wti hanno superato i 100 dollari/barile, proseguendo la loro corsa al rialzo nei mesi successivi ed oltrepassando anche i 120 dollari/barile, che rappresenta il valore più alto mai registrato, neppure durante gli shock petroliferi degli anni '70 e '80. Anni in cui ci si trovò di fronte ad una vera e propria interruzione delle forniture di petrolio.

A fronte di un 2006 che aveva chiuso con un Brent datato a 62,32 dollari/barile, la media dei primi tre mesi del 2007 è stata pari a 57,75 (-7,3 per cento), per poi salire a 68,76 nel trimestre successivo (+19,1 per cento) e fino agli 88,69 (+18,5 per cento) dell'ultimo. In dodici mesi l'incremento in termini percentuali è stato di circa il 70 per cento.

Nei primi tre mesi del 2008 tale valore è ulteriormente salito fino a quasi 104 dollari/barile, il 68 per cento in più rispetto allo stesso periodo del 2007.

La media dei primi 8 anni del nuovo secolo per il Brent sale così a 42 dollari/barile rispetto ai 18 dollari/barile del decennio precedente.

Oggi, alla base di una così repentina crescita dei prezzi, ci sono principalmente le preoccupazioni legate all'evolversi della crisi economica americana e l'acuirsi della crisi mediorientale, su cui si innesta una forte componente speculativa valutata dagli analisti in non meno di 25-30 dollari/barile. E' opinione diffusa tra gli economisti che sino a quando il dollaro rimarrà debole, difficilmente le quotazioni del greggio subiranno una inversione di tendenza.

Un progressivo rafforzamento del dollaro è peraltro un auspicio della Federal Reserve (Fed) americana che, dopo una costante e prolungata politica di riduzione dei tassi di interesse, potrebbe tornare sui suoi passi per arginare i pericoli di inflazione derivante da una politica di bassi tassi. Uno dei problemi dell'economia Usa è legato alla rigidità dei loro consumi petroliferi, almeno nel breve termine. Gli Stati Uniti, nonostante la forte crescita della Cina, rimangono infatti il maggiore consumatore di petrolio (circa 21 milioni barili/giorno), con un esborso in continua crescita: dal 2000 la loro spesa per le importazioni petrolifere è passata da 119 a 440 miliardi di dollari (+270 per cento).

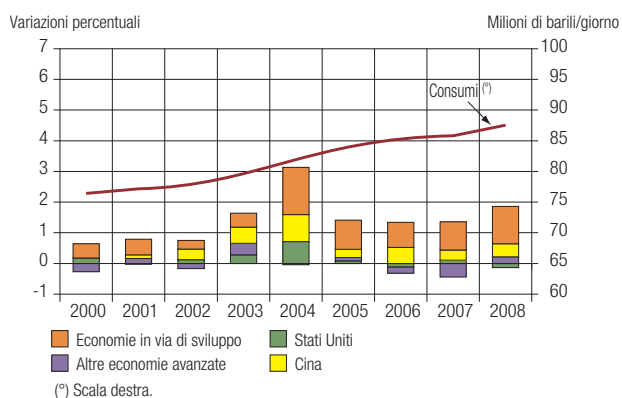
Sul piano geopolitico, la difficile condizione in Palestina, i ricorrenti timori per il nucleare iraniano e la sempre incerta situazione in Iraq e Nigeria, sono ulteriori elementi di incertezza che spingono gli operatori finanziari ad investire sul mercato delle commodities. In questo contesto un ruolo nuovo lo rivestono i cosiddetti "fondi sovrani", ossia fondi di

## Mondo - Fattori determinanti il rialzo dei prezzi del greggio

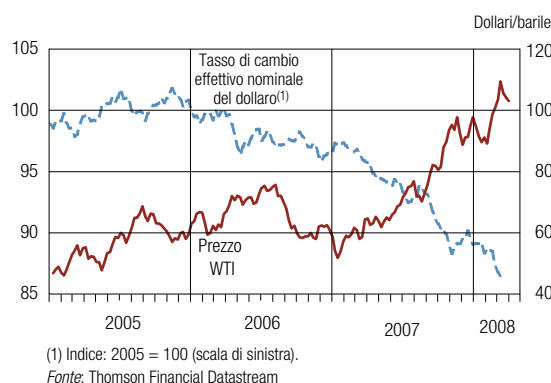
FATTORI "FONDAMENTALI"	FATTORI "NON-FONDAMENTALI"
Domanda crescente di greggio	Difficoltà dell'economia degli Stati Uniti
Ridotta "spare capacity" dell'OPEC	Politica monetaria Usa e debolezza del dollaro
Rigidità dell'offerta	Fondi Pensione/Hedge Funds
Basse scorte	Debolezza delle borse
Colli di bottiglia della raffinazione	Rischi geopolitici
Inasprimento dei vincoli qualitativi sui prodotti	Effetto "Peak Oil"
Preoccupazioni sulla qualità dei greggi	Riscaldamento globale/Fiscalità ambientale
Aumento dei costi di estrazione	Operatori speculativi
Posizioni speculative "lunghe"	Pressioni politiche

Fonte: Oil Market Intelligence, 2008

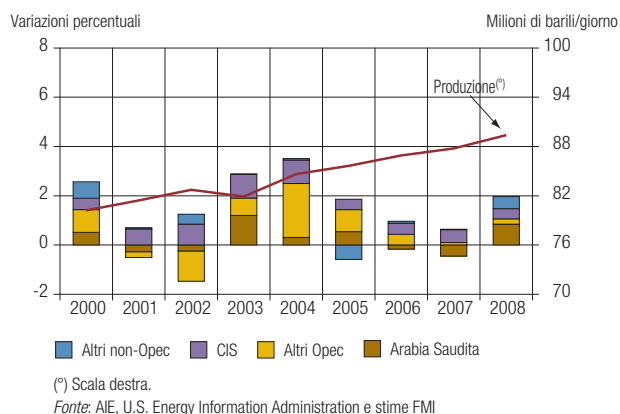
### Consumi di greggio per principali Paesi/aree



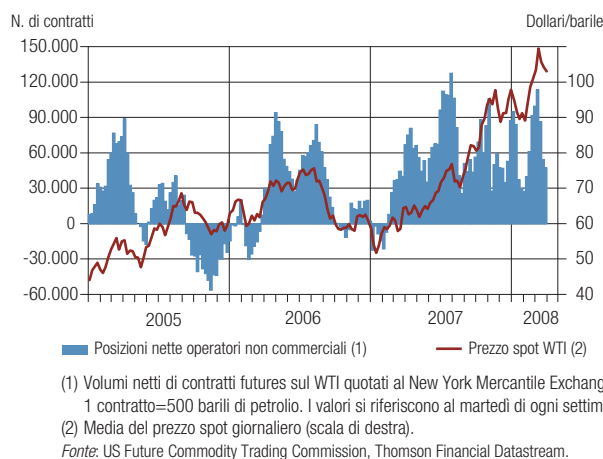
### Prezzo del greggio e tasso di cambio del dollaro (Dati medi settimanali)



### Produzione di greggio per principali Paesi/aree



### Prezzo del greggio e posizioni speculative nette (Dati settimanali)



### Paesi Opec – Le quote produttive di petrolio (Milioni di barili/giorno)

	Anno 2003		Anno 2004			Anno 2005		Anno 2006	Anno 2007		Anno 2008
	1° novembre	1° aprile	1° luglio	1° agosto	1° novembre	16 marzo	1° luglio	1° novembre	1° febbraio	1° novembre	1° gennaio
Arabia Saudita	7,963	7,638	8,288	8,450	8,775	8,937	9,099	8,719	8,561	8,943	8,943
Iran	3,597	3,450	3,744	3,817	3,964	4,037	4,110	3,934	3,861	3,817	3,817
Venezuela	2,819	2,704	2,934	2,992	3,107	3,165	3,223	3,085	3,028	2,470	2,470
Emirati Arabi Uniti	2,138	2,051	2,225	2,269	2,356	2,400	2,444	2,343	2,301	2,567	2,567
Nigeria	2,018	1,936	2,101	2,142	2,224	2,265	2,306	2,206	2,164	2,163	2,163
Kuwait	1,966	1,886	2,046	2,087	2,167	2,207	2,247	2,147	2,105	2,531	2,531
Libia	1,312	1,258	1,365	1,392	1,446	1,473	1,500	1,428	1,398	1,712	1,712
Indonesia <sup>(1)</sup>	1,270	1,218	1,322	1,347	1,399	1,425	1,451	1,412	1,396	865	865
Algeria	782	750	814	830	862	878	894	835	810	1,357	1,357
Qatar	635	609	661	674	700	713	726	691	676	828	828
Angola <sup>(2)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,900
Ecuador <sup>(3)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	520
Totale <sup>(*)</sup>	24,500	23,500	25,500	26,000	27,000	27,500	28,000	26,800	26,300	27,253	29,673

(1) A maggio di quest'anno l'Indonesia ha deciso di uscire dall'Organizzazione, di cui faceva parte dal 1962.

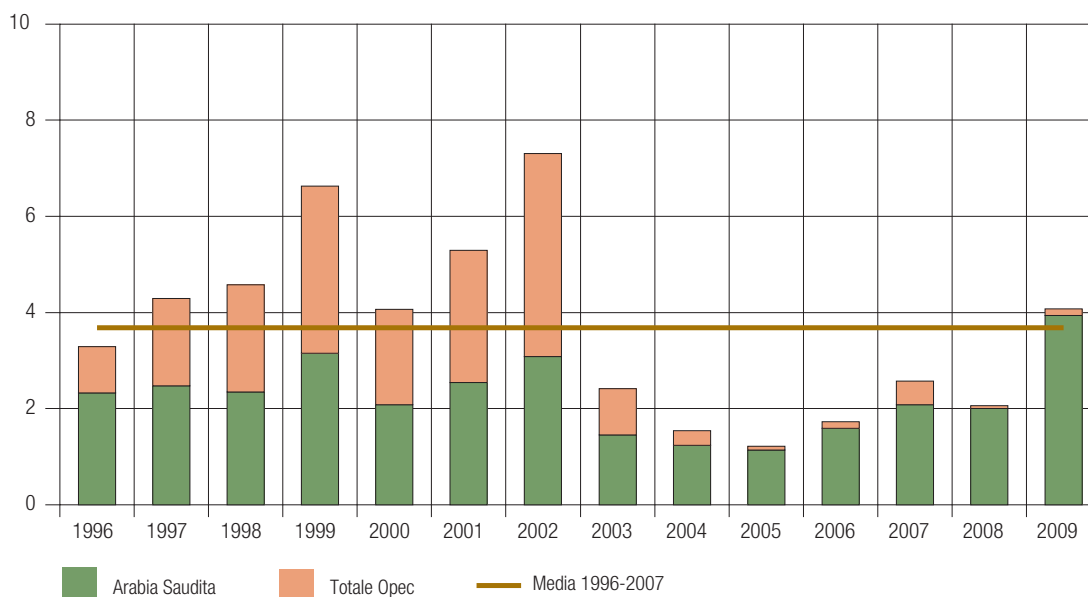
(2) L'Angola è entrata a far parte dell'Opec dal 1° gennaio 2007. La sua quota produttiva è entrata in vigore dal 1° gennaio 2008.

(3) Dopo aver lasciato l'Opec nel 1992, l'Ecuador è tornato ad esserne membro a novembre 2007. La sua quota produttiva è entrata in vigore a gennaio 2008.

(\*) L'Iraq è stato escluso dagli accordi. Nell'anno 2007 la sua produzione è ammontata a 2,09 milioni di barili/giorno.

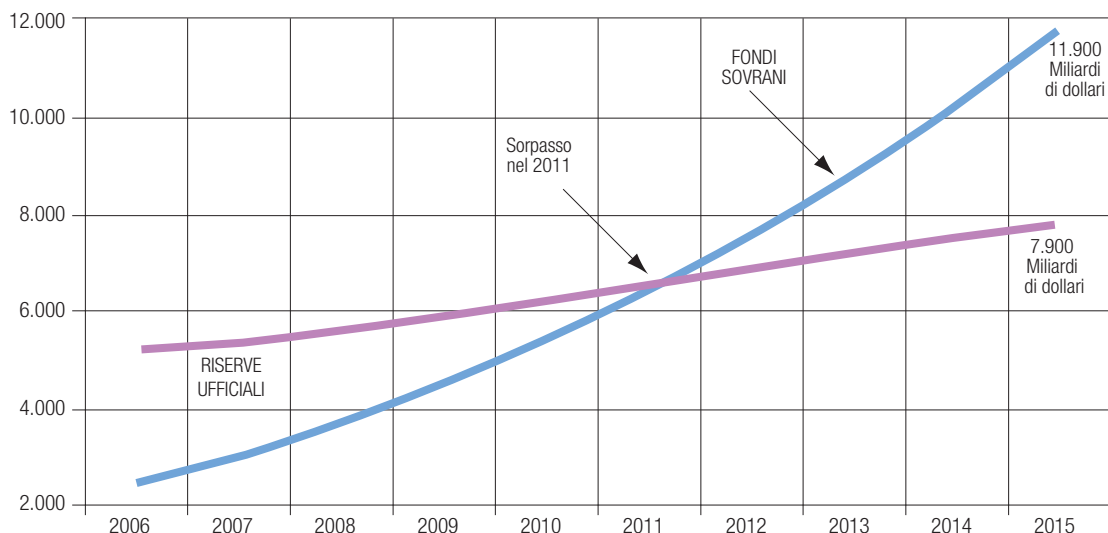
Fonte: AIE

### Paesi dell'Opec – Evoluzione della capacità produttiva inutilizzata ("spare capacity") espressa in percentuale della domanda mondiale



Fonte: AIE, U.S. Energy Information Administration e stime FMI

**Mondo - La crescente importanza dei Fondi Sovrani** (Miliardi di dollari)



Fonte: Morgan Stanley in Scenari SACE, marzo 2008

investimento di proprietà dello Stato denominati in valuta estera e gestiti separatamente rispetto alle riserve internazionali, che fanno capo soprattutto ai Paesi produttori ed ora anche alla Cina.

Attualmente esistono circa 40 fondi sovrani che in aggregato controllano una cifra compresa tra 1.900 e 2.900 miliardi di dollari. Secondo uno studio di Morgan Stanley, al 2015 la cifra potrebbe raggiungere i 12.000 miliardi di dollari, arrivando a superare già nel 2011 lo stock complessivo delle riserve internazionali.

Le maggiori preoccupazioni legate a questi fondi, sono le modalità con cui essi sono gestiti. Le poche informazioni ufficiali, la limitata trasparenza e una gestione “politica” degli stessi sono potenzialmente elementi destabilizzanti, i cui effetti sono difficili da valutare. Nel 2007, alcune delle principali banche d'affari statunitensi –interessate più di altre dalla crisi dei mutui subprime come Merrill Lynch e Citigroup– hanno visto entra-

re tra i loro azionisti tali fondi che, dall'agosto 2007 hanno investito circa 70 miliardi di dollari per ricapitalizzare banche d'investimento o imprese multinazionali.

Come conseguenza di questa maggiore attività finanziaria, nel 2007 ad essere messo sotto forte pressione non è stato solo il petrolio e i suoi derivati, ma l'intero comparto delle materie prime sul quale si sono riversati miliardi di dollari da parte dei fondi di investimento, hedge fund ed altri fondi speculativi. In un momento di forte debolezza dell'economia americana e quindi del dollaro, il petrolio viene visto da questi operatori, come un bene rifugio assai redditizio su cui scommettere per il futuro e così altre materie prime come oro, zinco, rame e cereali.

Nel 2007 il volume medio giornaliero delle transazioni sul Nymex per il WTI è stato di 482 milioni barili/giorno, più del doppio del 2004 e 600 volte più grande dei volumi fisici di questo tipo di

### Paesi industrializzati - I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo (Variazione percentuale rispetto all'anno precedente)		Indice prezzi al consumo <sup>(*)</sup>		Disoccupazione (Percentuale delle forze di lavoro)		Indebitamento pubblico <sup>(♦)</sup> (Percentuale del Pil)	
	2006	2007 <sup>(•)</sup>	2006	2007 <sup>(•)</sup>	2006	2007 <sup>(•)</sup>	2006	2007 <sup>(•)</sup>
Francia	+ 2,0	+ 1,9	+ 1,7	+ 1,5	9,1	8,6	- 2,5	- 2,6
Italia	+ 1,8	+ 1,5	+ 2,1	+ 2,8	10,1	6,1	- 4,4	- 2,3
Regno Unito	+ 2,9	+ 3,1	+ 2,3	+ 2,3	5,3	5,3	- 2,7	- 2,8
Germania	+ 2,9	+ 2,5	+ 1,6	+ 2,3	7,5	8,1	- 1,6	- 0,1
Area Euro 15	+ 2,7	+ 2,9	+ 2,1	+ 2,1	7,7	6,9	- 1,5	- 0,8
Usa	+ 2,9	+ 2,2	+ 3,2	+ 3,9	4,0	4,6	- 2,6	- 2,8
Giappone	+ 2,4	+ 2,1	+ 0,2	+ 0,1	4,7	3,9	- 4,6	- 4,0
Paesi Ocse	+ 3,1	+ 2,7	+ 2,3	+ 2,1	6,1	5,9	- 1,8	- 1,6

(\*) Indice armonizzato. Deflatore dei consumi privati per l'aggregato dei Paesi Ocse. (♦) Indebitamento netto contratto nel corso dell'anno. (•) Dati provvisori.  
Fonte: Eurostat, Ocse

### Mondo - I consumi energetici (Milioni di tep)

	1980	1985	1990	1995	2000	2004	2005	2006 <sup>(*)</sup>
Combustibili solidi	1.761	2.040	2.215	2.251	2.295	2.776	2.916	3.082
Gas naturale	1.247	1.425	1.664	1.834	2.103	2.313	2.362	2.424
Petrolio	3.015	2.821	3.078	3.364	3.657	3.959	4.005	4.043
Idro-geo	161	190	218	253	279	713	318	324
Nucleare	186	389	525	608	675	304	718	726
Totale	6.370	6.865	7.700	8.310	9.009	10.065	10.319	10.599

(\*) Stime ENI.  
Fonte: ENERDATA s.a., su dati AIE, ONU e di altre fonti internazionali e nazionali

### Mondo - La produzione di greggio

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	2007 <sup>(*)</sup>
(Milioni di tonnellate)								
Paesi Opec	1.347	811	1.190	1.338	1.526	1.630	1.632	1.635
Paesi Ocse	817	954	891	975	1.011	931	911	895
Altri Paesi	924	1.026	1.085	966	1.081	1.336	1.371	1.374
Totale	3.088	2.791	3.166	3.279	3.618	3.897	3.914	3.904
(Quote percentuali)								
Paesi Opec	43,6	29,0	37,6	40,8	42,2	41,8	41,7	41,9
Paesi Ocse	26,5	34,2	28,1	29,7	27,9	23,9	23,3	22,9
Altri Paesi	29,9	36,8	34,3	29,5	29,9	34,3	35,0	35,2
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(\*) Dati provvisori.  
Fonte: Bp Statistical Review; per il 2007 stima UP su dati AIE

greggio. Nel periodo 2002-2007, ad un aumento del prezzo del petrolio del 177 per cento, è corrisposto un aumento del volume delle transazioni petrolifere del 164 per cento e un deprezzamento del dollaro del 45 per cento.

A pesare, però, non è stata solo la speculazione, ma anche lo stato dei fondamentali che hanno mostrato ancora qualche elemento di tensione. Nel 2007 la domanda petrolifera totale è stata pari a 85,8 milioni barili/giorno, 1,1 milioni in più rispetto al 2006 (+3,3 milioni barili/giorno rispetto al 2004). Il 57 per cento è stata assorbita dai Paesi Ocse che nel complesso hanno messo a segno un meno 0,5 per cento rispetto all'anno precedente. Tra i Paesi non-Ocse, il contributo maggiore è venuto dalla Cina e dagli altri Paesi Asiatici che insieme hanno coperto il 46 per cento della domanda non-Ocse, in progresso complessivamente del 3,9 per cento. La Cina, in particolare, ha mostrato il tasso di crescita della domanda petrolifera più sostenuto (+4,6 per cento). Vale tuttavia ricordare che in molti di questi Paesi i prezzi dell'energia sono sussidiati dai Governi e dunque la domanda effettiva risente meno dell'effetto prezzi rispetto alle economie occidentali dove i mercati dell'energia sono liberalizzati.

La produzione non ha saputo adeguarsi con la necessaria rapidità a questa maggiore domanda, creando perduranti situazioni di squilibrio, particolarmente evidenti nell'ultimo trimestre del 2007, in cui il deficit di offerta è stato di 0,5 milioni barili/giorno. L'anno ha chiuso a 85,6 milioni barili/giorno, con un saldo negativo di 200 mila barili/giorno. Ciò ha provocato un parziale drenaggio delle scorte, concentrato nell'ultimo trimestre dell'anno.

A sostenere la produzione sono stati soprattutto i Paesi Opec con circa 31 milioni barili/giorno (con

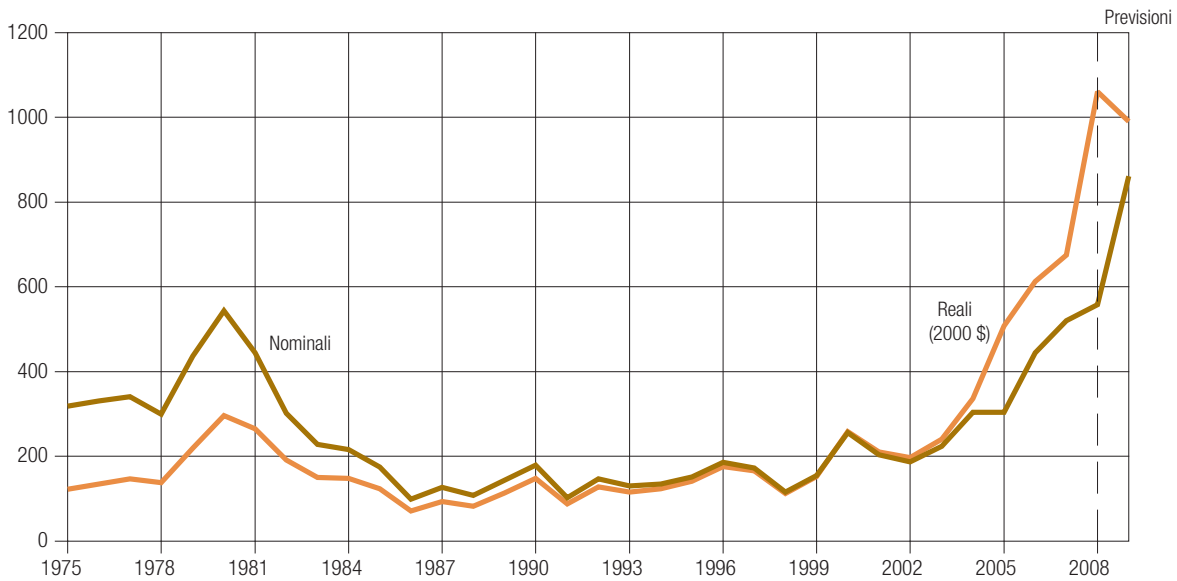
una crescita pari a un milione in più rispetto al 2006), con l'Arabia Saudita che ha visto rafforzare il suo peso nel nuovo sistema delle quote sino al 33 per cento, seguita da Iran (14 per cento), Kuwait (9,3 per cento), Nigeria (7,9 per cento), Libia (6,3 per cento), Emirati Arabi Uniti (9,4 per cento), Venezuela (9,1 per cento). Algeria (5 per cento), Indonesia (3,2 per cento) e Qatar (3 per cento).

Quanto ai Paesi non-Opec, nel corso del 2007 hanno avuto una qualche difficoltà ad adeguare i loro livelli produttivi a quelli del 2006. Escludendo Angola ed Ecuador, dai 50 milioni barili/giorno del primo trimestre si è progressivamente scesi a 49,7 nell'ultimo. Includendovi tali Paesi, la produzione non-Opec è scesa dell'1,9 per cento rispetto al 2006. Nel complesso, la produzione non-Opec ha rappresentato poco più del 58 per cento del totale, rispetto all'oltre 60 per cento del 2004.

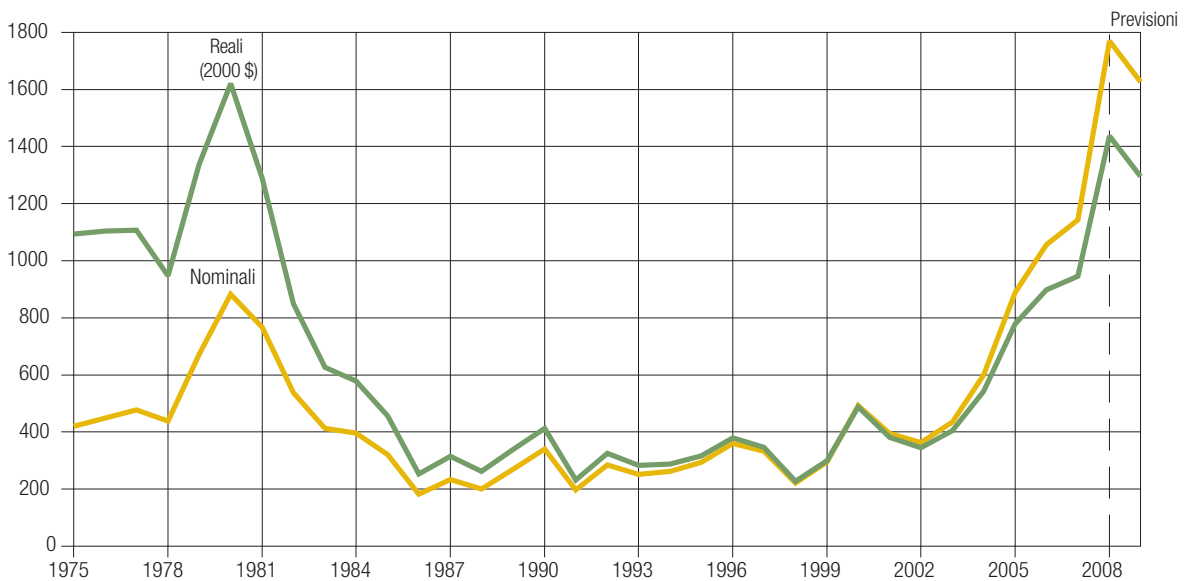
La Russia anche nel 2007 ha confermato il buon momento della sua industria estrattiva che per tutto l'anno ha permesso livelli produttivi superiori ai 10 milioni barili/giorno, rispetto ai circa 9 dell'Arabia Saudita e ai 7,5 degli Usa.

Altro elemento di debolezza è stato l'insoddisfacente livello della "spare capacity" Opec: dai 12,5 milioni barili/giorno dei primi anni '80 (circa il 15 per cento della produzione totale), si è passati al quasi azzeramento del 2004, fino ai circa 3-3,5 milioni attuali che rappresentano il 4 per cento della produzione totale. La nuova capacità Opec attesa per il 2008 si aggira sui 2,5 milioni barili/giorno, di cui il 75 per cento andrà a rimpiazzare la minore produzione dei campi maturi. Di conseguenza, la produzione incrementale effettiva sarebbe solo di circa 650 mila barili/giorno.

Il forte deprezzamento del dollaro, inoltre, spinge i Paesi produttori a non premere troppo

**Opec - Entrate totali derivanti dalle esportazioni di petrolio** (Miliardi di dollari)


Fonte: Energy Information Administration, Short Term Energy Outlook, 2008

**Opec - Entrate nette pro-capite derivanti dalle esportazioni di petrolio** (Dollari)


Fonte: Energy Information Administration, Short Term Energy Outlook, 2008

sulla produzione per mantenere il prezzo alto e difendere così il loro potere di acquisto nei confronti delle monete più forti. Un prezzo obiettivo di 50-60 dollari non basta più: secondo un recente studio, il Venezuela necessiterebbe di un prezzo di 95 dollari/barile per mantenere in equilibrio i propri conti con l'estero, mentre la Nigeria di 70 e l'Arabia Saudita di 60.

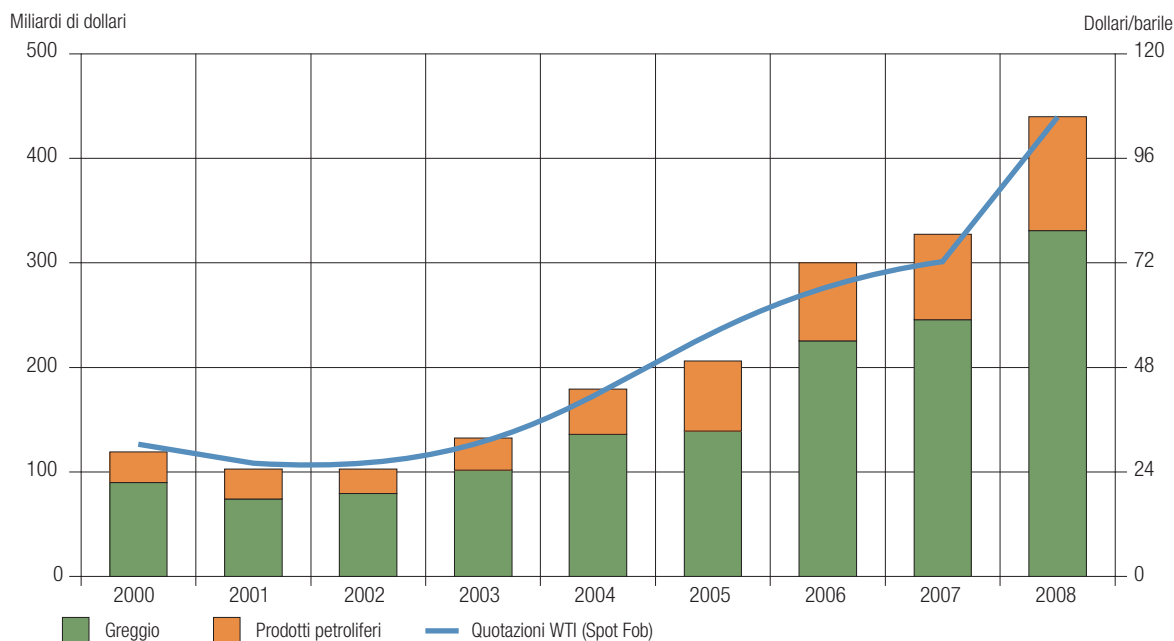
Nel 2007 le entrate dei Paesi Opec sono ammontate a quasi 700 miliardi di dollari, rispetto ad una media di poco più di 200 nel triennio 2000-2002 e di 400 nel quadriennio 2003-2006. La reazione dei Paesi Opec nei confronti degli effetti della svalutazione del dollaro è stata però diversa: ci sono Paesi, come l'Arabia Saudita, che si sono adeguati alla nuova politica monetaria della Fed centrata su un taglio del

costo del denaro; altri, come l'Iran, hanno invece espresso più di una riserva, arrivando a sganciarsi dal dollaro a favore dell'euro.

L'eventuale agganciamento ad altra valuta da parte di tutti i Paesi produttori avrebbe però l'effetto di far crollare ulteriormente la domanda di moneta americana causandone una ulteriore svalutazione. Il collasso dell'economia statunitense deprimerebbe la domanda del primo consumatore di petrolio al mondo e dunque anche le attese di guadagno dei Paesi produttori.

Altrettanto volatili sono state le dinamiche dei prezzi dei prodotti finiti scambiati sui mercati internazionali. Nel 2007 la benzina in media mensile si è apprezzata del 13 per cento rispetto al 2006, da 622 a 704 dollari/tonnellata (valori Platts), mentre il gasolio di oltre l'11 per cento (da

**Stati Uniti - Costo del greggio e fattura petrolifera**



Fonte: Energy Information Administration e stime PIW per il 2008

613 a 683 dollari/tonnellata). Ciò a fronte di incrementi che, però, nel solo ultimo trimestre dell'anno sono stati superiori al 45 per cento per entrambi i prodotti rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il record per la benzina è stato toccato l'8 novembre 2007 (858 dollari/tonnellata), mentre per il gasolio il 23 novembre 2007 (928 dollari/tonnellata).

La benzina, sempre in media mensile, nell'ultimo trimestre dell'anno ha quotato 791 dollari/tonnellata (0,412 euro/litro) rispetto ai 558 (0,321 euro/litro) del primo; il gasolio, rispettivamente, 831 dollari/tonnellata (0,484 euro/litro) e 545 (0,351 euro/litro). Mediamente nel 2007 benzina e gasolio in dollari, sulle piazze internazionali, si sono apprezzati di oltre il 12 per cento, e solo la

rivalutazione dell'euro rispetto al dollaro ha permesso di contenere gli aumenti<sup>(\*)</sup>.

Il vero salto si è però avuto nei primi mesi del 2008: il gasolio in particolare ha frantumato ogni record superando ad aprile i 1.100 dollari/tonnellata (0,588 euro/litro)<sup>(1)</sup>, ossia il doppio del valore di inizio 2007; in poco meno di quattro mesi l'apprezzamento è stato del 25 per cento. Sempre in aprile anche la benzina ha superato i 1.000 dollari/tonnellata (0,476 euro/litro)<sup>(2)</sup>, circa l'83 per cento in più rispetto ad inizio 2007.

Ciò ha portato ad un allargamento della forbice di prezzo tra i due prodotti a favore del gasolio,

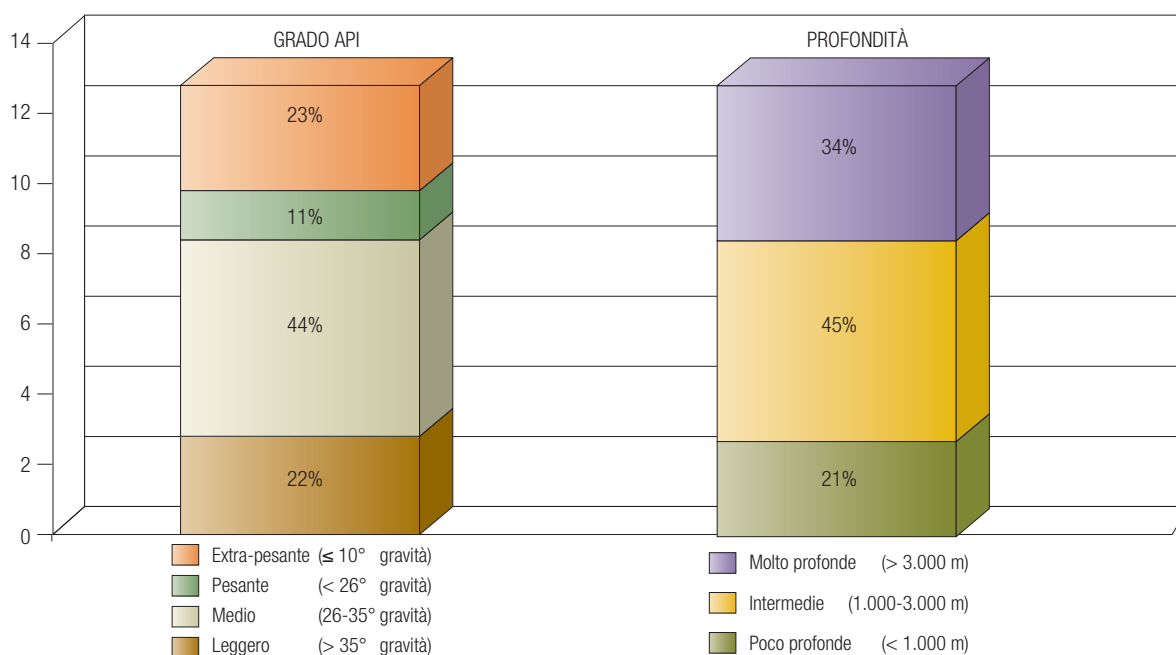
(\*) Per un maggior dettaglio si veda il paragrafo 3.9.

(1) La quotazione del gasolio del 15 aprile 2008 è stata 1.102\$/t.

(2) La quotazione della benzina del 22 aprile 2008 è stata di 1.005 \$/t.

### Mondo - Le riserve di petrolio nel 2006 distinte per qualità e profondità

(Migliaia di miliardi di barili/giorno e peso percentuale)



Fonte: Oil & Gas Journal, Novembre 2007

passando dai 3-4 centesimi euro/litro del 2006 e 2007 ai circa 10 centesimi dei primi quattro mesi del 2008 (con punte anche di 14 centesimi ad aprile). Un effetto diretto della maggiore domanda di distillati medi che ormai coprono il 47 per cento dei consumi petroliferi europei (circa 8 milioni barili/giorno) e il 30 per cento (6,2 milioni barili/giorno) di quelli americani. Negli ultimi 10 anni, le importazioni di gasolio da parte dei Paesi Ocse sono cresciute del 94 per cento.

Nel 2007, i margini raffinazione complessivamente hanno confermato il buon andamento degli ultimi due anni, risultando però molto meno positivi nella seconda parte dell'anno data la particolare dinamica del greggio. Ad essere premiate sono state soprattutto le lavorazioni più complesse che offrono prodotti a più alto valore aggiunto.

## 1.2 Gli attori e le strategie

Nonostante la corsa dei prezzi, nel 2007 la domanda di greggio è aumentata di oltre 1,1 milioni di barili/giorno (+1,3 per cento), mentre per il 2008 si stima una sua ulteriore crescita dell'1,0 per cento, pari a 1,2 milioni di barili/giorno, trainata particolarmente dai Paesi del Medio Oriente e della Cina (+4,9 per cento l'incremento di entrambi).

L'industria petrolifera sarà pertanto chiamata a svolgere un nuovo ruolo, tenendo conto delle mutate condizioni operative. In primo luogo, nell'ambito dei rapporti tra le cosiddette NOC (National Oil Company) e IOC (International Oil Company), destinati a divenire più complessi. In una fase in cui la domanda di energia è destinata a crescere e la scoperta di nuove risorse è più difficile che in passato, le IOC vedono ristretto il loro margine di azione.

Le attese delle major sono per un aumento della

produzione, oggi sicuramente meno ottimistiche rispetto a qualche anno fa. Diversi target sono stati rivisti al ribasso per tenere conto anche dell'effetto che prezzi così elevati hanno sui contratti PSA<sup>(1)</sup>. Nel 2007, il tasso di sostituzione delle riserve – calcolato sulla base delle regole previste dalla SEC<sup>(2)</sup> – ha risentito di queste peggiorate condizioni operative che non hanno permesso il rimpiazzo delle riserve sui livelli più ampi del passato.

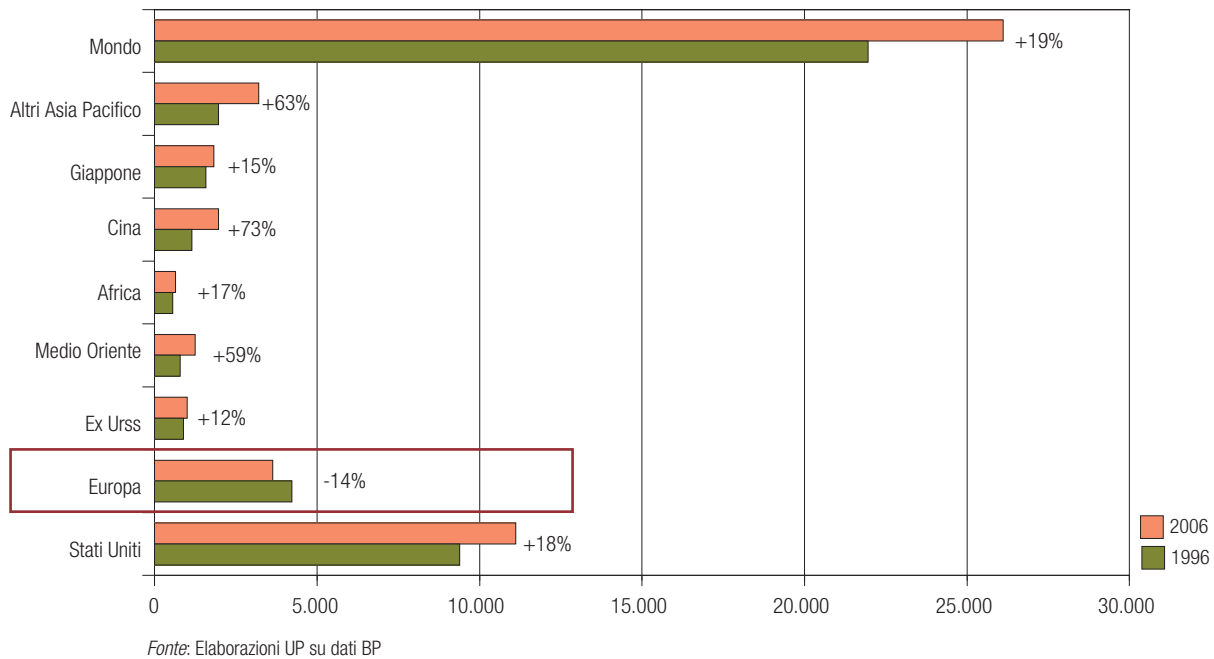
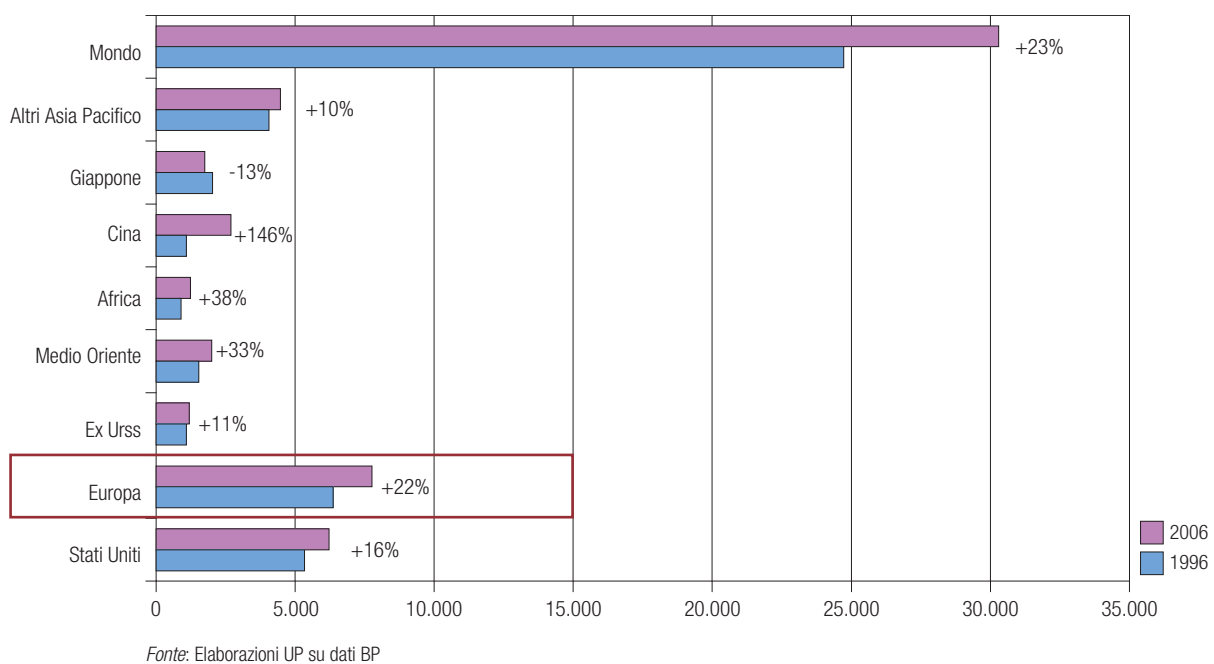
Il nuovo ruolo che si profila per le IOC è dunque quello di puntare ad offrire soprattutto competenze e tecnologie per sfruttare risorse sempre più difficili da raggiungere. Secondo un recente studio della Lehman Brothers, nel 2008 la spesa in conto capitale nell'esplorazione e produzione ammonterà a 332 miliardi di dollari (+11 per cento rispetto al 2007), di cui l'85 per cento sarà impegnato in progetti in acque profonde. Il prezzo di riferimento per la fattibilità dei progetti è stimato in circa 68 dollari/barile (WTI).

Il problema resta quello di riuscire ad accedere alle produzioni economicamente più convenienti, spesso precluso: negli anni '70 le major potevano contare sul controllo dell'85 per cento delle riserve, oggi ne controllano il 7 per cento. I costi di estrazione più bassi si continuano ad avere in Medio Oriente con 5-15 dollari/barile, mentre in Europa e Stati Uniti si arriva anche a 25. Discorso a parte vale per i cosiddetti oli non-convenzionali – greggi pesanti, sabbie bituminose e scisti – che presentano costi estremamente elevati (sino a 60-70 dollari/barile), ma buone prospettive di sviluppo.

I numerosi contenziosi tra IOC e NOC che interessano le diverse aree produttive non favoriscono un maggiore impegno da parte delle prime. In questo contesto, le attese di crescita della pro-

(1) Production Sharing Agreement.

(2) Security Exchange Commission.

**Mondo - Consumo di benzine e distillati leggeri nel decennio 1996-2006** (Migliaia di barili/giorno)

**Mondo - Consumo di gasoli e distillati medi nel decennio 1996-2006** (Migliaia di barili/giorno)


duzione dipendono da fattori esogeni sui quali gli operatori tradizionali hanno ben poco controllo.

Inoltre, lo spettro della frenata dell'economia americana e dunque della domanda di energia, mette a serio rischio una serie di progetti nel downstream, già pianificati ed annunciati, per un totale incrementale di 12,4 milioni barili/giorno. Assumendo una crescita della domanda di petrolio dell'1,4 per cento all'anno, questo volume aggiuntivo non dovrebbe pertanto creare situazioni di surplus almeno fino al 2015. Resta il dubbio se tutti i progetti annunciati andranno a buon fine, dati i crescenti costi di realizzazione e i timori sulla tenuta della domanda. In dubbio è messa soprattutto la profittabilità degli investimenti.

In Asia, dove sono concentrati la maggior parte dei progetti, e in Medio Oriente molta nuova capacità è stata tagliata dai programmi ed anche quella in via di realizzazione sta subendo ritardi.

Molte delle tendenze future dipenderanno, inoltre, dall'effettiva efficacia delle politiche di efficienza e risparmio annunciate dai principali Paesi consumatori, tra i quali Stati Uniti ed Europa, e dell'impatto che un greggio costantemente sopra i 100 dollari/barile potrà avere sull'evoluzione della domanda dei Paesi non-Ocse.

Secondo alcuni osservatori, infatti, solo una brusca frenata dell'economia mondiale potrebbe portare ad un ridimensionamento significativo dei prezzi del greggio. Un eventuale rallentamento della domanda di petrolio, tuttavia, investirà soprattutto i Paesi Ocse e non quelli non-Ocse che continueranno a sostenere i consumi mondiali, considerato che i 2/3 dell'incremento atteso da qui al 2030 sarà assorbito proprio da questi Paesi.

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia

(AIE), al 2030 la domanda totale di petrolio dovrebbe toccare i 116,3 milioni barili/giorno, il 37 per cento in più rispetto ad oggi, e dunque servirà uno sforzo enorme per garantirne il suo soddisfacimento. Oltre il 60 per cento di questa domanda sarà assorbita dal settore dei trasporti dove reali alternative al petrolio non si vedono ancora.

I biocarburanti, considerati come uno degli strumenti a disposizione per alleggerire la dipendenza dalla fonte fossile, nella migliore delle ipotesi e con tutte le cautele del caso per gli effetti che essi hanno sul mercato alimentare, al 2012 potranno raddoppiare i volumi ma non andare oltre il 2 per cento dell'offerta petrolifera complessiva. Stati Uniti ed Europa da questo punto di vista si sono dati obiettivi assai ambiziosi che difficilmente potranno essere raggiunti.

In proposito la posizione della Fao appare contraddittoria, dal momento che da un lato invita a maggiore cautela quando si concepiscono e si attuano progetti di biofuel su larga scala; dall'altro afferma invece che il recente rincaro delle materie prime alimentari derivi solo per il 15 per cento dalla maggiore domanda di biocarburanti.

Un reale riequilibrio dei mercati petroliferi internazionali dipendono pertanto da tutta una serie di fattori che non sempre possono essere riportati nell'alveo dei cosiddetti fondamentali. Tale incertezza si riflette sulle stime degli analisti circa il possibile andamento futuro dei prezzi del greggio, assai diverse tra loro. Date le condizioni attuali, nel 2008 e 2009 ci si potrebbe trovare con valori più vicini ai 90 dollari/barile che ai 100. Non sono però da escludere nuovi picchi se il quadro di riferimento non dovesse mutare sensibilmente, soprattutto per quanto riguarda la politica dei Paesi produttori.

Nel 2007 è proseguita l'azione degli Organismi internazionali che operano per favorire la collaborazione fra Paesi con l'obiettivo di garantire la disponibilità di energia necessaria al fabbisogno di tutte le aree del mondo e, soprattutto, minimizzare le conseguenze ambientali del suo utilizzo.

L'*Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU)* ha continuato la sua opera di sensibilizzazione e di coinvolgimento dei vari Governi particolarmente sulle tematiche relative ai cambiamenti climatici.

A seguito degli allarmanti rapporti delle Nazioni Unite di inizio anno sui loro potenziali effetti devastanti, molteplici sono stati gli eventi focalizzati su tale problema:

- ❑ l'incontro dei Paesi del G8 tenutosi a giugno a Heiligendamm, che non ha definito un preciso obbligo di riduzione, ma l'impegno ad un'azione comune per l'efficienza energetica e l'abbattimento delle emissioni sotto il coordinamento dell'Onu;

- ❑ dal 31 luglio al 2 agosto si è tenuta la prima Sessione Plenaria dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite interamente dedicata ai cambiamenti climatici;

- ❑ sempre sullo stesso tema, a fine settembre si è tenuta la 62<sup>a</sup> Assemblea Generale dell'Onu, che ha rappresentato una occasione per richiamare tutti i Paesi (Stati Uniti in testa) alle proprie responsabilità e a spronare la Comunità internazionale a negoziare un nuovo accordo globale sul cambiamento climatico nella successiva Conferenza, la 13<sup>a</sup>, tenutasi a Bali in dicembre. Durante questo incontro è stato raggiunto un accordo per l'avvio di negoziati formali per il periodo successivo al Protocollo di Kyoto, cioè dal 2012, coinvolgendo anche gli Stati Uniti, che hanno aderito alla Convenzione quadro dell'Onu sui cambiamenti climatici (UNFCCC), ma non al Protocollo di Kyoto.

Nella Conferenza si sono anche perfezionate le disposizioni attuative per il Fondo di adattamento per i Paesi in Via di Sviluppo, molti dei quali sono particolarmente esposti all'impatto dei cambiamenti climatici. Stabilito da Kyoto, il fondo è oggi di 37 milioni di euro e comincerà a funzionare nel corso dell'anno.

Fra le iniziative del 2007 che hanno interessato e coinvolto anche il settore petrolifero, si segnala la prima settimana per la Sicurezza Stradale, indetta nell'ottobre 2005 dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite (Risoluzione A/60/5) per il miglioramento della sicurezza globale sulle strade tenutasi dal 23 al 29 aprile.

Le Nazioni Unite hanno inoltre proclamato la terza domenica di novembre di ogni anno quale "Giornata internazionale in memoria delle vittime del traffico stradale", che nel 2007 si è tenuta il 18 novembre.

L'interesse alle esigenze energetiche mondiali dell'*Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE)* è stato messo in rilievo già ad inizio 2007 in una Conferenza stampa a Tokyo, nella quale si è sottolineata l'importanza delle scorte strategiche nel sistema petrolifero mondiale, non solo per fronteggiare le emergenze, ma soprattutto per ridurre l'influenza dell'Opec sui prezzi.

Si è evidenziata inoltre la necessità di un maggiore impegno della Cina e dell'India nella salvaguardia energetica mondiale, con il coinvolgimento di tutte le altre fonti energetiche.

L'Aie vuole tendere a diventare per la sicurezza energetica quello che le Nazioni Unite e il Fondo Monetario Internazionale rappresentano rispettivamente per i diritti umani e la sicurezza finanziaria. Per tale ragione, incentivando l'entrata di Cina ed India fra i suoi membri, vede la cooperazione con i due giganti economici emergenti come prioritaria.

Nel suo nuovo rapporto annuale *“World Energy Outlook 2007 – China and India Insight”*, l'analisi degli scenari energetici viene approfondita proprio per questi due Paesi che di recente hanno fatto irruzione sui mercati energetici mondiali, quale fenomeno senza precedenti.

I consistenti tassi di crescita economica che Cina ed India hanno registrato negli anni recenti, molto più alti di tutti gli altri principali Paesi, hanno fatto esplodere i loro fabbisogni energetici, costringendoli ad un sensibile aumento delle importazioni. Non sono solo uffici ed industrie a richiedere più energia: anche il maggiore benessere economico della popolazione, che spinge ad acquistare più automobili ed apparecchiature elettriche, rappresenta uno straordinario propulsore per i consumi energetici di questi due popolosi Paesi.

Nello Scenario di Riferimento elaborato dall'Aie, basato sulle attuali politiche di sviluppo, i fabbisogni energetici mondiali sarebbero nel 2030 del 55 per cento più elevati rispetto ad oggi: in questo scenario il 45 per cento dell'aumento della domanda mondiale sarebbe causato proprio dalle sole Cina ed India insieme.

Anche nel 2007 l'Unione europea ha proseguito le sue attività per adottare una politica energetica comune ai vari Paesi, in grado di sviluppare un mercato interno dell'energia capace di dare sostenibilità e sicurezza anche nei suoi rapporti con i Paesi terzi e soprattutto salvaguardando le esigenze ambientali. Nell'ottica di parlare ad una sola voce sulla scena internazionale in materia energetica, ad aprile 2007 l'Unione europea ha siglato un accordo con la Russia per

#### **Settimana Mondiale per la sicurezza stradale - Iniziativa UP-ACI “Obiettivo 2010: Un traguardo per la vita”**

In Italia, in occasione della “Settimana mondiale per la Sicurezza Stradale”, promossa dalle Nazioni Unite e dall'Organizzazione Mondiale della Sanità, sono stati coinvolti oltre 18.000 gli impianti di distribuzione carburanti in Italia.

A febbraio è stata raggiunta l'intesa tra Unione Petrolifera e Automobile Club d'Italia “Obiettivo 2010: un traguardo per la vita”, che rappresenta un piano quadriennale di interventi finalizzato a sviluppare anche in Italia le varie iniziative internazionali sulla sicurezza, con alcuni obiettivi ben precisi: raccogliere un milione di firme per impegnare Onu, Governo italiano e G8 sul tema della sicurezza stradale e riuscire a ridurre del 50 per cento, da qui al 2010, il numero di feriti e di vittime della strada in Italia secondo l'obiettivo prefissato dal Libro Bianco comunitario sui trasporti<sup>(\*)</sup>.

La campagna di sensibilizzazione, partita parallelamente alla “Settimana mondiale della Sicurezza Stradale”, è rivolta prevalentemente alle fasce di utenza della strada maggiormente a rischio,

ragazzi e neopatentati. Essa ha previsto la distribuzione, presso gli impianti delle compagnie petrolifere aderenti all'iniziativa, di sistemi incentivanti per la frequenza di corsi di guida sicura presso l'Autodromo di Vallelunga. Presso gli stessi impianti è stato inoltre possibile sottoscrivere una petizione per impegnare Onu, G8 e Governo italiano ad adottare misure urgenti ed efficaci contro il fenomeno dell'incidentalità stradale.

Una diffusa opera di sensibilizzazione ed educazione delle fasce più giovani di età è lo strumento più efficace per consentire comportamenti più responsabili alla guida, considerato che proprio i giovani sono quelli più esposti ai rischi. Le società petrolifere hanno aderito con entusiasmo all'iniziativa.

(\*) Anche l'Unione Europea si è interessata della sicurezza stradale e nel Libro bianco sui Trasporti, *“Keep Europe Moving – Sustainable mobility for our Continent”*, si è posta fra l'altro l'obiettivo al 2010 di ridurre del 50 per cento la mortalità per incidente stradale nel suo territorio.

il rilancio del dialogo sulla politica energetica, stabilendo tre gruppi di lavoro: strategie energetiche, previsioni-scenari e mercato-efficienza.

A giugno 2007 l'Unione europea ha tenuto il quarto meeting ministeriale con l'Opec "Dialogo sull'energia", preceduto a maggio da una tavola rotonda Opec-Ue sulle politiche energetiche. Oltre a ribadire la necessità di proseguire il confronto fra Paesi produttori e consumatori e di far crescere il peso delle fonti rinnovabili nel soddisfacimento della domanda energetica mondiale, l'incontro ha costituito anche un momento di riflessione sulla sostenibilità ambientale dei biocarburanti e sul loro impatto sulla produzione per l'alimentazione, che ha suscitato crescenti perplessità in entrambi i soggetti.

In relazione al mercato interno dell'energia, ad inizio 2007 la Commissione europea ha presentato lo "Strategic Energy Review" sulla sua sostenibilità, sicurezza e competitività. Secondo la Direzione Generale della Concorrenza, esso presenterebbe ancora delle forti limitazioni: troppa concentrazione nazionale; integrazione fra la produzione e le reti; carenze di infrastrutture e di investimenti.

Dopo aver aperto la procedura di infrazione contro Electrabel ed Edf per abuso di posizione dominante nei mercati elettrici dei rispettivi Paesi, Belgio e Francia, a fine estate è stato presentato il terzo pacchetto di direttive sul mercato energetico (due bozze di Direttiva e tre di Regolamento). L'obiettivo della Commissione europea è quello di dare una spinta decisiva alla piena liberalizzazione dei mercati energetici europei, mirando ad emendare la legislazione comunitaria dei mercati dell'elettricità e del gas (Direttiva 2003/54/CE e Regolamento 1775/2005), ad introdurre un regola-

tore energetico europeo e rafforzando la cooperazione fra le autorità nazionali.

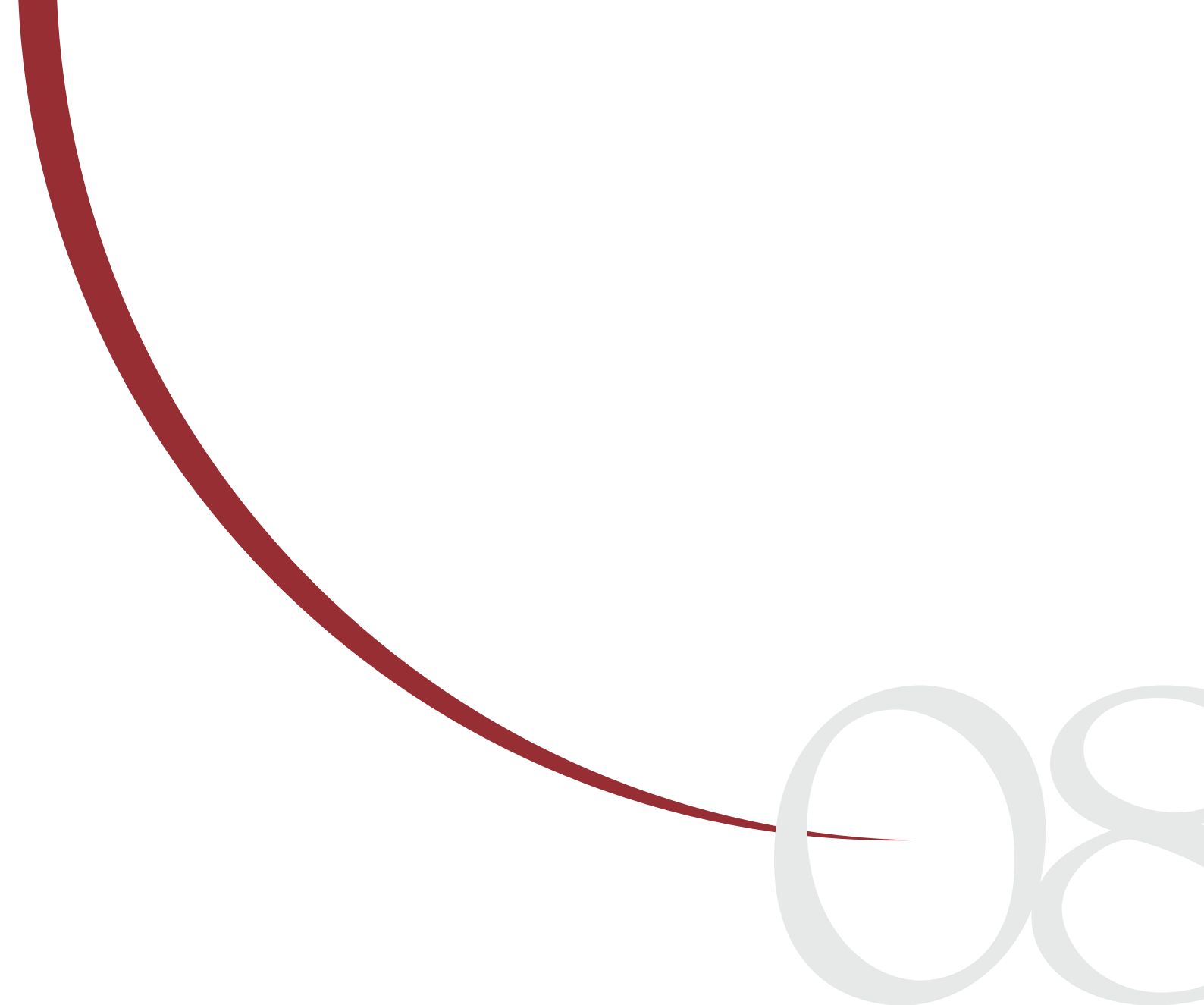
I provvedimenti, approvati a settembre, introducono la separazione proprietaria delle reti ("*unbundling*"), con una seconda opzione che prevede la creazione di un gestore di sistema indipendente. In tal caso, le imprese particolarmente integrate possono restare proprietarie della rete, a condizione che la gestione del loro capitale fisso sia assicurata da un'impresa o da un organismo indipendente.

Ai grandi operatori europei (da E.On in Germania, Edf in Francia, fino all'Eni in Italia) che hanno al loro interno attività di produzione e di distribuzione, non sarà quindi necessaria una cessione degli asset, ma sarà sufficiente affidare ad un operatore indipendente la gestione del network distributivo.

Anche l'Unione europea, ad inizio anno, ha espresso le sue preoccupazioni in relazione ai cambiamenti climatici, stimando che già alla metà di questo secolo il riscaldamento globale potrebbe rendere il clima più mite nell'Europa continentale, comportando inondazioni e siccità nel Mediterraneo. Per fronteggiare tale emergenza, ha proposto una serie di azioni in campo energetico-ambientale, in particolare un pacchetto di misure legislative su "Energia e Clima" (il cosiddetto "obiettivo 20-20-20")<sup>(1)</sup>.

La Commissione europea ha stanziato inoltre 50 milioni di euro per il sostegno ai Paesi in Via di Sviluppo contro le catastrofi naturali causate dai cambiamenti climatici. Le misure previste da questo nuovo piano strategico vanno dalla lotta alla desertificazione e alle emissioni di gas serra, alla più generale prevenzione delle catastrofi naturali.

(1) Vedi box a pag. 83.



SITUAZIONE

NAZIONALE

### 3. GLI ELEMENTI QUANTITATIVI DEL SISTEMA ENERGETICO E PETROLIFERO

#### 3.1 Il sistema economico

La crescita del Pil nel 2007, espressa ai prezzi dell'anno precedente, si è attestata all'1,5 per cento, contro il +1,8 del 2006, il valore più elevato degli ultimi sei anni, risultando quindi in decelerazione. A partire dal 2000 l'economia del nostro Paese è stata in una situazione di quasi stagnazione, con una crescita media annua del Pil nel periodo 2002-2006 pari allo 0,9 per cento.

Anche nel 2007 gli altri grandi Paesi europei hanno avuto risultati migliori del nostro (Regno Unito +3,1, Germania +2,5, Francia +1,9 per cento), rendendo evidente la nostra debolezza strutturale, che ci espone maggiormente alle variabili esogene come il tasso di cambio euro/dollaro, le quotazioni delle materie prime energetiche e l'evoluzione del commercio mondiale.

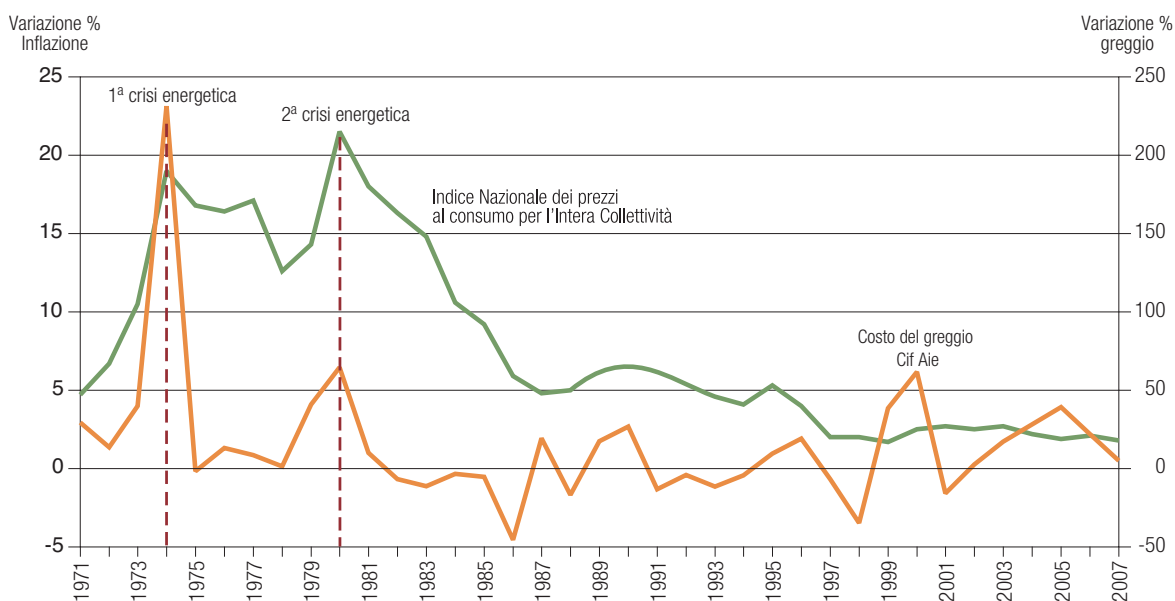
Dal punto di vista della formazione del prodotto, a sostenere la crescita del Pil in termini reali nel 2007 sono stati i settori dei servizi (+1,8 per cento) e delle costruzioni (+1,6 per cento), l'industria in senso stretto (+0,8 per cento).

I contributi alla crescita del Pil sono stati dati soprattutto dalla domanda nazionale al netto delle scorte (+1,4 per cento) e dalla domanda estera netta (+0,1 punti per cento).

Dal punto di vista degli impieghi, nel 2007 si è registrata una crescita delle esportazioni di beni e servizi del 5 per cento che, con il +6,2 per cento del 2006, sembrerebbero segnali di miglioramento della nostra capacità esportativa, grazie ad una migliore selezione e specializzazione dei settori-mercato di sbocco.

Dopo un primo periodo di relativa stabilità, dalla fine dell'estate si sono avuti due fenomeni

**Italia - Andamento dell'inflazione e del costo del greggio** (Variazioni percentuali annue dell'Indice Nazionale dei prezzi al consumo per l'Intera Collettività e del costo del greggio mediamente importato nell'area Ocse)



Fonte: Elaborazioni UP su dati ISTAT e AIE

## Italia - I dati macroeconomici

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 <sup>(*)</sup>
VARIAZIONE PERCENTUALE VS. ANNO PRECEDENTE											
Prodotto interno lordo <sup>(a)</sup>	+ 1,9	+ 1,4	+ 1,5	+ 3,7	+ 1,8	+ 0,5	—	+ 1,5	+ 0,6	+ 1,8	+ 1,5
Produzione industriale	+ 3,8	+ 1,3	- 0,3	+ 4,3	- 1,0	- 1,4	- 0,6	- 0,3	- 0,9	+ 2,4	—
Inflazione	+ 2,0	+ 2,0	+ 1,7	+ 2,5	+ 2,8	+ 2,5	+ 2,7	+ 2,2	+ 2,0	+ 2,1	+ 1,8
Investimenti fissi lordi	+ 1,6	+ 4,2	+ 3,9	+ 6,3	+ 2,7	+ 3,7	- 1,2	+ 2,3	+ 0,7	+ 2,5	+ 1,2
PERCENTUALE DELLE FORZE DI LAVORO											
Disoccupazione <sup>(b)</sup>	11,3	11,4	11,0	10,2	9,1	8,6	8,4	8,0	7,7	6,8	6,1
MILIARDI DI EURO											
Saldo import-export	+ 27,4	+ 25,2	+ 14,5	+ 2,1	+ 10,0	+ 8,8	+ 2,8	- 1,2	- 9,4	- 20,5	- 9,4
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	28	30	20	10 <sup>(c)</sup>	39	37	46	48	50	50	29
Debito delle Amministrazioni pubbliche <sup>(d)</sup>	1.238	1.254	1.282	1.300	1.357	1.367	1.392	1.443	1.511	1.575	1.596
Pil a euro correnti	1.049	1.091	1.127	1.191	1.249	1.295	1.335	1.392	1.428	1.480	1.536

(\*) Dati provvisori.

(a) Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2000.

(b) Dati revisionati in base alla Rilevazione Continua sulle Forze di lavoro, avviata da gennaio 2004.

(c) Compresi i proventi dell'asta per le licenze UMTS.

(d) A fine anno.

Fonte: Istat, Banca d'Italia

## Italia - I consumi di energia (Milioni di tep)

	1990 <sup>(^)</sup>	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007 <sup>(*)</sup>	Variazione % 2007 vs. 2006	Peso sul totale 2007
Combustibili solidi	15,0	12,6	12,8	14,2	15,3	17,1	17,0	17,2	17,5	+ 1,7 %	9,0 %
Gas naturale	39,1	44,8	58,4	58,1	64,1	66,5	71,2	69,7	70,0	+ 0,4 %	36,0 %
Importazioni nette di energia elettrica	7,6	8,2	9,8	11,2	11,2	10,0	10,8	9,9	10,1	+ 2,0 %	5,2 %
Petrolio <sup>(*)</sup>	92,5	95,7	92,0	92,0	90,8	88,0	85,2	85,2	82,6	- 3,1 %	42,5 %
Fonti rinnovabili	8,5	10,4	12,9	12,6	13,0	14,9	13,6	14,2	14,2	—	7,3 %
<b>Totale</b>	<b>162,7</b>	<b>171,7</b>	<b>185,9</b>	<b>188,1</b>	<b>194,4</b>	<b>196,5</b>	<b>197,8</b>	<b>196,2</b>	<b>194,4</b>	<b>- 0,9 %</b>	<b>100,0 %</b>

(^)<sup>(^)</sup> Ricostruito da Unione Petrolifera in base alla nuova metodologia del Ministero dello Sviluppo Economico.

(\*) Dati provvisori.

(\*) I valori successivi al 1997 includono l'Orimulsion impiegato per produzione di elettricità. Dal 1998 è cambiata metodologia di rilevazione delle importazioni di coke di petrolio.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia - Indice Nazionale dei prezzi al consumo per l'Intera Collettività**  
 (Variazioni percentuali annue)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Indice Generale NIC (compresi i tabacchi)</b>	<b>2,5</b>	<b>2,7</b>	<b>2,5</b>	<b>2,7</b>	<b>2,2</b>	<b>1,9</b>	<b>2,1</b>	<b>1,8</b>
TOTALE CONTROLLATI	2,9	3,1	0,3	1,9	2,2	2,6	3,4	1,4
<i>di cui: Elettriche</i>	8,2	3,1	-1,5	2,9	-3,2	3,8	12,6	4,8
<i>Gas di erogazione</i>	10,7	6,9	-6,4	4,8	-0,4	8,1	9,6	-0,1
<i>Rifiuti Urbani</i>	5,0	2,6	3,5	4,1	4,0	4,5	4,8	9,2
<i>Acqua potabile</i>	3,2	2,3	2,0	3,4	5,3	3,6	4,6	4,8
<i>Trasporti ferroviari</i>	2,1	4,0	0,8	2,5	0,3	0,3	0,2	7,1
<i>Trasporti marittimi e per vie d'acqua interne</i>	3,4	5,3	8,8	-0,3	4,2	3,2	8,4	7,1
<i>Trasporti urbani</i>	2,4	1,4	3,5	4,5	5,8	2,3	3,0	1,6
<i>Trasporti extra urbani</i>	0,2	1,2	1,1	4,9	2,0	1,4	3,2	2,6
<i>Auto pubbliche</i>	2,6	3,1	5,0	2,6	2,0	2,0	3,8	2,8
<i>Pedaggi autostradali</i>	1,0	2,5	2,4	6,7	2,3	2,6	2,4	2,8
<i>Canone Rai</i>	2,6	1,7	1,5	3,5	2,6	—	—	4,4
<i>Servizi postali</i>	0,1	2,0	1,0	0,2	5,8	1,4	3,1	1,7
<i>Telefoniche</i>	-5,0	-2,0	-1,6	-1,7	-0,8	-0,6	-1,2	-0,6
<i>Istruzione secondaria</i>	3,8	4,0	6,6	7,3	4,9	5,0	2,4	-0,5
<i>Istruzione universitaria</i>	2,5	6,6	3,8	1,9	1,4	5,6	3,7	3,3
<i>Medicinali controllati (stima)</i>	2,8	0,3	-2,7	-6,4	-1,8	-6,6	-4,4	-7,7
<i>Tabacchi</i>	1,1	2,7	1,8	8,3	9,9	8,9	6,3	4,2
TOTALE BENI E SERVIZI LIBERALIZZATI	5,6	3,3	2,5	3,3	3,4	4,0	2,9	2,1
<i>di cui: Quotidiano</i>	0,1	2,4	12,9	0,8	0,6	2,5	3,6	2,5
<i>Zucchero</i>	0,1	1,2	1,2	1,2	2,4	0,0	-1,0	-0,1
<i>Carne</i>	1,5	2,5	3,0	2,9	3,7	1,9	3,8	2,8
<i>Pane</i>	2,9	4,6	3,0	2,4	3,5	1,2	1,6	5,8
<i>Pasta</i>	0,9	1,5	2,0	2,6	1,2	-0,6	0,5	5,0
<i>Latte intero</i>	2,2	5,3	3,5	3,1	0,7	1,5	1,6	3,1
<i>Medicinali a prezzo libero (stima)</i>	2,5	6,4	1,7	2,2	0,8	-1,6	-2,2	0,6
PETROLIFERI	12,8	-0,1	-1,5	2,4	5,8	10,8	6,1	0,6
<i>di cui: Benzina verde</i>	12,9	-2,0	-1,0	1,4	6,3	9,3	5,5	0,9
<i>Gasolio riscaldamento</i>	16,1	-2,4	-0,2	2,9	6,1	16,6	6,6	0,1
<i>GPL in bombole</i>	10,7	9,6	4,4	6,8	3,5	4,0	7,4	1,7
<i>GPL auto</i>	13,0	0,6	-4,4	4,5	-1,3	5,3	14,4	-3,8
<i>Gasolio auto</i>	17,3	-1,9	-1,6	2,8	6,3	18,1	5,3	-0,1
<i>Assicurazione R.C.</i>	9,7	10,7	11,6	5,0	0,9	1,7	2,3	1,5
<i>Voli aerei nazionali</i>	8,8	7,7	4,6	6,2	16,8	19,5	2,4	1,3

Fonte: Elaborazione Dipartimento del Tesoro su dati ISTAT

che hanno determinato una ripresa dell'inflazione.

In particolare, determinante è stato l'aumento dei prezzi delle materie prime e del petrolio che è proseguito anche in questa prima parte del 2008.

Per tutta la prima parte del 2007 i prezzi al consumo hanno infatti registrato aumenti molto contenuti: la variazione gennaio-settembre del +1,7 per cento è stata uno dei valori più bassi dal 1996 e degli ultimi 40 anni.

Mediamente nel 2007 l'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività ha rilevato una crescita del +1,8 per cento contro il +2,1 per cento dell'anno precedente, mentre nei primi mesi del 2008 si è già oltre il +3,0 per cento.

Essendo gli aumenti limitati a due comparti (trasporti e prodotti alimentari), non può dirsi ci sia in atto un processo inflazionistico vero e proprio, con un incremento sostenuto della generalità dei prezzi, compresi i fattori produttivi (capita-

le e lavoro). Si tratta piuttosto del trasferimento di potere di acquisto e reddito dai Paesi consumatori a quelli produttori delle materie prime, i cui prezzi sono lievitati.

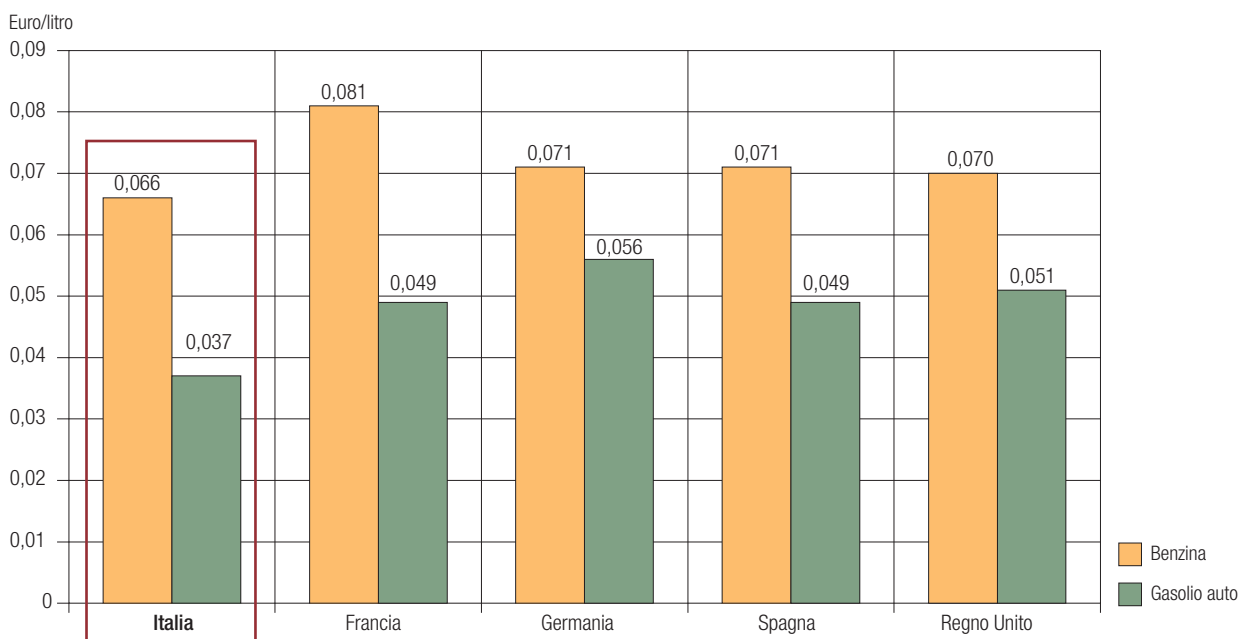
Segnali positivi per l'occupazione, espressa in unità di lavoro al netto della cassa integrazione guadagni, che è aumentata dell'1 per cento, particolarmente nelle costruzioni (+2,4 per cento) e nei servizi (+1,1 per cento), mentre si è ridotta nel comparto agricolo (-2,9 per cento).

### 3.2 I consumi di energia

Il 2007 ha segnato una nuova battuta di arresto per i consumi di energia in Italia che, secondo i dati provvisori del Ministero dello Sviluppo Economico, con 194,4 Mtep hanno registrato una flessione dello 0,9 per cento.

Data la contestuale consistente crescita del Pil

**Variazione dei prezzi industriali di benzina e gasolio in alcuni Paesi fra il 2005 e il 2007**



**Italia – La domanda di prodotti petroliferi** (Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2006	2007 <sup>(*)</sup>	Variazione % 2007 vs. 2006
Gpl	3,3	3,5	3,9	3,5	3,3	3,1	- 5,0
Benzina con piombo	13,0	10,3	4,6	—	—	—	...
Benzina senza piombo	0,7	7,2	12,2	13,5	12,7	11,9	- 6,2
<b>Totale benzina</b>	<b>13,7</b>	<b>17,5</b>	<b>16,8</b>	<b>13,5</b>	<b>12,7</b>	<b>11,9</b>	<b>- 6,2</b>
Carboturbo	2,0	2,8	3,6	3,8	4,0	4,2	+ 5,8
Gasolio autotrazione	16,6	16,6	18,3	24,4	25,4	26,1	+ 3,0
Gasolio riscaldamento	6,9	3,6	3,6	2,9	2,5	2,0	- 21,0
Gasolio altri usi	2,7	2,8	2,6	2,6	2,7	2,6	- 5,1
<b>Totale gasoli</b>	<b>26,2</b>	<b>23,0</b>	<b>24,5</b>	<b>29,9</b>	<b>30,6</b>	<b>30,7</b>	<b>+ 0,3</b>
Olio combustibile termoelettrica	21,0	22,9	13,7	5,6	5,8	3,4	- 41,5
Olio combustibile altri usi	5,8	4,0	3,0	2,5	2,5	2,5	- 3,2
<b>Totale olio combustibile</b>	<b>26,8</b>	<b>26,9</b>	<b>16,7</b>	<b>8,1</b>	<b>8,3</b>	<b>5,9</b>	<b>- 29,7</b>
– di cui olio combustibile Btz	14,1	19,4	10,7	6,4	6,7	4,4	- 35,0
Bitume	2,4	2,2	2,4	2,8	2,9	2,6	- 10,3
Altri prodotti <sup>(▲)</sup>	4,1	3,0	6,5	4,7	4,8	4,7	- 2,8
Petrochimica (carica netta)	7,0	7,8	7,0	6,5	6,1	6,4	+ 4,8
Bunkeraggi	2,7	2,5	2,8	3,5	3,6	3,6	+ 1,1
<b>Totale immissioni al consumo</b>	<b>88,2</b>	<b>89,2</b>	<b>84,2</b>	<b>76,3</b>	<b>76,3</b>	<b>73,1</b>	<b>- 4,2</b>
Consumi/perdite di raffineria	5,6	6,3	9,1	10,0	10,2	10,6	+ 4,2
Riduzione (aumento) scorte	(0,3)	0,6	0,2	0,4	0,2	0,1	...
<b>Totale consumo</b>	<b>93,5</b>	<b>96,1</b>	<b>93,5</b>	<b>86,7</b>	<b>86,7</b>	<b>83,8</b>	<b>- 3,3</b>

(\*) Dati provvisori.

(▲) Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

(+1,5 per cento), l'intensità energetica – cioè il rapporto fra domanda complessiva di energia e Pil – è ulteriormente migliorata (+2,3 per cento), anche grazie a favorevoli fattori climatici, data la mitezza delle temperature invernali.

L'influenza delle condizioni meteorologiche sui consumi energetici sembra essere divenuta più determinante della stessa economia.

La diminuzione del consumo di energia per unità di Pil, in atto dal 2004, è stata sostenuta anche dal rialzo dei prezzi dell'energia, dagli incentivi e misure per favorire l'uso razionale dell'energia, che si stanno intensificando anche a seguito degli impegni nazionali per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

L'andamento delle diverse fonti ha avuto il seguente profilo:

- il consumo dei *prodotti petroliferi*, pari a 82,6 Mtep, ha registrato una diminuzione del 3,1 per cento, determinata soprattutto dalla rinnovata contrazione dell'uso dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche;

- il *gas naturale*, che si conferma come la seconda fonte energetica (36 per cento in peso), ha registrato una sostanziale stabilità (+0,4 per cento rispetto al 2006), passando dai 69,7 a 70 Mtep;

- le *fonti rinnovabili* hanno confermato i 14,2 Mtep dell'anno precedente, dato che il calo della produzione idroelettrica è stato compensato dall'aumento produttivo delle altre rinnovabili, anche se solo in parte dall'eolico (+40 per cento circa) nella produzione elettrica.

Sono invece risultate in aumento:

- le *importazioni nette di energia elettrica*, pari a 10,1 Mtep (+2,0 per cento);

- il consumo dei *combustibili solidi*, pari a 17,5 Mtep (+1,7 per cento), conseguente al loro maggior impiego nella produzione termoelettrica.

La dipendenza energetica dall'estero del nostro Paese nel 2007 si è accentuata rispetto all'anno precedente, salendo all'86 per cento circa rispetto all'85 per cento del 2006.

### 3.3 La domanda di prodotti petroliferi

Nel 2007 i prodotti petroliferi hanno ripreso il loro calo tendenziale (-3,3 per cento), frenato nel 2006 dalla necessità di compensare la carenza di gas nelle centrali termoelettriche. Gli oltre 2 milioni e 800 mila tonnellate in meno rispetto all'anno precedente, sono stati infatti determinati per 2 milioni e 400 mila circa dal minore uso di olio combustibile nella termoelettrica e per 700 mila dal calo della benzina. In particolare, la dinamica dei vari prodotti è stata la seguente:

- i consumi di *benzine* (11,9 milioni di tonnellate) hanno subito una ulteriore contrazione (-6,2 per cento);

- la domanda di *gasolio autotrazione* (26,1 milioni di tonnellate) ha continuato a crescere, sebbene in misura più contenuta rispetto all'anno precedente (+3,0 per cento, contro il +4,1 per cento del 2006);

- i consumi di *gasolio riscaldamento* (-21,0 per cento) hanno subito un forte decremento a motivo degli effetti climatici; in calo anche il gasolio per uso agricolo (-5,2 per cento);

- complessivamente la *domanda di gasoli* è rimasta sostanzialmente invariata sui 30,7 milioni di tonnellate, con un incremento di appena 87 mila tonnellate rispetto al 2006;

- la domanda di *olio combustibile* (5,9 milioni di tonnellate) ha ripreso la sua tendenziale discesa (-29,7 per cento contro il +2,5 per cento dell'anno precedente), accentuata dal temporaneo maggiore impiego nella termoelettrica del 2006. Dei circa 3,4 milioni di tonnellate di olio combu-

stibile destinato a tale settore (escludendo i volumi utilizzati dagli autoproduttori industriali), il 50,6 per cento circa è stato oggetto di importazione (contro il 57,5 per cento del 2006), di cui l'88 per cento (94 per cento nel 2006) con tenore di zolfo inferiore all'1 per cento;

□ fra gli altri prodotti hanno registrato variazioni positive il *carboturbo* (+5,8 per cento), la *carica petrolchimica* (+4,8 per cento) e i *bunkeraggi marittimi* (+1,1 per cento), mentre sono risultati in diminuzione i *bitumi* (-10,3 per cento), il *Gpl* (-5,0 per cento) e gli *altri prodotti* (-2,8 per cento).

### 3.4 La produzione nazionale di idrocarburi

Il 2007 ha rilevato una ripresa nella produzione nazionale di *greggio* che, con un +1,4 per cento

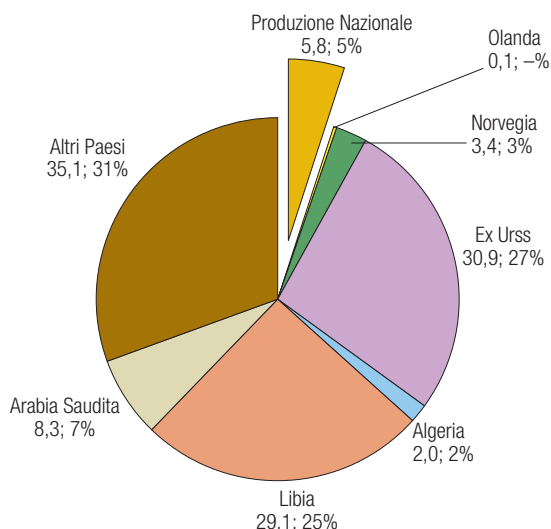
rispetto al 2006, si è attestata sui 5,8 milioni di tonnellate. I volumi estratti nel 2007 sono provenuti per l'87 per cento da pozzi a terra e per il 13 per cento da giacimenti a mare. Circa l'86 per cento della produzione a terra è stato estratto in Basilicata, Regione che si conferma di fondamentale importanza nel contesto produttivo petrolifero italiano, con ampie prospettive di ulteriori sviluppi.

Primo fra tutti il giacimento petrolifero di Tempa Rossa, scoperto nel 1989, che è in corso di sviluppo da parte della joint venture costituita da Total (50 per cento), Shell ed Esso (25 per cento ciascuna).

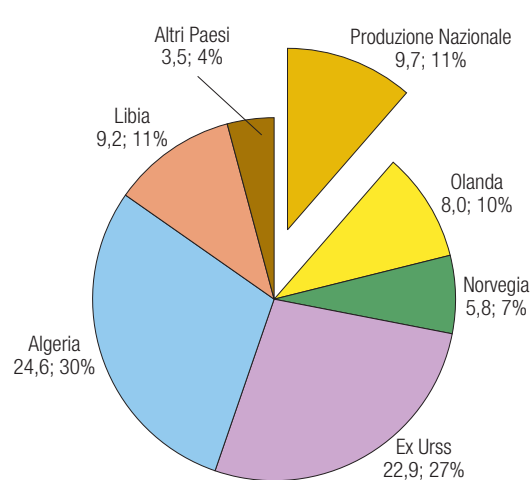
Dal 2011 il giacimento avrà una produzione che a regime raggiungerà i 50.000 barili/giorno di olio e, insieme ai 100.000 barili/giorno degli altri campi della Val d'Agri, il più grande giacimento petrolifero onshore dell'Europa occidentale, consentirà la copertura del 10 per cento del fabbisogno nazionale.

#### Italia - Gli approvvigionamenti di greggio e gas naturale nel 2007

GREGGIO, SEMILAVORATI E PRODOTTI PETROLIFERI  
(Milioni di tonnellate; peso percentuale)



GAS NATURALE  
(Miliardi di metri cubi; peso percentuale)



La produzione nazionale di *gas naturale* ha invece continuato nella sua flessione strutturale: dai circa 11 miliardi di metri cubi del 2006 si è passati ad appena 9,7 miliardi nel 2007. Il calo dell'11,6 per cento, il più forte dal 1994, è stato determinato dal progressivo esaurimento dei giacimenti. La diminuzione della produzione di gas rispetto al picco estrattivo del 1994, pari a 20,6 miliardi di metri cubi, è stata del 53 per cento circa. Oggi il gas di produzione interna contribuisce al fabbisogno nazionale per l'11 per cento, rispetto al 42 per cento dell'epoca di massimo sviluppo.

L'evoluzione negativa della produzione di gas è stata determinata dal mancato rimpiazzo della declinante produzione dei campi maturi: in assenza di interventi tempestivi, fra il 2020 e il 2030 il contributo nazionale di questa fonte potrebbe ridursi di quasi il 70 per cento. Tale riduzione potrà essere limitata da nuove scoperte; nel corso del 2007, per esempio, è stata avviata la produzione di gas del campo Santa Caterina, nella concessione onshore di Nocera (Foggia), che a regime sarà di 30 mila metri cubi al giorno e le cui riserve provate e probabili recuperabili sono pari a 161 milioni di metri cubi. Inoltre, nel corso degli ultimi 3 anni si è verificato un notevole incremento del numero delle istanze di permessi di ricerca sia nell'onshore che nell'offshore italiano, dove nei prossimi anni potranno essere accertate riserve potenziali ancora molto significative.

Le riserve certe italiane di gas sono pari a 146 miliardi di metri cubi e a 640 milioni di barili di olio, con un indice di vita residuo di circa 15 anni per entrambi gli idrocarburi.

Le riserve potenziali sono invece stimate fra i 120 e i 200 miliardi di metri cubi per il gas e fra i 400 e i 1000 milioni di barili per il greggio.

Oltre a garantire maggiore sicurezza energetica, lo sfruttamento della produzione nazionale

contribuisce a ridurre la nostra spesa energetica: complessivamente la produzione nazionale di idrocarburi nel 2007 (pari a 13,9 Mtep) ha soddisfatto il 7,1 per cento del fabbisogno energetico nazionale ed ha consentito un risparmio di oltre 4,1 miliardi di euro nella nostra fattura energetica.

### *3.5 Gli scambi con l'estero di greggio, semilavorati e prodotti finiti*

Nel 2007 l'Italia ha importato oltre 88 milioni di tonnellate di greggio, con un incremento dell'1,4 per cento rispetto all'anno precedente. Di queste, 86 milioni sono state importate in "conto proprio" (+3,1 per cento) e 2,2 da "committenti esteri" (-39,5 per cento).

Risultano in crescita le importazioni dei semilavorati esteri (pari a 7,6 milioni di tonnellate, +20,6 per cento) mentre i prodotti finiti che, con 13,2 milioni di tonnellate, hanno rilevato un -10,2 per cento.

La riduzione delle importazioni di greggio ha interessato quasi tutte le aree di provenienza, ad eccezione dei volumi dell'ex Urss.

L'esame in dettaglio dei flussi di importazione del greggio, per le principali aree di provenienza mostra infatti:

- il rafforzamento (+14,7 per cento) dei volumi dell'ex Urss, che ha portato al 28,2 per cento il concorso di quest'area;

- una diminuzione del 3 per cento dei volumi giunti dall'Africa, area che ha soddisfatto il 36,4 per cento degli arrivi complessivi di greggio;

- una leggera flessione degli arrivi dall'area del Medio Oriente (-0,4 per cento) con 27,9 milioni di tonnellate, pari al 31,6 per cento di tutte le importazioni di greggio;

- un forte calo (-22,5 per cento) delle provenienze dal Mare del Nord, il cui contributo è tut-

**Italia – L'approvvigionamento petrolifero**  
 (Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2006	2007(*)
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	87,0	88,2
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	83,4	86,0
– di cui conto committenti esteri	11,6	3,2	6,6	4,0	3,6	2,2
Importazioni di semilavorati	12,1	8,6	6,6	5,9	6,3	7,6
Importazioni di prodotti finiti(*)	23,5	25,1	22,3	14,0	14,7	13,2
Nazionalizzazioni(★)	6,3	1,2	3,3	3,1	3,0	2,0

(\*) Dati provvisori.

(●) Dall'anno 1999 e fino al 2004 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo).

(★) Prodotti ottenuti da lavorazioni in conto committente estero.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

**Italia – Le provenienze del greggio**

	Milioni di tonnellate						Peso percentuale					
	1990	1995	2000	2005	2006	2007	1990	1995	2000	2005	2006	2007
Medio Oriente	26,8	25,7	30,6	30,8	28,0	27,9	35,9	35,0	36,6	34,5	32,2	31,6
– di cui												
Arabia Saudita	8,1	10,9	8,4	2,6	10,2	8,0						
Iran	9,5	11,4	10,4	9,6	9,6	9,6						
Iraq	3,4	–	8,2	5,9	6,8	8,4						
Siria	0,9	3,4	2,0	2,6	1,3	1,8						
Africa	40,5	33,9	32,2	30,6	33,1	32,1	54,1	46,1	38,5	34,3	38,1	36,4
– di cui												
Libia	24,5	23,7	21,9	23,3	23,8	25,8						
Algeria	4,6	2,2	3,2	2,9	2,7	0,8						
Egitto	6,2	4,3	3,3	0,7	2,5	1,3						
Nigeria	1,3	0,6	1,1	1,6	1,9	1,6						
Ex Urss	6,1	11,3	16,1	24,5	21,7	24,9	8,1	15,4	19,3	27,4	24,9	28,2
– di cui												
Russia	n.d.	11,3	13,9	18,4	14,0	16,5						
America Latina	0,5	0,8	0,5	0,1	0,1	0,1	0,7	1,1	0,5	0,1	0,1	0,1
Mare del Nord	0,7	1,7	4,3	3,3	4,0	3,1	1,0	2,3	5,0	3,7	4,6	3,5
Altre provenienze	0,1	0,2	—	—	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	—	0,1	0,2
<b>Totale</b>	<b>74,7</b>	<b>73,6</b>	<b>83,7</b>	<b>89,3</b>	<b>87,0</b>	<b>88,2</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
– di cui da Area Opec	55,5	49,6	55,0	56,1	55,2	54,3	55,5	49,6	55,0	59,4	63,4	61,6

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

tavia limitato a 3 milioni di tonnellate (pari al 3,5 per cento).

Su base annua, la Libia si è confermata il maggior fornitore del nostro Paese, con circa 26 milioni di tonnellate (+8,4 per cento), pari al 29 per cento del totale importato.

In consistente crescita nel 2007 sono risultate le esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti finiti che, superando i 31,1 milioni di tonnellate, hanno segnato un incremento del 12,5 per cento.

### 3.6 Il consumo di gas naturale

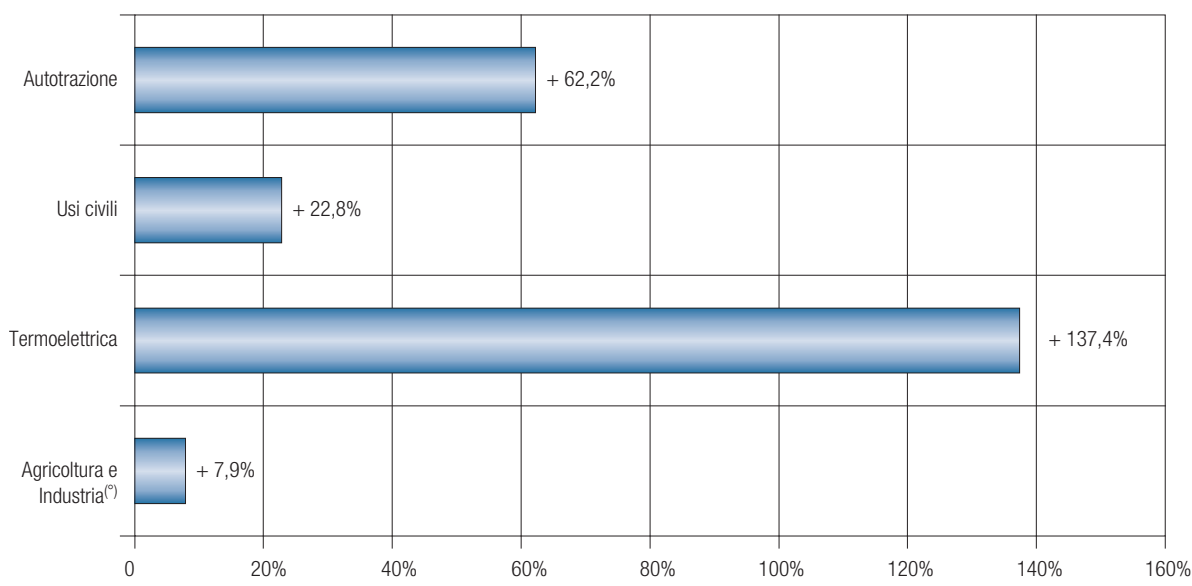
Anche nel 2007 il gas naturale è stata la fonte di energia che ha maggiormente risentito dell'impatto delle temperature più elevate rispetto alle medie stagionali, con i consumi rimasti sostanzialmente sullo stesso livello del 2006 (84,9 miliar-

di di metri cubi, +0,4 per cento). In forte frenata è stata infatti la domanda del settore civile (-5,5 per cento, pari a 1,7 miliardi di metri cubi in meno rispetto al 2006), ampiamente compensata dalla crescita di 2,2 miliardi di metri cubi del settore elettrico (+6,9 per cento).

Il contributo del gas naturale al soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale nel 2007 ha rappresentato il 36 per cento, contro il 27,4 del 1997.

La domanda di questa fonte energetica si sta rapidamente avvicinando a quella del petrolio, continuando ad espandersi in particolare negli impieghi del settore termoelettrico e già entro il prossimo decennio potrebbe divenire la fonte dominante nel soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale.

**Italia - La crescita dei consumi di gas negli usi finali** (Variazioni percentuali fra il 1997 e il 2007)



(\*) Comprende la sintesi chimica.  
Fonte: Elaborazioni UP su dati Ministero dello Sviluppo Economico

### 3.7 Il ruolo dei combustibili solidi

Nel 2007 i consumi dei combustibili solidi hanno registrato un incremento del +1,7 per cento, raggiungendo circa 17,5 Mtep. Tale risultato è la conseguenza sia della maggiore produzione di energia elettrica da carbone, che si è attestata sui 45 miliardi di kWh (+1,8 per cento rispetto al 2006, pari al 14,5 per cento della produzione termoelettrica), sia per i maggiori consumi nelle cokerie (+0,8 per cento).

Anche il carbone ha subito, sebbene in misura notevolmente inferiore rispetto alle altre fonti, degli incrementi di prezzo e l'attuale costo medio del carbone importato di 140 dollari per tonnellata è praticamente raddoppiato rispetto ai valori del 2000.

La produzione nazionale di carbone, concentrata sostanzialmente nel Sulcis in Sardegna, con una capacità di circa 400 mila tonnellate/anno, è stata riattivata nel 2007 per alimentare la centrale Enel di Portovesme (CA).

La miniera di Nuraxi Figus dovrà anche alimentare la nuova centrale a carbone in progetto nell'area del Sulcis che userà per il 50 per cento anche carbone importato, nell'ambito delle disposizioni emanate dalla Legge n. 80/2005. Tuttavia, la gara per l'assegnazione della concessione integrata da parte della Regione per la gestione della miniera e la produzione di energia elettrica da una nuova centrale, tenutasi nell'estate del 2007, non ha riscontrato alcun vincitore.

Tra le attività di ricerca che riguardano questa fonte di energia, si segnala l'interesse di alcune importanti società elettriche europee per progetti di combustione avanzata e per la realizzazione di nuove centrali con la gassificazione del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC).

Ciò consentirebbe la produzione di idrogeno e la cattura e il sequestro del carbonio.

In relazione ai progetti sulla cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, fra i progetti più innovativi si segnala quello che l'Enel sta conducendo con Enea ed Itca per realizzare a Brindisi un impianto pilota (il primo al mondo) di separazione della CO<sub>2</sub>. La potenza installata sarà di 50 MW e con emissioni zero: la produzione si prevede inizi dal 2009, con investimenti previsti per 100 milioni di euro.

Sempre nel corso del 2007, Enel ed Eni hanno annunciato un accordo per unire gli sforzi di ricerca e sviluppare un progetto nazionale sulla "carbon sequestration". Ciò anche a seguito della recente proposta di Direttiva europea sullo stoccaggio geologico dell'anidride carbonica, destinata a stimolare nuove iniziative industriali nel settore e dare una nuova vitalità a tale fonte di energia.

Nel corso del 2007 sono proseguite, non senza ostacoli, le attività per la conversione o l'ampliamento delle centrali a carbone. In particolare:

a) l'Enel ha presentato la documentazione integrativa richiesta dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per autorizzare la conversione a carbone della centrale di Porto Tolle;

b) la Regione Liguria ha bocciato la richiesta di ampliamento della centrale di Vado Ligure della Tirreno Power;

c) per quanto riguarda la trasformazione a carbone della centrale Enel di Torre Valdaliga Nord a Civitavecchia - alimentata ad olio combustibile ed il cui rendimento è previsto passare dall'attuale 39 al 45 per cento - l'Enel ha annunciato che nonostante i ritardi amministrativi, entro l'anno in corso entrerà in funzione il primo gruppo da 660 MW.

### 3.8 La fattura energetica e petrolifera

La contrazione dei consumi registrata nel 2007 (-0,9 per cento) insieme al rafforzamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro (+9,1 per cento), hanno consentito una diminuzione di oltre 2,8 miliardi di euro della fattura energetica italiana.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni) è scesa infatti a 46,581 miliardi di euro, contro i 49,430 del 2006 (-5,8 per cento), nonostante le crescenti quotazioni registrate da tutte le fonti energetiche nel corso dell'anno.

Per quasi tutte le fonti gli esborsi sono più contenuti rispetto all'anno precedente. In particolare, la spesa netta per l'approvvigionamento del gas, che è passata da 18,533 a 16,141 miliardi di euro (-12,9 per cento), con circa 2,4 miliardi di euro in meno rispetto al 2006, ha fornito il contributo maggiore alla riduzione della fattura energetica.

Il peso della fattura energetica sul Pil è sceso dal 3,9 per cento del 2006 al 3,6 per cento, contro una media del 5,2 per cento nel periodo 1980-85.

Nel 2007 la fattura petrolifera è scesa marginalmente, da 26,962 a 26,537 miliardi di euro (-1,6 per cento), continuando a rappresentare il maggiore onere sulla fattura energetica.

#### Italia - La stima della "fattura energetica" (Milioni di euro)

	1980	1985	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006	2007 <sup>(*)</sup>
Combustibili solidi	477	1.167	731	991	996	1.130	1.707	1.882	1.884	1.924
Gas naturale	505	2.803	1.859	2.661	7.834	8.547	8.901	12.194	18.533	16.141
Petrolio <sup>(*)</sup>	9.082	15.570	8.561	9.023	18.651	15.032	17.021	22.382	26.962	26.537
Altre <sup>(■)</sup>	78	603	867	1.563	1.524	1.797	1.762	2.135	2.051	1.979
Totale	10.142	20.143	12.018	14.238	29.005	26.506	29.391	38.593	49.430	46.581

(\*) Valori provvisori.

(\*) I dati precedenti al 1995 non sono omogenei con quelli da tale anno in poi, a seguito di modifiche nel criterio di classificazione (Ateco 91), la più rilevante delle quali consiste nel non considerare più le "provviste di bordo" fra le esportazioni.

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

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

#### Italia - Il costo del greggio importato

	1980	1985	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006	2007	Var. % 07 vs.06
Fob dollari/barile	31,1	26,8	22,5	16,3	26,9	27,7	35,1	50,4	61,3	69,1	+ 12,7
Cif dollari/tonnellata	235,9	203,1	172,2	125,0	205,0	210,9	269,0	379,9	460,0	515,4	+ 12,0
Cambio dollaro/euro <sup>(*)</sup>	1,3973	0,7601	1,2887	1,2953	0,9174	1,1273	1,2426	1,2359	1,2560	1,3769	+ 9,6
Cif euro/tonnellata	168,8	267,2	133,6	96,5	223,5	187,1	216,5	307,4	366,3	374,3	+ 2,2

(\*) Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrispondente esattamente alla media Uic.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Unione Petrolifera

Il peso sul Pil della fattura petrolifera è rimasto sostanzialmente invariato al 2,1 per cento contro il 4,6 per cento in media nel periodo di picco (1980-83)

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 374,3 euro contro i 366,3 del 2006. Un incremento del 2,2 per cento che è la risultante di un maggior costo del greggio all'origine (+12 per cento), attenuato dal consistente apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (9,6 per cento).

### 3.9 Le variazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi

Nel 2007 l'euro si è mediamente apprezzato del 9,6 per cento rispetto al dollaro, consentendo di contenere la forte crescita delle quotazioni petrolifere espresse in dollari: +12 per cento per le benzine e +9,8 per cento per il gasolio. Sebbene tali incrementi siano stati più contenuti rispetto a quelli del 2006, nel corso dell'anno ci sono state

#### Italia – L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2006	2007
Lavorazioni	69,7	87,5	94,2	101,0	99,2	100,7
– greggio nazionale	4,0	5,1	4,5	5,5	5,2	4,6
– greggio estero	73,8	73,4	82,9	88,7	87,0	88,4
– semilavorati di importazione	11,9	9,0	6,8	6,8	7,0	7,7
Altri semilavorati, additivi/ossigenati, metano	4,0	3,5	3,8	5,5	5,2	4,7
Totale materia prima trattata	93,7	91,0	98,0	106,5	104,4	105,4
– di cui conto committenti esteri	11,8	3,3	6,7	3,9	3,7	2,2
Capacità di raffinazione(*)	107,0	98,9	100,2	100,2	101,9	106,3
% di utilizzazione(**)	84	88	94	100	97	95

(\*) Capacità (a fine anno) supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica.

(\*\*) Riferita al totale lavorazioni, esclusi additivi, ossigenati e metano.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

#### Italia – I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007
Benzina	€/litro	1,221	1,286	1,299	0,767	0,779	0,780	0,454	0,507	0,519
Gasolio auto	"	1,109	1,164	1,164	0,596	0,607	0,614	0,513	0,557	0,550
Gpl auto	"	0,570	0,647	0,626	0,252	0,256	0,229	0,318	0,391	0,397
Gasolio riscaldamento	"	1,044	1,105	1,126	0,577	0,587	0,591	0,467	0,518	0,535
Olio comb. denso Btz	€/kg	0,335	0,385	0,371	0,062	0,066	0,065	0,273	0,319	0,306

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

crescenti tensioni che hanno portato alla fine del 2007 alle quotazioni record di 863 dollari/tonnellata per la benzina e di 883 dollari/tonnellata per il gasolio<sup>(1)</sup>. Rispetto all'inizio dell'anno, le quotazioni in dollari della benzina e del gasolio sono risultate più elevate rispettivamente del 57 per cento e del 62 per cento (42 e 46 per cento espresse in euro).

In linea con l'andamento delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi Ue, i *prezzi industriali* (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti, espressi come valori medi dell'anno 2007 rispetto all'anno precedente, hanno registrato le seguenti variazioni percentuali:

benzina senza piombo	+ 2,4
gasolio autotrazione	- 1,3
gasolio riscaldamento	+ 3,3
olio combustibile Btz	- 4,1

Le quotazioni internazionali hanno registrato per i principali prodotti rincari percentuali mediamente più elevati:

benzina senza piombo	+ 2,6
gasolio autotrazione	+ 0,4
gasolio riscaldamento	+ 1,3
olio combustibile Btz	+ 7,5

Peraltro, la variazione media del prezzo industriale rilevato nel 2007 nel nostro Paese è stato inferiore a quello medio europeo sia per la benzina (+0,012 €/litro contro 0,014 in media UE) che per il gasolio (-0,007 €/litro contro +0,001 €/litro dell'Unione europea).

(1) Quotazioni record dell'anno 2007: benzina 863 \$/t e gasolio 883 \$/t, entrambi il 28 dicembre.

Permangono tuttavia delle differenze con il resto d'Europa che sono sia di carattere strutturale che dovute ad una minore efficienza del nostro sistema distributivo, come evidenziato dallo studio realizzato da Nomisma Energia (v. box a pag. 58). Tali differenze sono state quantificate da Nomisma Energia in 3,8 centesimi di euro/litro nel periodo 2000-2007.

I valori medi annuali dei *prezzi al consumo* del 2007 ponderati con i volumi, sono risultati superiori a quelli del 2006 per i seguenti valori percentuali:

benzina senza piombo	+ 1,0
gasolio autotrazione	=
gasolio riscaldamento	+ 1,9
olio combustibile Btz	- 3,6

I prezzi medi al consumo dell'anno - pari a 1,299 euro/litro per la benzina e ad 1,164 euro/litro per il gasolio auto - sono aumentati sia per il rialzo della componente industriale, sia per effetto dell'Iva che agisce in ragione del 20 per cento sul prezzo industriale e sull'accisa.

In particolare, per il gasolio occorre osservare anche la maggiorazione dell'accisa, decisa dal Governo a partire dal 1° giugno 2007, pari a 7 millesimi di euro/litro.

Nel marzo del 2008 il Governo ha poi dato attuazione a quanto previsto dalla Finanziaria 2008 per la sterilizzazione dell'Iva sui carburanti.

Con il Decreto del Ministero dell'Economia 7 marzo 2008, è stata ridotta fino, al 30 aprile 2008, di 2 centesimi euro/litro l'accisa gravante su benzina e gasolio, cercando in tal modo di contenere gli aumenti dei prezzi derivanti dalle quotazioni internazionali.

### Europa – Evoluzione della composizione delle medie dei prezzi

anni 80 <b>Media a 5</b>	Belgio Olanda	Francia Regno Unito	Germania	<b>Dal 1982</b>	La prima media dei prezzi europei fu quella a 5 Paesi, che faceva da termine di riferimento per l'adeguamento del Prezzo Italia (ancora amministrato).
1991-1995 <b>Media a 12</b>	Belgio Olanda Spagna Grecia	Francia Regno Unito Portogallo Lussemburgo	Germania <b>Italia</b> Danimarca Irlanda	<b>Dai primi anni 90</b>	Dopo il settembre 1991, con la liberalizzazione dei prezzi in Italia si è iniziata a considerare una media più ampia, cioè la Media a 12 (comprendente i Paesi membri dell'Unione europea, compresa l'Italia).
1996-2007 <b>Media a 15</b>	Belgio Olanda Spagna Grecia Svezia	Francia Regno Unito Portogallo Lussemburgo Finlandia	Germania <b>Italia</b> Danimarca Irlanda Austria	<b>Dal 1995</b>	La media diventa a 15 con l'ingresso di Austria, Svezia e Finlandia.
2007 <b>Media a 25</b>	Belgio Olanda Spagna Grecia Svezia Cipro Lituania Rep. Ceca Ungheria	Francia Regno Unito Portogallo Lussemburgo Finlandia Estonia Malta Slovacchia	Germania <b>Italia</b> Danimarca Irlanda Austria Lettonia Polonia Slovenia	<b>Dal 2004</b>	Nel 2004 entrano nell'Unione Europea anche Cipro, Polonia, Estonia, Lettonia, Lituania, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacchia, Slovenia, Malta e Ungheria ed i Paesi membri diventano 25. La media comprendente anche questi Paesi inizia quindi ad essere calcolata, ma essendo del tutto simile a quella storica a 15 non viene ancora molto tenuta in considerazione.
2008 <b>Media a 27</b>	Belgio Olanda Spagna Grecia Svezia Cipro Lituania Rep. Ceca Ungheria	Francia Regno Unito Portogallo Lussemburgo Finlandia Estonia Malta Slovacchia Bulgaria	Germania <b>Italia</b> Danimarca Irlanda Austria Lettonia Polonia Slovenia Romania	<b>Dal 2008</b>	Romania e Bulgaria entrano nell'Unione Europea nel 2007, ma i prezzi di questi Paesi iniziano ad essere comunicati solo a partire dal gennaio 2008.

<b>MEDIA AREA EURO</b>	Belgio Olanda Spagna Lussemburgo Slovenia	Francia Austria Portogallo Irlanda Cipro	Germania <b>Italia</b> Grecia Finlandia Malta	<b>Dai primi anni 2000</b>	Si inizia a considerare un altro tipo di media: quella dei Paesi adottanti la moneta unica.  La Media AREA EURO é la media composta dai Paesi adottanti l'Euro.  Dal 1 gennaio 2008 anche Cipro e Malta hanno adottato l'euro come propria moneta, entrando quindi a far parte di tale media, che ora risulta essere formata da 15 Paesi.
------------------------	---	--	---	----------------------------	---

## Europa – Attuale composizione delle medie europee dei prezzi

MEDIA DI TUTTI I PAESI MEMBRI  
Media a 25 → Media a 27 da Gennaio 2008

EU 27 - Tutti i Paesi membri dell'Unione Europea

Austria
Belgio
Bulgaria (dal 21 gennaio 2008)
Cipro
Danimarca
Estonia
Finlandia
Francia
Germania
Grecia
Irlanda
<b>Italia</b>
Lettonia
Lituania
Lussemburgo
Malta
Olanda
Polonia
Portogallo
Rep. Ceca
Romania (dal 21 gennaio 2008)
Slovacchia
Slovenia
Spagna
Svezia
Regno Unito
Ungheria

MEDIA PAESI CHE HANNO L'EURO  
Media a 13 → Nuova Media a 15 da Gennaio 2008

ZONA EURO - I Paesi membri che hanno adottato l'Euro come propria moneta

Austria
Belgio
Cipro
Finlandia
Francia
Germania
Grecia
Irlanda
<b>Italia</b>
Lussemburgo
Malta
Olanda
Portogallo
Slovenia
Spagna

MEDIA STORICA  
Vecchia Media a 15 → Utilizzata fino al 2007

UE 15 - I membri storici dell'Unione Europea

Austria
Belgio
Danimarca
Finlandia
Francia
Germania
Grecia
Irlanda
<b>Italia</b>
Lussemburgo
Olanda
Portogallo
Spagna
Svezia
Regno Unito

L'Unione Europea, nell'Oil Bulletin che invia ogni settimana, ha ridotto a sole 2 le medie di riferimento che sono: la Media generale a 27 e la Media Area Euro (nuova a 15 Paesi), tralasciando quindi la precedente media a 25.

Anche il Ministero dello Sviluppo Economico osserva entrambi, preferendo il confronto con i Paesi della sola Area Euro (Paesi che hanno adottato l'Euro come propria moneta e divenuti nel frattempo 15).

Fino al 2007 l'Unione Petrolifera, così come i principali organi di informazione del settore, aveva a riferimento principale la Media a 15, cioè la media storica dei paesi di più antica tradizione di appartenenza all'Unione Europea.

Attualmente la Media più rappresentativa si ritiene sia la Media dell'Area Euro.

### *3.10 La capacità di raffinazione e le lavorazioni*

Anche nel 2007 è proseguita l'attività di potenziamento ed ottimizzazione della capacità dei principali impianti di raffinazione italiani. La capacità effettiva tecnico-bilanciata complessiva, intesa come quella supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di prodotti a specifica, che dalla fine degli anni '90 è rimasta invariata a 100,2 milioni di tonnellate, a fine 2007 si è attestata sui 102,9 milioni.

Le lavorazioni complessive delle raffinerie sono ammontate a 100,7 milioni di tonnellate (+1,5 per cento rispetto al 2006), consentendo il quasi totale utilizzo degli impianti al 95 per cento.

I rapporti di convenienza economica, espressi dai prezzi internazionali, hanno indotto un aumento dell'impiego del greggio (+0,9 per cento) e delle lavorazioni di semilavorati (+10,8 per cento). Sono invece risultate in diminuzione le lavorazioni per conto committente estero (-40,1 per cento).

Per assicurare il rispetto delle nuove specifiche in materia di zolfo, entrate in vigore il 1° gennaio 2005 ed in vista di quelle previste dal 1° gennaio 2009, il sistema di raffinazione ha proseguito gli interventi per dotarsi di nuovi impianti idonei a produrre le nuove qualità di carburanti. La capacità di desolforazione è oggi pari a 45,2 milioni di tonnellate rispetto ai 25,8 del 1995 (+75,2 per cento).

### *3.11 I risultati economici e gli investimenti*

Nel 2007 i margini di lavorazione delle raffinerie hanno registrato una ripresa rispetto alla flessione del 2006, seguita a tre anni di costante crescita, determinata dalla notevole ascesa dei prezzi

internazionali dei prodotti. Il peggioramento registrato nel secondo semestre dell'anno non ha però consentito, soprattutto per alcuni tipi di greggio, di tornare ai livelli più elevati del 2005.

In flessione invece i margini di distribuzione su rete, a causa dell'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi non interamente trasferite sui prezzi finali di vendita.

L'andamento economico dell'extrarete, pur avendo dinamiche del tutto diverse ed autonome da quelle della rete, essendo canali di vendita distinti (grossista e dettagliante), ha parimenti rilevato una contrazione per la diminuzione dei suoi margini.

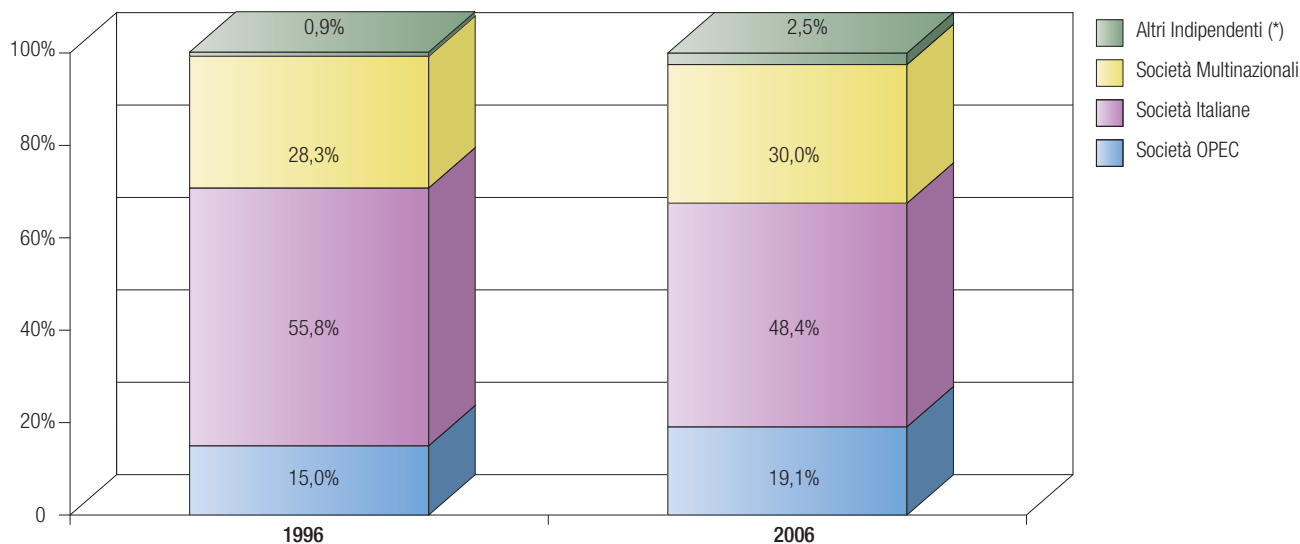
Per quanto riguarda gli investimenti, nel 2007 il settore petrolifero ha investito complessivamente il 55 per cento in più rispetto all'anno precedente (da 1,4 a oltre 2,2 miliardi di euro). Di questi il 61 per cento è stato destinato ad obiettivi di miglioramento della qualità dei prodotti ed ambientali nelle raffinerie (soprattutto desolforazione di benzina e gasoli e riduzione delle emissioni).

Dei circa 900 milioni destinati alla distribuzione, il 84 per cento è stato destinato alle iniziative di ammodernamento della rete ed agli adempimenti normativi di carattere ambientale.

### *3.12 L'evoluzione degli assetti di mercato*

Nel 2007 non vi sono state modifiche di rilievo nel concorso dei diversi gruppi di operatori alla copertura della domanda petrolifera complessiva nazionale. Si segnalano tuttavia alcuni avvenimenti che hanno caratterizzato il settore petrolifero nel corso dell'anno, rappresentando una significativa tendenza di modifica negli assetti organizzativi e nella struttura operativa dei diversi partecipanti al mercato:

**Italia - Il ruolo dei diversi gruppi di operatori nelle vendite rete di benzina e gasolio auto**



(\*) Altri operatori non associati UP.

**Italia - Il ruolo dei maggiori operatori petroliferi nel 2006**

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi	Numero di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
Eni Div. R&M (marchio Agip) (*)	29,8	4.351
Esso	12,9	2.885
KPI	7,8	2.683
Tamoil	7,5	2.177
Api/IP Italiana Petroli	7,4	4.406
Erg	6,7	1.968
Total	5,9	1.468
Shell	3,9	1.329
Altri	18,1(*)	1.183
<b>Totale</b>	<b>100,0</b>	<b>22.450</b>

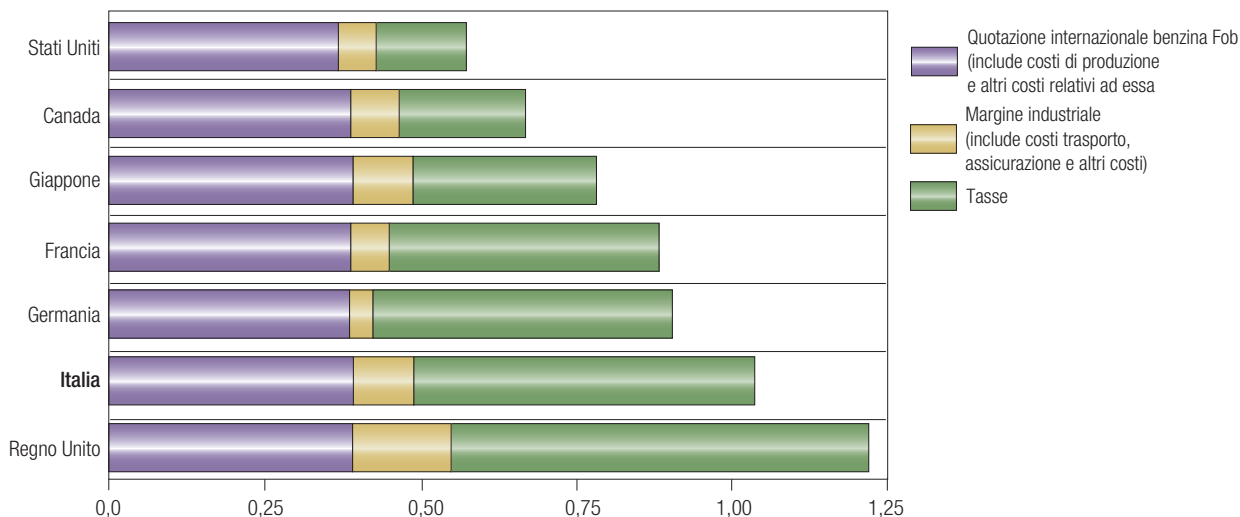
(\*) Comprende la consociata Agip Fuel che dal 1° gennaio 2003 ne ha rilevato gran parte dell'attività extra-rete.

(\*) Comprende gli operatori con un contributo singolo non superiore al 3,9% (globalmente 13,0%) e gli importatori diretti/consumatori di olio combustibile (5,1%).

Fonte: Unione Petrolifera

### Paesi industrializzati - Composizione del prezzo di un litro di benzina(\*)

(Dollari al litro - anno 2006)



(\*) Benzina senza piombo (EUROSUPER 95 RON) per Francia, Germania, Italia, Regno Unito; benzina senza piombo normale per Canada, Giappone e Stati Uniti.  
Fonte: OPEC Research Division, 2007

### Gli Award 2007 per il settore petrolifero

Tra gli eventi del 2007 ed i riconoscimenti ottenuti dal settore petrolifero si ricordano:

- ❑ la ricorrenza dei 45 anni di attività della Raffineria **Saras** a Sarroch;
- ❑ la ricorrenza del secolo di vita della **Shell**, dei 95 anni di presenza in Italia e dei suoi 60 anni come partner tecnologico della Ferrari;
- ❑ l'entrata dell'**Eni** nel
  - *Dow Jones Sustainability World Index*, il primo e più prestigioso indice borsistico mondiale di valutazione della responsabilità sociale delle imprese;
  - *FTSE4 Good Index*, l'indice borsistico che raccoglie le società eccellenti a livello mondiale;
  - *Climate Disclosure Leadership Index*, che misura le società migliori del settore per l'attenzione alle strategie e alle comunicazioni relative ai cambiamenti climatici.

- ❑ il premio "*Hay Group*" assegnato all'**Eni** per il valore della leadership per la crescita della cultura di impresa;
- ❑ il premio per "*L'impegno per lo sviluppo sostenibile*", assegnato a Gian Battista Merlo, Presidente del gruppo **ExxonMobil in Italia** dall'Associazione Italiana Economisti dell'Energia (AIEE) e dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) per il suo contributo alla conoscenza e alla cultura dell'energia compatibile con lo sviluppo economico, sociale e ambientale;
- ❑ il premio internazionale Iza Award conferito al **Centro Ricerche Eni** di San Donato Milanese per le sue ricerche applicate ai carburanti;
- ❑ il premio istituito da Institutional Investors, medaglia d'oro a Frank Chapman di **British Gas**, quella d'argento a Thierry Desmarest di **Total** e il bronzo a John Browne di **British Petroleum**.

○ si è completato il riassetto organizzativo della *Divisione Refining & Marketing* con l'incorporazione di *Praoil Oleodotti Italiani* e di *Agip Fuel* in *Eni Spa*. In particolare, l'incorporazione della Praoil ha consentito il passaggio al modello di "hub logistico", che prevede la centralizzazione dei flussi di movimentazione dei prodotti su 5 piattaforme (Sannazzaro, Venezia, Livorno, Gaeta e Taranto). Per quanto riguarda Agip Fuel, sempre nel 2007, essa aveva appena incorporato, per 14 milioni di euro il 50 per cento della Cam Petroli, operante nella commercializzazione di prodotti petroliferi nel canale extrarete in Lombardia e Piemonte, detenuta dalla Camfin;

○ in autunno è divenuta operativa la società *Eni Trading & Shipping*, in conseguenza della riorganizzazione delle competenze all'interno della Divisione Eni Refining & Marketing: essa costituisce la nuova interfaccia dell'Eni verso i mercati internazionali del greggio e dei derivati, concentrando la sua attività nel mercato dei trasporti marittimi di greggio e prodotti petroliferi;

○ la *FL Selenia*, produttrice di lubrificanti per motori nata nel 1992 come divisione lubrificanti del Gruppo Fiat, è stata acquistata dal colosso energetico malesiano Petronas. La proprietà è passata quindi da una serie di fondi di private equity statunitensi (KKr che l'aveva acquistata nel 2003 dalla Vester Capital Partners e 3 anni prima dalla Doughty Hanson) al primo proprietario che ha connotati industriali. L'acquisizione è stata effettuata a fine novembre dalla società olandese PLI B.V., facente capo alla Petronas Lubricants International Sdn.Bhd; la ragione sociale è stata modificata in *Petronas Lubricants Italy Spa*;

○ a fine 2007 la società del petrolio e gas Mol ha completato l'acquisizione del 100 per cento della *Italiana Energia e Servizi - IES*, dopo aver ricevuto l'autorizzazione della Commissione europea. La Mol è una società di diritto ungherese il cui 58 per cento è in mano a fondi internazionali. La società austriaca Omv, che recentemente ha aumentato la sua partecipazione strategica dal 10 al 20,2 per cento nella Mol, ha lanciato un'opa per l'acquisto dell'ulteriore 79,8 per cento.

### Nuovi impianti nel 2007 ed attività industriali in corso

Nell'ambito delle azioni concluse nel 2007 o attualmente ancora in corso, si segnalano

FRA GLI IMPIANTI ENTRATI IN ATTIVITÀ NELL'ANNO:

□ la nuova sezione di desolfurazione gasoli con annessa produzione di idrogeno nella raffineria **Api** di Falconara Marittima; contestualmente è stata dismessa una delle vecchie unità di desolfurazione. Tali interventi, effettuati in BAT<sup>(1)</sup>, oltre a consentire al ciclo di desolfurazione gasoli di raffineria il raggiungimento del limite di 10 ppm, con largo anticipo rispetto alla scadenza comunitaria del 2009, hanno permesso, a fronte di una maggiore capacità di trattamento e di un contenuto aumento della CO<sub>2</sub>, una sensibile riduzione delle principali emissioni inquinanti;

□ l'impianto per la produzione di idrogeno nella raffineria **Erg Med** di Priolo. Gli oltre 220 milioni di metri cubi l'anno saranno utilizzati per ridurre il contenuto di zolfo nei carburanti non solo per la raffineria di Priolo ma anche per la Esso di Augusta, grazie ad una rete di tubazioni di circa 20 chilometri;

□ l'impianto di pretrattamento della carica FCC (Fluid Catalytic Cracker) della **Erg**, entrato in funzione a luglio all'interno degli Impianti Nord della Raffineria Isab. Tale intervento ha concluso il piano di investimenti avviato nel 2003, di oltre 300 milioni di euro, che ha migliorato la sostenibilità economica ed ambientale della raffineria Isab, aumentandone la capacità di conversione, riducendo le emissioni in atmosfera ed anticipando le specifiche comunitarie di benzina e gasoli in vigore dal 2009. Nel nuovo assetto della Raffineria, che ha visto l'integrazione produttiva fra gli Impianti Sud e Nord, la capacità di raffinazione è passata da 380 a 320 mila barili al giorno, attraverso una riduzione delle lavorazioni marginali;

FRA LE ATTIVITÀ INDUSTRIALI ANCORA IN CORSO:

□ l'**Eni**, dopo aver costruito un impianto pilota con la nuova tecnologia EST - *Eni Slurry Technology*, in grado di raffinare ulteriormente anche le sabbie bituminose, i greggi più pesanti o il catrame residuo da lavorazioni precedenti, sta progettando un altro impianto nella raffineria di Sannazzaro de' Burgundi che produrrà 20 mila barili al giorno di un liquido leggero pronto per la raffinazione e che dovrebbe iniziare ad operare nel 2012. Nel corso dell'anno è proseguito inoltre l'iter autorizzativo del progetto dell'Eni per raddoppiare la capacità della Raffineria di Taranto da 6,5 a 11 milioni di tonnellate, con un investimento complessivo di un miliardo di euro. I lavori di potenziamento prevedono anche la realizzazione di due oleodotti che collegheranno la raffineria a Nola, in Campania, a Brindisi;

□ la raffineria di Mantova della **les** ha avviato un progetto, con investimenti previsti per 130 milioni di euro circa, per eliminare lo zolfo dai propri carburanti, secondo la normativa europea: in particolare saranno costruite nuove unità di idrodesolfurazione del gasolio, di recupero di zolfo e lavaggio amminico, un nuovo dispositivo per la combustione controllata nell'atmosfera dei gas non utilizzabili. Il progetto prevede anche l'ammodernamento dell'unità di mild hydrocracking e desolfurazione del gasolio già esistenti, delle reti elettriche e vapore;

□ gli impianti costituenti la ex raffineria di Napoli della **Kuwait Raffinazione e Chimica (KRC)** sono stati ceduti alla società TransAsia Refinery Ltd che sta provvedendo al loro smontaggio per rilocalizzarli in Pakistan, con un progetto del costo di 600 milioni di dollari. La raffineria (ex Mobil), venne chiusa nel 1993 dalla Kuwait Petroleum Italia che decise di convertire il parco serbatoi in un terminale per la ricezione e distribuzione dei prodotti petroliferi e di smantellare gli impianti, dando la disponibilità a cedere le aree dismesse per contribuire alla riqualificazione di Napoli Orientale. Nel 2002 la KRC ha avviato la bonifica della zona e nel 2006 sono iniziate le operazioni di rimozione degli impianti da parte degli acquirenti;

□ la **Tamoil Raffinazione Spa** ha annunciato un piano di investimenti per 900 milioni di euro per migliorare il tasso tecnologico e gli effetti ambientali degli impianti della Raffineria di Cremona. Il piano, denominato "*Cremona Upgrading Program*", mira a realizzare una drastica riduzione dei distillati pesanti, l'incremento delle lavorazioni dei greggi leggeri, l'aumento delle capacità di desolfurazione e conversione, riducendo i consumi e migliorando l'impatto ambientale. Il progetto prevede fra l'altro la realizzazione di un impianto di distillazione sottovuoto, di un impianto hydrocracker, di uno di recupero dello zolfo e modifiche ai vari impianti esistenti;

PER QUANTO RIGUARDA LE ATTIVITÀ IMPIANTISTICHE ALL'ESTERO:

□ il gruppo **PIR - Petrolifera Italo-Rumena**, ha inaugurato il cantiere che entrerà in funzione nel 2009, con un investimento di 55 milioni di euro, per realizzare nella baia di Valona un nuovo terminale petrolifero con una capacità di stoccaggio di 50 mila metri cubi di prodotti (greggio, benzina e gasoli) e 6 mila metri cubi di Gpl. Grazie alla favorevole posizione geografica, appare destinata anche ad agevolare i traffici con le principali raffinerie italiane, alcune delle quali già figurano fra i principali clienti e fornitori in lista.

(1) BAT - Best Available Technology.

### 4.1 Il settore elettrico

Dal punto di vista della richiesta di energia elettrica, il 2007 ha fatto registrare una crescita molto contenuta, pari allo 0,7 rispetto al 2006: valore assai più basso di quello dell'anno ancora precedente e di quanto registrato in passato. Tale fattore, in presenza di un aumento del Pil dell'1,5 per cento, è risultato in controtendenza alla correlazione storica fra crescita del Pil e aumento della domanda elettrica. Si pensi, infatti, che in media nel periodo 2000-2006 il tasso medio annuo di crescita del Pil è stato dell'1,4 per cento, mentre quello della domanda elettrica pari al 2,4 per cento, grazie alla forte diffusione delle apparecchiature *energy intensive*.

E' quindi la prima volta che si rileva una riduzione del consumo di energia elettrica per unità di Pil, considerato che fino al 2006 la crescita dei consumi elettrici era sempre stata superiore o comunque allineata a quella economica.

Nel 2007 sono stati inoltre battuti entrambi i precedenti record di consumi sia per la punta estiva che invernale. La punta invernale registrata nel mese di dicembre, pari a 56.822 MW, è il nuovo picco assoluto, mentre la nuova punta estiva registrata nel mese di luglio, pari a 56.589 MW, è comunque stata più elevata dell'1,7 per cento rispetto al corrispondente valore del 2006. Il superamento dei precedenti valori in corrispondenza di giornate particolarmente fredde in inverno, o eccezionalmente calde in estate, conferma il crescente utilizzo di apparecchi di climatizzazione.

La domanda di energia elettrica è stata coperta per il 13,5 per cento con importazioni nette dall'estero, per il 14,4 per cento con fonti rinnovabili -in diminuzione rispetto all'anno precedente per la minore produzione idroelettrica solo parzialmente compensata dall'incremento delle altre fonti- e per il 78,1 per cento con la trasformazione di combustibili nelle centrali termoelettriche.

#### Confindustria Energia nel 2007

Nel 2007 è proseguita l'attività istituzionale di Confindustria Energia, la nuova federazione costituita nell'aprile del 2006 tra le associazioni confederate Anigas, Asiep, Assocostieri, Assomineraria, Assogasliquidi e Unione Petrolifera, alla quale poi hanno aderito come soci aggregati Assocarboni, Anev ed Assosolare, mentre Anfidata ha aderito come socio effettivo.

La nuova struttura organizzativa, approvata all'inizio del 2008, prevede la costituzione di cinque aree tematiche, ciascuna coordinata da un rappresentante delle Associazioni aderenti, senza oneri aggiuntivi per il sistema associativo. In particolare si tratta di: area studi ed analisi energetiche; area tecnologica; relazioni industriali; area comunicazione; area efficienza energetica.

La prima iniziativa pubblica di Confindustria Energia è stata la presentazione di uno studio realizzato dalla Fondazione Enrico Mattei in collaborazione con Metroeconomia Ltd, dedicato ai temi dell'efficienza energetica e al ruolo e al contributo del sistema industriale, tenutasi a Roma nell'ottobre scorso alla presenza del Ministero dello Sviluppo Economico e del Vice Presidente di Confindustria.

Iniziativa che testimonia l'impegno degli operatori del settore energia nel cercare e proporre soluzioni tese ad un effettivo miglioramento dell'efficienza del sistema energetico del Paese, dove un ruolo fondamentale è svolto proprio dalle stesse imprese energetiche che vi operano, mettendo a disposizione le proprie conoscenze ed esperienze.

Nel 2007 è proseguito il processo di sviluppo delle infrastrutture di produzione e trasmissione. Per quanto riguarda la capacità produttiva, l'incremento della potenza installata, complessivamente pari a circa 4.100 MW - di cui 3.500 MW da impianti termoelettrici - ha consentito un significativo miglioramento del margine di riserva.

Gli investimenti per lo sviluppo della rete proseguiranno anche in futuro: il Piano strategico presentato da Terna per il periodo 2007-2011 ne prevede una crescita del 3,5 per cento, per una cifra complessiva di 2,7 miliardi di euro.

A partire dal 1° luglio 2007 si è realizzata la completa liberalizzazione della domanda con la possibilità anche per i clienti domestici di accedere al mercato libero. Tale apertura è stata accompagnata da interventi regolatori da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), finalizzati a garantire una corretta transizione, anche tramite l'implementazione di strumenti informativi e di comparazione delle offerte.

Per quanto riguarda gli assetti proprietari del mercato elettrico si segnala l'acquisizione da parte di ENEL e Acciona di Endesa, dando luogo alla costituzione del secondo operatore elettrico europeo e in linea con la tendenza in atto alla concentrazione e al rafforzamento dei maggiori operatori europei.

#### 4.2 Le fonti rinnovabili

Anche nel 2007, la necessità di rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni per l'impegno del Protocollo di Kyoto, le politiche europee in materia di promozione delle rinnovabili nel mercato dell'elettricità, insieme agli alti prezzi del greggio, hanno fatto sì che il settore delle fonti rinnovabili sia stato oggetto di importanti iniziative sia a livello nazionale che internazionale.

Nel 2007 le fonti rinnovabili, con una produzione analoga a quella del 2006, hanno soddisfatto il 7,3 per cento dei consumi energetici nazionali. La quasi totalità del consumo interno lordo di rinnovabili è stato trasformato in energia elettrica: la produzione elettrica lorda da queste fonti è tuttavia scesa dai 52,2 TWh del 2006 ai 50,4 TWh (-3,5 per cento).

La forte flessione della produzione **idroelettrica** (-9,5 per cento) è stata solo parzialmente compensata dalla crescita delle altre fonti, tra le quali si segnala l'**eolico** (+39,5 per cento) che complessivamente ha superato i 2.500 MW installati, ed il **fotovoltaico** che, grazie anche agli impianti incentivati in Conto Energia<sup>(1)</sup>, ha superato i 40 MW installati ed ha quasi quadruplicato la sua produzione.

Nel corso del 2007 è stata siglata l'intesa fra Enel, Enea ed i Ministeri interessati per il rilancio del Progetto Archimede, da realizzare presso la centrale Enel di Priolo Gargallo (SR), che prevede l'integrazione fra un ciclo combinato a gas e un impianto solare termodinamico capace di soddisfare il fabbisogno annuale di 4.500 famiglie, con minori consumi di 2.400 tep l'anno e minori emissioni di anidride carbonica per circa 7.300 t/anno.

Con le Leggi n. 222/07 e n. 244/07 (Finanziaria 2008) sono stati rivisti i meccanismi di incentivazione ed è stata prevista una ripartizione degli obiettivi tra le Regioni; per i piccoli impianti, sono state ulteriormente semplificate le modalità autorizzative con l'obiettivo di dare un nuovo impulso al settore, anche nella prospettiva dell'emanazione della nuova

(1) In base ai dati presentati dal GSE, con il primo Conto Energia sono stati erogati oltre 5 milioni di euro, a fronte di una produzione di 11 milioni di kWh. Attraverso i Certificati Verdi, nel 2006 sono stati incentivati 5,6 TWh da fonti rinnovabili: dei 121.930 Certificati Verdi emessi, la maggior parte hanno riguardato impianti idroelettrici ed eolici.

Direttiva sulle fonti rinnovabili la cui proposta è stata presentata dalla Commissione europea all'inizio del 2008<sup>(1)</sup>. La completa efficacia delle nuove norme in materia di fonti rinnovabili è tuttavia subordinata alla emanazione di alcuni provvedimenti di attuazione, attesi nel corso del 2008.

**4.2.1. L'impegno delle società petrolifere nelle fonti rinnovabili**

Le società petrolifere italiane già da qualche anno hanno avviato progetti di investimento sulle fonti alternative a quelle tradizionali sia in termini di risorse economiche che tecniche per il loro sviluppo. Fra le attività in corso, o svolte nel 2007, si segnalano:

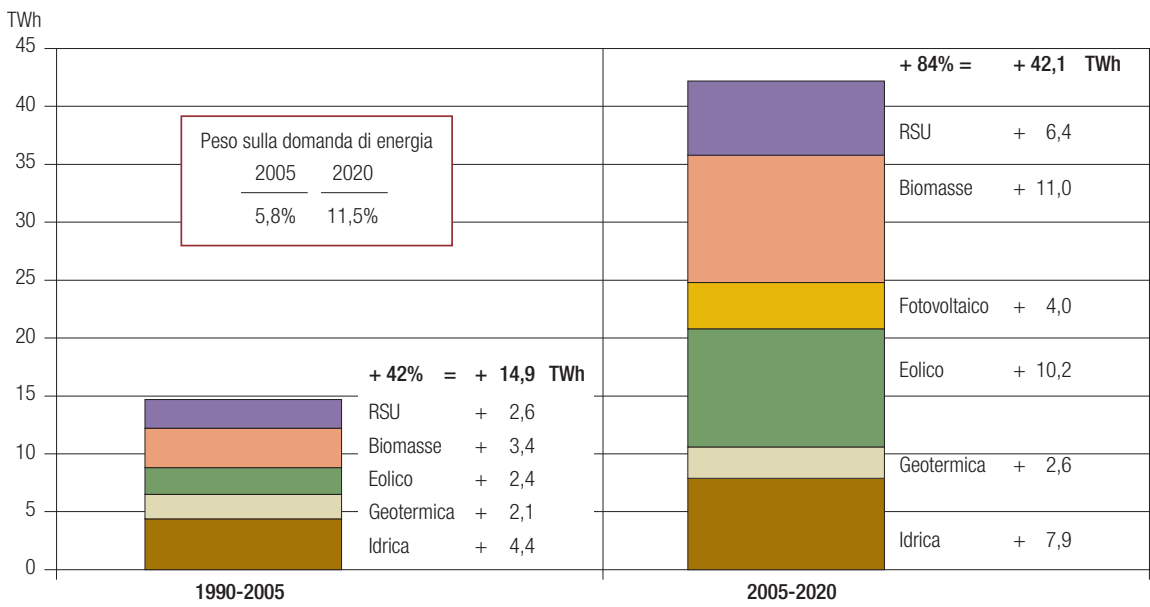
- l'Api, attraverso la controllata Api Nòva Energia, ha stipulato una joint venture con la

Iberdrola Renovables - leader mondiale nell'energia del vento - con l'acquisto da parte della società spagnola del 50 per cento di Società Energie Rinnovabili (Ser), società costituita da Api per realizzare 350 MW eolici in Sicilia e Puglia entro il 2009, con un investimento di 5-600 milioni di euro che ha ottenuto il via libera dalla Commissione europea.

Oltre a queste, Api Nòva Energia ha diverse iniziative eoliche in fase di sviluppo in Italia ed all'estero, per alcune centinaia di MW. Attualmente Api Nòva Energia gestisce 30 MW eolici e due centrali a biomasse per un totale di 60 MW. A fine 2007 Api Nòva Energia ha costituito con Modula la società Sòlerys, operante nel settore del fotovoltaico con l'obiettivo di realizzare 50 MW in 2-3 anni. Fra i progetti direttamente gestiti da Api Nòva Energia e quelli di Sòlerys, il gruppo Api ha in programma le seguenti iniziative nel settore fotovoltaico:

(1) Sui biocarburanti vedi capitolo 6. La qualità dei prodotti.

**Italia - Incrementi della produzione elettrica da fonti rinnovabili negli ultimi 15 anni ed in previsione al 2020**



Fonte: GRITN, TERNA (per i dati a consuntivo), UP (per le previsioni)

– un progetto da oltre 10 MW nelle Marche, i cui lavori inizieranno nel corso del 2008;

– lo sviluppo del progetto “cento pensiline” per rendere energeticamente autonomi altrettanti punti vendita carburante;

– progetti per altri 100 MW circa nel Centro-Sud Italia.

Il suo obiettivo è di arrivare ad oltre 1.000 MW complessivi di potenza installata da fonti rinnovabili entro il 2013, entrando anche nel settore della produzione dei componenti dell'industria fotovoltaica;

□ la crescente rilevanza di questo settore nella strategia di sviluppo industriale della Erg ha portato alla definizione del nuovo assetto di Gruppo, che prevede la scissione totale e la successiva integrazione in Enertad di tutti gli asset detenuti da ERG Power & Gas nelle rinnovabili, che assumerà la denominazione di ERG Renew. Il piano 2008-2011 prevede investimenti complessivi per 880 milioni di euro nel settore delle fonti rinnovabili, per incrementare la potenza installata al 2011 fino a circa 700 MW e raggiungere quindi una quota di mercato in Italia com-

### Le iniziative per lo sviluppo delle rinnovabili nel 2007

Numerose sono state le iniziative a livello locale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili:

– la Regione Abruzzo ha approvato le norme per il rilascio dell'autorizzazione unica degli impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili;

– la Regione Calabria ha sottoscritto un protocollo di intesa, divenuto operativo a gennaio 2008, per costruire in provincia di Crotona il primo impianto solare termodinamico italiano denominato “Pitagora”. Con una capacità fino a 500 MW rappresenterà la più grande centrale termodinamica a concentrazione;

– la Regione Friuli Venezia Giulia ha stanziato 1,25 milioni di euro per 2 progetti di teleriscaldamento e biomasse;

– la Regione Lazio ha presentato il progetto “distretto agroenergetico nella valle del Sacco” per le filiere biocarburanti, biogas e biocombustibili;

– la Regione Liguria ha emanato un bando per incentivare la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili nelle imprese per 2,2 milioni di euro;

– la Regione Puglia ha dato il via libera alla realizzazione di un impianto fotovoltaico Italgas da 11 MW nell'area del petrolchimico di Brindisi;

– la Regione Sardegna ha abolito il tetto di 550 MW alla capacità eolica realizzabile nell'isola. Il nuovo limite dovrà essere fissato nel Piano energetico regionale. L'accordo conferma l'intesa con l'Enel, a cui saranno riservati 160 MW in cambio della rinuncia da parte del grup-

po a proseguire il completamento dell'impianto di Balascia (Oschisi) e dell'impegno a fornire energia scontata alle imprese sarde;

– l'Agenzia Generale dei Servizi Municipalizzati (AGSM) realizzerà sull'Appennino emiliano un parco eolico composto da 16 aerogeneratori, per una potenza complessiva di 13,6 MW, che rappresentano la maggiore installazione di questo tipo dell'Italia settentrionale;

– la Edf Energies Nouvelles ha acquistato da Edf e dal gruppo Mouratoglou il 50 per cento dei parchi eolici di Nursi (Sardegna) e di Andretta Bisaccia (Campania). I due parchi, con una capacità totale di 92,1 MW, sono stati sviluppati da Edf En Italia, in partnership con la Fri-El Green Power, che ne continuerà a controllare il 50 per cento;

– la Confagricoltura ha varato un pacchetto da 180 milioni di euro per l'energia da biomasse: 30 impianti per la produzione di 53 MW elettrici e 20 MW termici;

– la Edison ha pianificato di investire 500 milioni di euro in 5 anni per impianti eolici ed idroelettrici;

– è stato inaugurato il parco eolico di Endesa Italia da 20 MW a Scansano (GR), ma il Tar della Toscana, accogliendo il ricorso contro di esso, ha giudicato illegittima l'autorizzazione;

– l'Enel ha ricevuto un finanziamento della Banca Europea degli Investimenti di 450 milioni di euro per l'ambientalizzazione dei suoi impianti e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

presa tra il 10 e il 12 per cento. Per la realizzazione dei parchi eolici la Erg ha già siglato accordi per la fornitura di turbine per una potenza di 319 MW. ERG Renew ha, ad oggi, una potenza installata di 171 MW, 128 MW in costruzione e progetti autorizzati in Italia per 113 MW;

□ l'Eni sta effettuando ricerche non solo nel risparmio energetico e nel solare, ma anche nel campo dei biocarburanti, settori nei quali ha pianificato investimenti per 350 milioni di euro in 4 anni.

Oltre all'impianto di Livorno, che ha in progetto con la società Uop (Honeywell) per una capacità produttiva di 250 mila tonnellate di biodiesel, intende realizzare presso la raffineria di Gela un impianto dimostrativo per la coltivazione di microalghe, teso a ricavare un olio vegetale idoneo a produrre biocarburanti. Come nutrienti del processo di crescita sono impiegati l'azoto e il fosforo delle acque reflue e l'anidride carbonica derivante dai gas esausti di raffineria;

□ la **Pirelli Ambiente** ha costituito, in joint venture con il fondo Global Cleantech Capital (GCC), la Solar Utility. Tale società, che investirà in Italia 24 milioni di euro per acquistare moduli, sviluppare e gestire impianti fotovoltaici per una potenza complessiva pari a 50 MW, ha siglato nel 2007 una convenzione con il Comune di Alessano (Lecce) per realizzare e gestire impianti fotovoltaici, con un investimento dedicato di circa 6,5 milioni di euro.

La Pirelli Ambiente ha di recente costituito anche in joint venture con l'Acea di Roma la società A.PI.C.E. che opererà nelle fonti rinnovabili da rifiuti per realizzare progetti finalizzati alla produzione del CDR-Q (combustibile da rifiuti di qualità), che sarà impiegato in cementerie e centrali termoelettriche;

□ il Gruppo **Saras** opera nel settore eolico attraverso la joint venture Parchi Eolici Ulassai, di cui detiene il 70 per cento del capitale sociale. Parchi Eolici Ulassai è socio unico di Sardeolica, società operativa che possiede e gestisce il parco eolico sito nel comune di Ulassai (OG). Il parco è stato autorizzato per 48 aerogeneratori, di cui 36 già realizzati, sei in corso di realizzazione e sei da realizzarsi in tempi successivi, e presenta una potenza complessiva di 72 MW, tecnicamente espandibili a 96. La produzione energetica del parco degli aerogeneratori è stimata in oltre 200 GWh annui (190 GWh con riferimento ai 36 aerogeneratori realizzati e ai sei in corso di realizzazione).

### 4.3 Il settore del gas naturale

Anche all'inizio del 2007 la situazione internazionale degli approvvigionamenti di questa fonte sembrava potesse ripetere in qualche misura la situazione di emergenza del 2006; tuttavia, anche grazie alle temperature miti invernali, il nostro Paese non ha comunque risentito di alcun problema e già dal 1° febbraio 2007 è cessato l'obbligo per gli shipper di massimizzare le importazioni di gas, secondo quanto stabilito dal Decreto Ministeriale del 4 agosto 2006.

Sono proseguiti intanto gli accordi fra gli operatori italiani ed operatori esteri del gas:

□ la Gazprom, primo produttore ed esportatore mondiale di gas e fornitore di un quarto dei consumi europei, ha sottoscritto contratti di vendita sulla frontiera italiana per 2,42 miliardi di metri cubi ed ha iniziato così a commercializzare direttamente il metano nel nostro Paese attraverso vari distributori nazionali (Egl, Aem Milano, Asm Brescia, Hera) fino all'operatività della sua filiale italiana Gazprom Marketing & Trading;

□ il consorzio Enineftegaz, costituito da Eni ed Enel - che ne controllano rispettivamente il 60 e il 40 per cento - si è aggiudicato l'asta per il secondo lotto degli asset della ex-Yukos, pari a circa 5 miliardi di barili di petrolio equivalenti (con "call option" Gazprom) per 4,36 miliardi di euro;

□ l'Eni ha rafforzato la sua presenza nel mercato del gas francese, arrivando a detenere oltre il 38 per cento del capitale della società Altergaz, nella quale è entrata a giugno 2007;

□ la Gas Plus/GM&P ha stipulato un accordo per commercializzare in Italia il gas della società croata Ina;

□ il gruppo spagnolo Gas Natural ha acquisito la Italmeco, assicurandosi la distribuzione e vendita di gas in alcune Regioni centro meridionali.

Sullo scenario internazionale del gas sono sembrate farsi più consistenti le ipotesi della nascita dell'Opec del gas, un nuovo cartello fra Paesi produttori, che coprirebbe oltre il 70 per cento delle riserve mondiali di gas e circa il 42 per cento della produzione. Sollecitato da Paesi quali Iran e Russia, comprenderebbe anche Qatar, Venezuela ed Algeria, con l'obiettivo di abbandonare il meccanismo di indicizzazione al greggio dei suoi prezzi.

Il forum dei Paesi produttori di gas tenutosi ad aprile 2007 a Doha, ha portato per il momento all'istituzione di un comitato tecnico per lo studio e la valutazione del mercato internazionale del gas, dei suoi prezzi e delle dinamiche, e degli altri problemi relativi all'industria del settore.

La preoccupazione dei rappresentanti dell'Unione europea è stata quindi rimossa dal Ministro degli Esteri algerino, che ha nel frattempo sottolineato che l'Algeria continuerà ad essere un fornitore "affidabile" per l'Unione europea.

Tuttavia a fine anno, la Gazprom ha annuncia-

to che il gas russo destinato all'Unione Europea costerà il 17 per cento in più nel 2008, a causa degli aumenti del prezzo del petrolio.

Fra i problemi nazionali restano ancora:

□ quello degli *stoccaggi* limitati, per cui la Stogit già a maggio aveva comunicato l'esaurimento della capacità 2007-2008 (8,4 miliardi di metri cubi, contro i 14,2 richiesti: 7,89 per la rimodulazione e rispettivamente 110 e 460 milioni di metri cubi per il bilanciamento e per lo stoccaggio minerario);

□ la necessità di *sufficienti approvvigionamenti*, per risolvere la quale il 30 agosto 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato un Decreto Ministeriale per massimizzare nuovamente le importazioni di gas nell'anno termico 2007-2008.

Per potenziare le infrastrutture e rendere più flessibile l'approvvigionamento anche da altri Paesi produttori, sono proseguite le attività per il potenziamento e la realizzazione di nuovi gasdotti e la costituzione di terminali di rigassificazione.

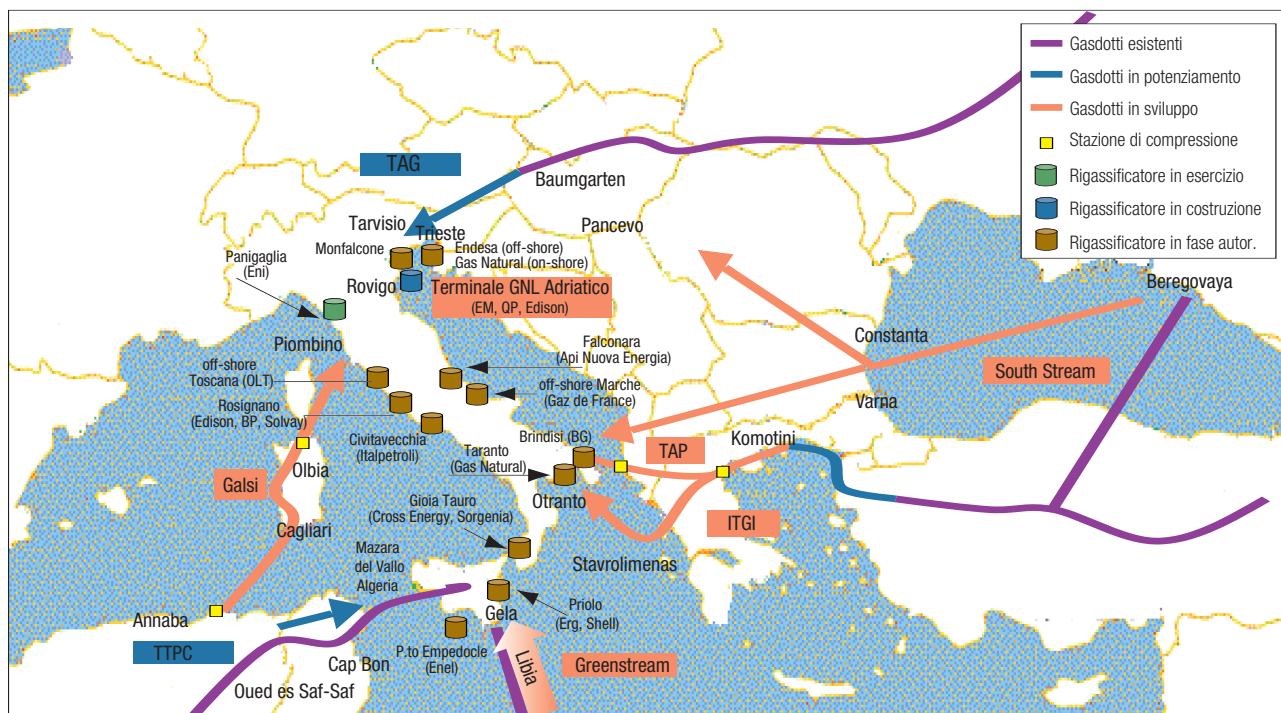
In particolare nel corso del 2007, per quanto riguarda i *gasdotti*:

□ è stato firmato il Protocollo di intesa fra Italia e Grecia per il gasdotto IGI (di proprietà per l'80 per cento di Edison e per il 20 per cento della società greca Depa), che importerà 8 miliardi di metri cubi l'anno dal Mar Caspio e dal Medio Oriente;

□ l'accordo fra Italia e Grecia è stato esteso alla Turchia per realizzare una integrazione dei gasdotti ITG-IGI (ITGI) per importare 8 miliardi di metri cubi dal Caspio a partire dal 2012;

□ è stato stipulato l'accordo fra Eni e Sonatrach per la partecipazione di Snam Rete Gas al gasdotto Galsi, che collegherà l'Italia all'Algeria attraverso la Sardegna e che sarà operativo entro

**Italia - Infrastrutture esistenti ed in progetto per l'approvvigionamento di gas naturale**



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

	NUOVI GASDOTTI				POTENZIAMENTI			
	Galsi (Gasdotto Algeria Sardegna - Italia)	ITGI(*) (Interconnessione Turchia - Grecia - Italia)		South Stream	TAP (Trans Adriatica Pipeline)	Green Stream (Gasdotto Libia-Italia)	TAG (Trans Austria Italia)	TTPC
		ITG	IGI					
Capacità (miliardi di metri cubi/anno)	8	da circa 3,5 a 11,5 entro il 2012	8	circa 30	10 (espandibili a 20)	+ 3 (da 8 a 11)	+ 6,5 (da 31 a 37,5)	+ 6,5 (da 27 a 33,5)
Lunghezza linea principale (Km)	circa 900	circa 300	circa 915	—	520	520	380	380
Linee (n.)	—	—	—	—	—	1	3	2
di cui offshore	600	—	Circa 215	>900	115	520	—	—
di cui onshore	300	—	Circa 600	dipenderà dalla rotta scelta	Grecia 186 Albania 200 Italia 19	—	380	—
Diametro (pollici)	—	36	32-36	in discussione	36-48	32	36/38/40/42	48
Profondità marina massima (metri)	circa 2.800	—	1.450	>2.000	820	1.127	—	—
Società proponenti	Sonatrach Edison	Desfa Botas Edison, Depa	Edison Depa	Eni Gazprom	Egl Italia Statoil Hydro	Eni NOC Libia	Eni OMV	Eni
Investimento previsto (miliardi di euro)	1,5-2,5	—	circa 950 milioni	circa 10	1,5	circa 80 milioni	circa 253 milioni	450 milioni
Inizio lavori previsto	2009	—	2008	—	—	—	in corso	in corso
Operatività prevista	2012	2007 (piena operatività prevista 2010-2011)	2012	2011-2013	non prima del 2011, a seconda della richiesta del mercato	2011	+3,2 (ott. 08) +3,3 (ott. 09)	+3,2 (apr. 08) +3,3 (ott. 08)

(\*) ITG: tratto Turchia-Grecia; IGI: tratto Grecia-Italia

il 2012. Snam Rete Gas si è impegnata a realizzare la sezione italiana del gasdotto da 900 km, in cambio di una proroga all'Eni per lo sfruttamento dei giacimenti algerini. Oltre ai 2 miliardi di metri cubi di gas derivanti dal Galsi, la Sonatrach ne commercializzerà direttamente nel nostro Paese altri 2, già a partire dal 2008, attraverso il potenziamento del gasdotto Transmed;

□ per il potenziamento del gasdotto Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) la Banca Europea degli Investimenti ha fornito all'Eni finanziamenti per 185 milioni di euro.

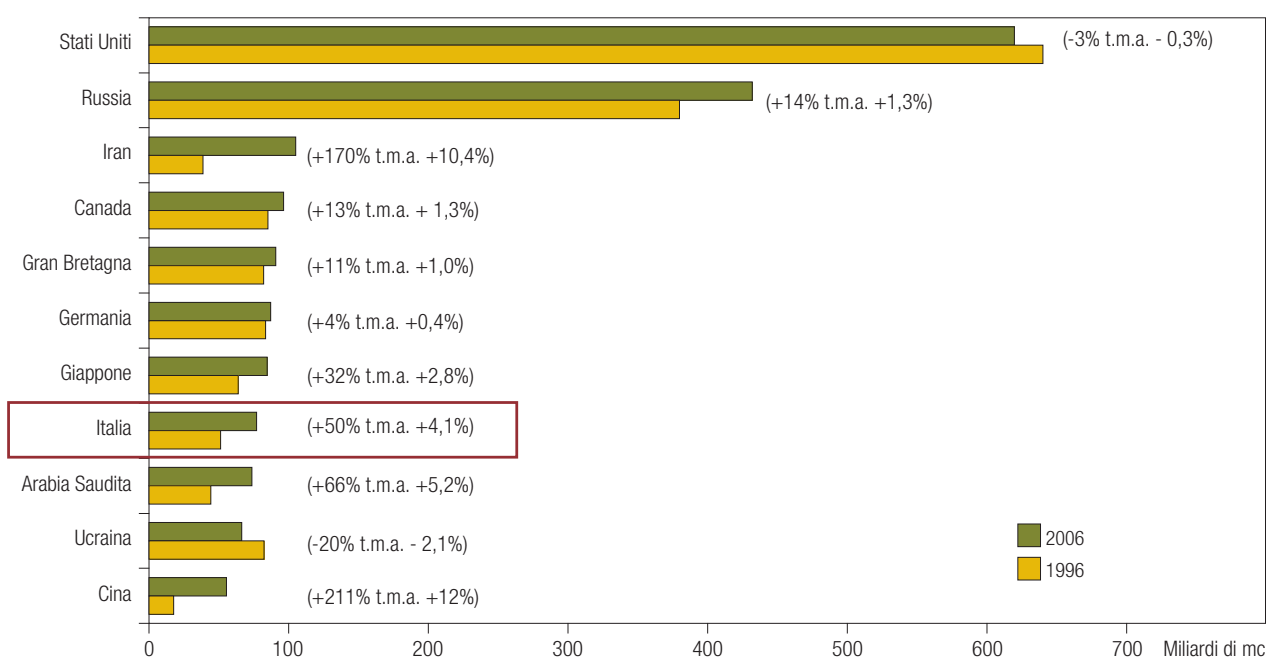
In riferimento ai *terminali di rigassificazione*:

□ sono continuati gli ostacoli autorizzativi per il cantiere di Brindisi, che avrebbe dovuto essere completato nel 2008 e che è stato posto sotto

sequestro a febbraio 2007, dato che la Conferenza dei Servizi del Ministero dell'Ambiente ha subordinato la restituzione dell'area alla bonifica/messa in sicurezza della falda acquifera sottostante. Attualmente l'autorizzazione è sospesa in attesa della conclusione della procedura di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) avviata all'inizio del 2008;

□ sono proseguiti invece i lavori di realizzazione del terminale Gnl Adriatico (45 per cento Qatar Terminal Ltd, 45 per cento ExxonMobil Italiana Gas, 10 per cento Edison), che sarà il primo impianto offshore al mondo con struttura in cemento armato a gravità (GBS) ed avrà una capacità di rigassificazione di 8 miliardi di metri cubi all'anno, pari a circa il 10 per cento della domanda nazionale. Il terminale sarà posizionato a circa 15 km dalla costa veneta;

### Mondo - I Paesi maggiori consumatori di gas naturale e la crescita della loro domanda di gas negli ultimi 10 anni (Percentuale di incremento totale e tasso medio annuo)



Fonte: Elaborazioni UP su dati BP 2007

□ l'iter autorizzativo degli altri terminali non sembra aver registrato nel 2007 progressi rilevanti. Sono tuttavia proseguite le attività di sviluppo del progetto Erg-Shell per il terminale da realizzare in Sicilia: dopo l'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità (NOF), è stato infatti di recente ottenuto il parere positivo dalla Commissione VIA.

Variazioni significative si segnalano sotto il profilo degli assetti proprietari:

□ le società Iride/Sorgenia hanno rilevato dalla Belleli/Sensi la quota di maggioranza ed i due terzi della capacità del rigassificatore di Gioia Tauro;

□ secondo gli accordi Enel/Acciona su Endesa, il 70-75 per cento delle attività di Endesa Italia nei rigassificatori di Trieste e Livorno passeranno ad E.On;

□ la Enel Trade ha perfezionato l'acquisto del 90 per cento di Nuove Energie nel rigassificatore di Porto Empedocle;

□ le quote di Iride ed Endesa sono salite al 61 per cento (30,5 per cento ciascuna) nella società Olt Offshore Toscana, per il rigassificatore di Livorno.

#### 4.4 La distribuzione carburanti

##### 4.4.1 Il Disegno di Legge sulle liberalizzazioni

Nel 2007 la distribuzione carburanti è tornata al centro dell'interesse del Legislatore, con particolare riferimento ai rilievi posti dalla Commissione europea nella lettera di costituzione in mora dell'ottobre 2005, e alla successiva segnalazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, in merito alla disciplina nazionale e regionale italiana che regola il settore. A tal fine, il Governo è intervenuto sulla materia con un Disegno di Legge sulle liberalizzazioni proposto dal ministro dello Sviluppo Economico al Consiglio dei Ministri del 25 gennaio 2007.

Tale Disegno di Legge, recante "Misure per il cittadino consumatore e per agevolare le attività produttive e commerciali, nonché interventi in settori di rilevanza nazionale", approvato in prima lettura dalla Camera il 30 maggio 2007, è stato poi esaminato dal Senato solo in sede di Commissione, data la crisi politica intervenuta a seguito delle dimissioni del Governo Prodi. In particolare, l'art. 1 del Disegno di Legge, così come modificato dal Senato, prevedeva l'eliminazione di alcuni vincoli numerici.

La mancata approvazione del provvedimento non ha permesso al nostro Paese di dare risposta ai rilievi della Commissione europea contenuti nel parere motivato del 27 giugno 2007, con cui la Commissione ha concluso il procedimento avviato con la lettera di costituzione in mora del 2005.

In considerazione del fatto che il Disegno di Legge aveva previsto misure volte a rimuovere i vincoli rilevati dall'Unione europea, la Commissione, pur avendo deciso il differimento del nostro Paese alla Corte di Giustizia, ha comunque concesso un ulteriore termine di quattro mesi, fino a fine giugno 2008, per verificare la possibilità di rilanciare e attuare concretamente una riforma del settore.

Da parte loro le Regioni e le Province Autonome, dato il ruolo centrale che la legge affida loro nella programmazione del settore, hanno supportato il Ministero dello Sviluppo Economico nel confronto con la Commissione, approvando l'11 ottobre 2007 un documento di indirizzi comuni volto a recepire i rilievi della Commissione stessa e rinviando un maggior dettaglio delle misure a successive linee guida, attualmente in fase di elaborazione. In tale ambito, alcune Regioni, già a partire dal 2008, sembrano intenzionate ad avvia-

re l'attività di revisione della propria normativa sui carburanti.

Intervenendo le misure proposte dal Parlamento solo su alcuni aspetti della disciplina dei carburanti, senza toccare, invece, quelli relativi ai rapporti contrattuali tra aziende e gestori, ancora oggi rigidamente regolamentati per legge, è stato avviato, su iniziativa delle Associazioni dei gestori un tavolo di confronto per verificare la possibilità di individuare indicazioni generali per eventuali sviluppi di nuove relazioni fra le parti.

Nei primi mesi del 2008 tale confronto ha richiesto una riflessione a seguito della necessità

di approfondire i profili di natura concorrenziale che tale iniziativa potrebbe coinvolgere.

#### 4.4.2 Attività dell'Antitrust

Il 20 dicembre 2007, con l'accettazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato degli impegni vincolanti presentati dalle aziende petrolifere, si è conclusa positivamente l'istruttoria avviata dall'Antitrust nel gennaio 2007, al fine di verificare la presunta sussistenza di un'intesa orizzontale in materia di prezzi.

In particolare, gli impegni – seppure con profili diversi – prevedono la rinuncia da parte delle compagnie petrolifere alla pubblicizzazione e/o alla diffusione dei prezzi consigliati e dei differen-

#### Italia - Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 31 dicembre 2006

	Totale Rete Punti Vendita <sup>(*)</sup>	di cui: Autostradali	di cui: con gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.789	61	1.774	105
Val D'Aosta	90	5	89	1
Liguria	572	35	566	11
Lombardia	2.971	56	2.860	175
Trentino	373	13	372	21
Friuli Venezia Giulia	498	11	489	30
Veneto	1.631	38	1.611	158
E. Romagna	1.725	35	1.703	127
Toscana	1.472	32	1.447	140
Umbria	416	4	412	48
Marche	708	12	701	72
Lazio	2.147	43	2.012	163
Molise	142	4	142	16
Abruzzo	604	18	582	44
Campania	1.739	34	1.720	37
Puglia	1.232	20	1.208	62
Basilicata	211	2	209	18
Calabria	728	15	711	44
Sicilia	1.762	23	1.652	68
Sardegna	620	–	618	32
<b>Totale Campione</b>	<b>21.430</b>	<b>461</b>	<b>20.878</b>	<b>1.372</b>

(\*) Dati riferiti agli impianti attivi, eroganti, del campione UP comprendente: Api, Eni Div. R&M (marchio Agip), Erg Petroli, Esso, IES Italiana Energia e Servizi Spa, IP Italiana Petroli, Q8, Shell, Tamoil e Total. La complessiva rete punti vendita a fine 2006 è stimata in 22.450.

Fonte: Unione Petrolifera

**Europa - La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2007**

	Numero totale di Punti Vendita	% di Punti Vendita Self Service	Erogato medio complessivo (*)
Austria	2.812	68	2.299
Belgio	3.295	65	1.689
Danimarca	2.014	100	2.682
Finlandia	2.001	100	2.470
Francia	13.170	n.d.	3.180
Germania	15.036	99	3.058
<b>Italia</b>	<b>22.450</b>	<b>29</b>	<b>1.618</b>
Olanda	3.610	98	2.743
Norvegia	1.689	100	2.015
Regno Unito	9.382	98	3.993
Repubblica Ceca	3.649	92	1.755
Spagna	8.668	24	2.848
Svezia	3.701	100	2.644
Svizzera	3.465	94	1.445
Ungheria	1.517	52	2.479

(\*) Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

Fonte: Risultati preliminari dell'indagine NOIA condotta da Unione Petrolifera

ziali integrativi, nonché a presentare misure volte a promuovere lo sviluppo del self-service post e pre pagamento su impianti sia presidiati che totalmente automatizzati, a potenziare l'accesso al sistema logistico a nuovi operatori e a favorire l'ingresso nel settore della distribuzione dei carburanti di nuovi concorrenti, tra cui la Grande Distribuzione Organizzata, già comunque presente da alcuni anni in molte aree del territorio italiano.

#### 4.4.3. Rete autostradale

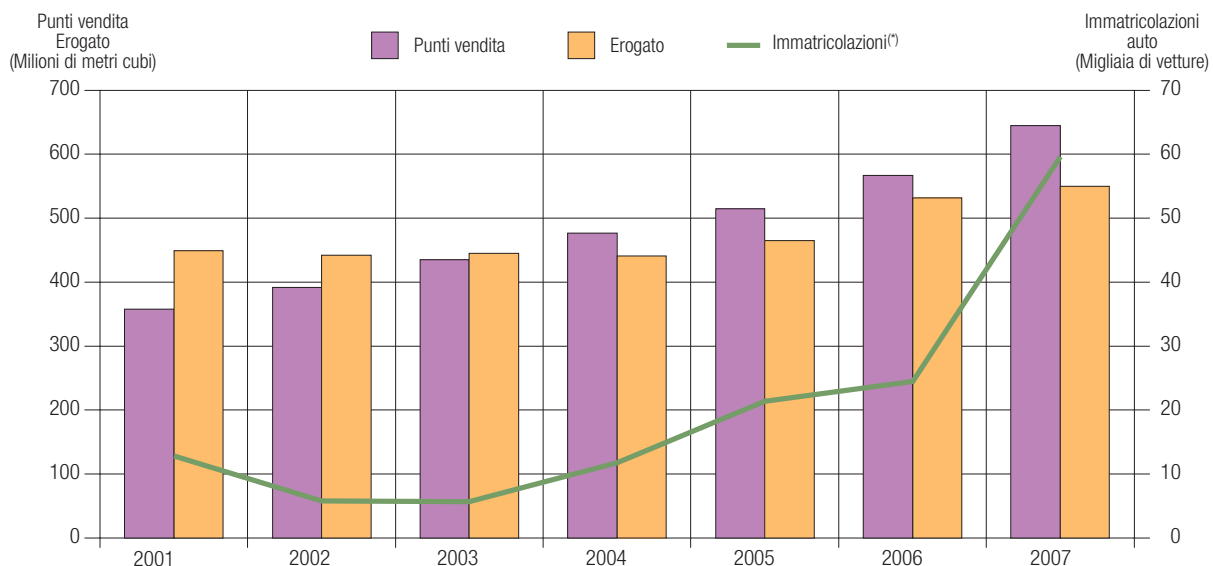
In applicazione dell'art. 2 della alla Legge n. 40/2007, di conversione del Decreto Legge n. 7/2007, in materia di pubblicizzazione dei prezzi sulle autostrade e sulle principali strade extraurbane, il 20 luglio 2007 è stata emanata la Deliberazione del CIPE<sup>(1)</sup> relativa alle informazioni sui prezzi dei carburanti e sul traffico lungo la suddetta viabilità. La delibera prevede, a carico del gestore

del tratto stradale interessato, la pubblicizzazione di una serie di informazioni minime che devono essere presenti sugli strumenti di comunicazione (cartelloni), quali il prezzo senza servizio per benzina e gasolio, la distanza dell'impianto di rifornimento a cui si riferiscono i prezzi, il logo della società di distribuzione, con riferimento a un massimo di tre impianti consecutivi.

Nel corso del 2007 sono inoltre riprese le procedure ad evidenza pubblica per l'aggiudicazione delle concessioni "oil" e "non oil" nelle aree di servizio autostradali. Nonostante gli indirizzi generali dettati dalla Finanziaria 2007, i quali, fissando i principi fondamentali per l'affidamento delle aree di servizio autostradali, avevano sottolineato l'importanza di soluzioni contrattuali idonee ad assicurare la competitività dell'offerta in termini di qualità e varietà dei servizi dei prezzi "oil" e "non oil", le nuove assegnazioni sembrano prevalentemente orientate a premiare le offerte economiche.

(1) CIPE - Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica.

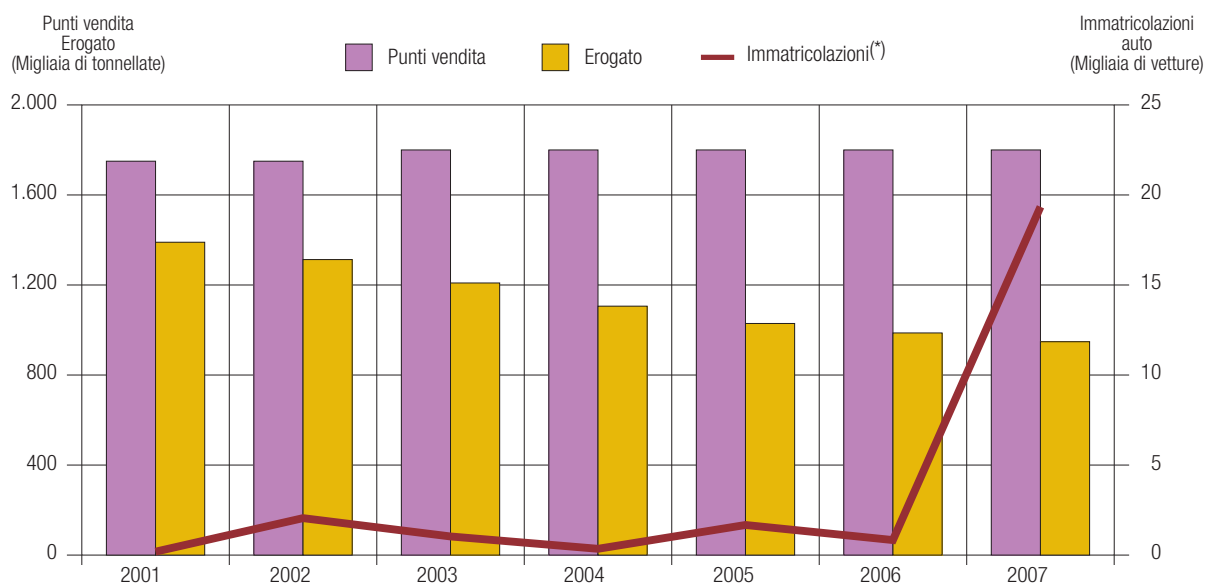
### Italia - Lo sviluppo del metano per autotrazione



(\*) Comprendono auto a metano e a benzina+metano.

Fonte: Elaborazioni UP su dati Federmetano, Ministero dello Sviluppo Economico, UNRAE

### Italia - L'evoluzione del GPL per autotrazione



(\*) Comprendono auto a metano e a benzina+GPL e non le trasformazioni.

Fonte: Elaborazioni UP su dati Ministero dello Sviluppo Economico, UNRAE

A tale proposito, nel marzo 2008 l'ANAS<sup>(1)</sup> ha emanato la Circolare n. 3/2008 contenente le norme tecniche per la caratterizzazione funzionale e geometrica delle aree di servizio lungo le autostrade ed i raccordi autostradali sottoposti alla propria gestione diretta. Le norme tecniche predisposte dalla Direzione centrale dell'ANAS contengono, dunque, gli elementi minimi necessari per l'aggiudicazione delle aree di servizio, sulla base del requisito fondamentale della sicurezza.

#### 4.4.4 Piano di migrazione a microcircuito - EMV

E' proseguito nel corso del 2007, anche se piuttosto lentamente, il processo di adeguamento dei sistemi di pagamento elettronico presenti sulla rete di distribuzione carburanti che devono passare dalla tecnologia a banda magnetica a quella a microchip secondo le specifiche EMV (European, Mastercard, Visa). E' infatti ancora carente la disponibilità di attrezzature omologate da parte di ABI<sup>(2)</sup> e CO.GE.BAN<sup>(3)</sup> e la stessa filiera bancaria che gestisce il pagamento elettronico sulla rete carburanti non è, a tutt'oggi, completamente operativa.

COGEBAN, in riferimento a tale situazione, ha accolto una richiesta dell'Unione Petrolifera di prevedere uno spostamento delle decorrenze dalle quali applicare le nuove specifiche per le apparecchiature di pagamento nel settore della distribuzione carburanti.

Dal 1° gennaio 2008, inoltre, è in vigore anche per la rete di distribuzione di carburante il regime di *liability shift* per le transazioni con carta PagoBancomat. Essa consiste nell'attribuzione della responsabilità di una frode a carico del soggetto il cui terminale di pagamento, sul quale ha avuto

luogo la transazione oggetto di frode, non è conforme ed omologato ai requisiti EMV.

In considerazione delle problematiche ancora aperte, verrà istituito un tavolo permanente con tutti i soggetti interessati, ove discutere e individuare le soluzioni più idonee da adottare.

#### 4.4.5 Tariffe metriche

Con la soppressione del finanziamento dello Stato alle Camere di Commercio, in attuazione della Legge Finanziaria 2006 per lo svolgimento delle verifiche metriche degli strumenti di misura, si è reso necessario rivedere completamente il regime tariffario dei servizi, per il reperimento delle risorse finanziarie necessarie allo svolgimento della suddetta attività.

Per il settore della distribuzione su strada dei carburanti per autotrazione, il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2006 ha stabilito che le Camere di Commercio definiscano le tariffe sulla base di una "Convenzione quadro" stipulata tra le associazioni nazionali rappresentative dei proprietari degli strumenti metrici, le organizzazioni sindacali dei gestori, l'Unioncamere e il Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità al principio della copertura dei costi del servizio reso. I criteri per la definizione delle tariffe per singola tipologia di impianto sono stati definiti e si è in attesa della stipula definitiva della convenzione.

#### 4.4.6 Il recepimento della Direttiva sugli strumenti di misura (MID)

Con il Decreto Legislativo n. 22/07 è stata recepita la Direttiva 2004/22/CE sugli strumenti di misura (cosiddetta Direttiva MID), con la quale vengono definiti i requisiti metrologici cui debbono conformarsi gli strumenti di misura (tra cui gli erogatori di carburanti) ai fini della loro commercializzazione e messa in servizio. Il Decreto stabi-

(1) ANAS - Ente nazionale per le strade.

(2) ABI - Associazione Bancaria Italiana.

(3) CO.GE.BAN. - Convenzione per la gestione del marchio Bancomat.

## LA RETE CARBURANTI: IL CONFRONTO CON L'EUROPA. LO STUDIO DI NOMISMA ENERGIA

Nel mese di luglio del 2007, si è tenuta la presentazione dello studio realizzato da Nomisma Energia intitolato "La Rete Carburanti Il confronto con l'Europa". Lo studio è stato commissionato dall'Unione Petroliera con l'intento di fornire un contributo utile alla comprensione di un problema che interessa milioni di cittadini. Il rapporto è stato suddiviso in quattro parti:

- nella prima il confronto con il resto d'Europa viene effettuato in base ad alcuni parametri fondamentali, quali l'erogato, i margini lordi, il ruolo delle vendite diverse dai carburanti. In questa parte si cerca di elencare le cause dell'inefficienza italiana quantificandone i maggiori costi;
- la seconda parte entra nel dettaglio dei meccanismi di formazione dei prezzi in Italia;
- nel terzo capitolo si approfondisce il sistema italiano della mobilità, caratterizzato da alcune peculiarità che in parte spiegano un numero di punti vendita più alto;
- vi è infine un capitolo sulla regolazione del settore dei carburanti in Italia.

Le conclusioni a cui giunge lo studio, confermano quanto sempre sostenuto dall'industria petrolifera e cioè che l'esistenza di un divario con l'Europa quantificato in 3,8 €cent/litro è dovuto ad un sistema che presenta un minor grado di efficienza e differenze strutturali sulle quali è più difficile intervenire.

Secondo lo studio, le inefficienze che comportano maggiori costi e minori ricavi possono essere riassunte come segue: scarsa diffusione del self service, in particolare nella versione diffusa in Europa con la completa assenza di personale nell'area di vendita; bassa flessibilità commerciale, per sostanziale assenza di vendite di prodotti diversi dai carburanti (non oil) e la rigidità di orari e turni di apertura.

Le differenze strutturali individuate dallo studio sono invece le

seguenti: maggiore numerosità e capillarità della rete italiana, per la diversa distribuzione sul territorio della popolazione e la differente mobilità delle persone; scarsa diffusione della grande distribuzione, che in altri Paesi, soprattutto in Francia e Regno Unito, pratica prezzi anche sotto i costi, riducendo sensibilmente la media dell'intera Europa.

La somma delle due componenti rende dunque la nostra rete di distribuzione più onerosa con effetti che si scaricano inevitabilmente sui prezzi finali e con minore redditività complessiva, sia per le compagnie petrolifere che per i gestori.

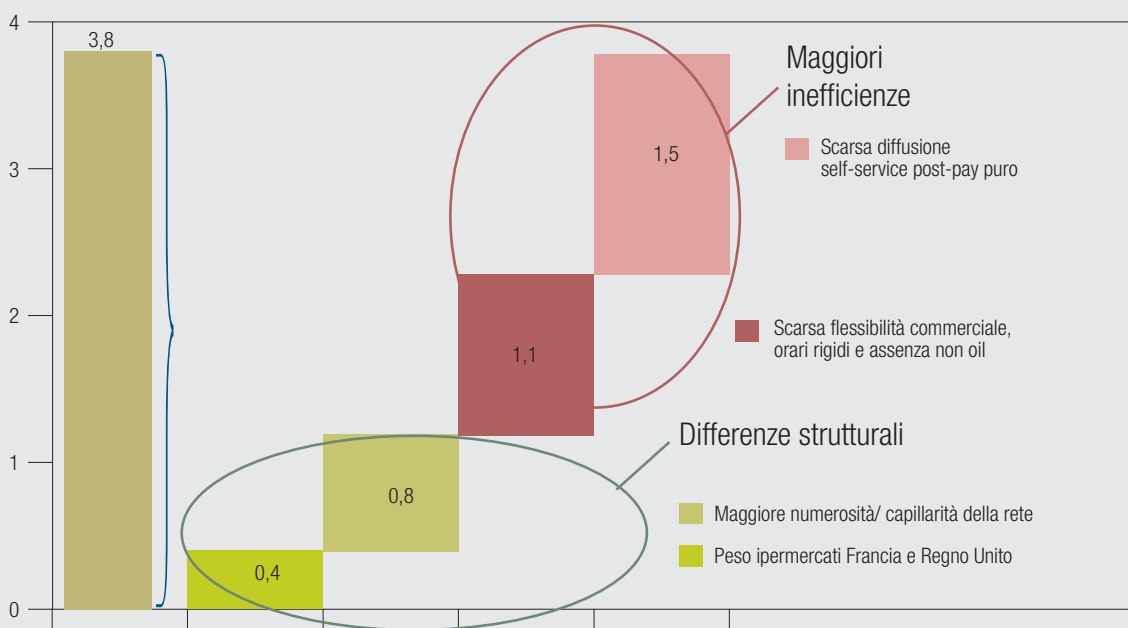
Lo studio ha altresì messo in evidenza come il comportamento degli operatori nell'adeguare i prezzi alla pompa in base all'andamento delle quotazioni internazionali, non sia affatto caratterizzato da una presunta "doppia velocità".

Anzi, l'analisi mostra come le variazioni dei prezzi alla pompa di benzina e gasolio, osservando un periodo di tempo rappresentativo, siano allineate a quelle del mercato internazionale, senza danni nei confronti dei consumatori che, nel complesso, hanno invece ottenuto un beneficio.

Uno specifico capitolo è stato dedicato al tema della mobilità e dei suoi effetti sul sistema della distribuzione. L'analisi ha evidenziato come una rete così capillare in Italia sia giustificata dalla bassa densità della popolazione e dalla diffusione del trasporto su due ruote, che accentua l'abitudine, già presente per le auto, a piccoli e frequenti rifornimenti. Se anche si procedesse ad una ristrutturazione spinta della rete italiana, secondo lo studio i costi netti per i consumatori finali sarebbero più elevati.

In conclusione, si può dire che la rete italiana presenta sicuramente costi maggiori che tuttavia non vanno visti solo come un'inefficienza, ma anche come il corrispettivo di un servizio molto più capillare rispetto ad altri Paesi.

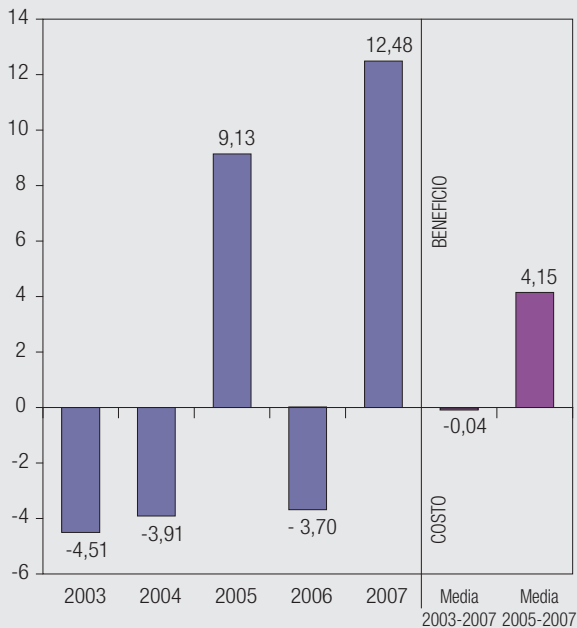
### Differenza del prezzo in Italia e quello medio europeo della benzina (Centesimi di euro/litro, media ponderata 2000-2007)



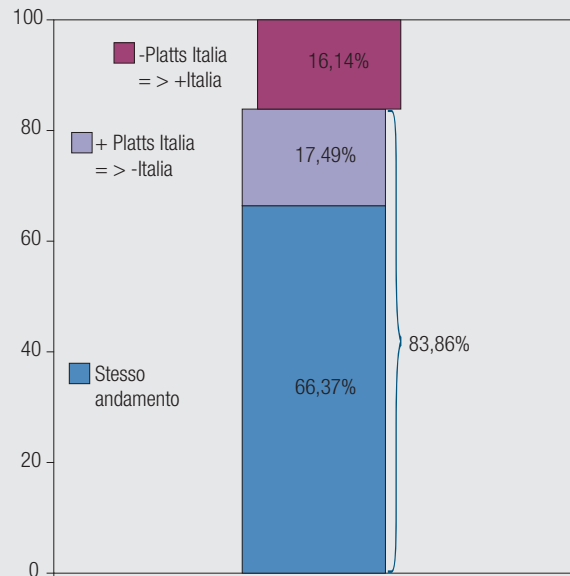
Fonte: Elaborazioni NE - Nomisma Energia

## Italia - L'adeguamento dei prezzi italiani della benzina e del gasolio (2003-2007)

**Benzina** - Beneficio annuo per i consumatori italiani rispetto ai prezzi Platts (€/1000 litri)



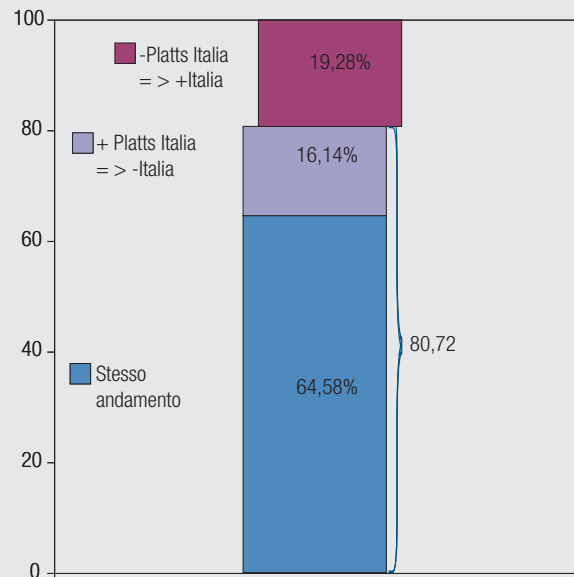
Confronto delle variazioni settimanali del prezzo alla pompa e del prezzo internazionale Platts della benzina 2003-2007 (%)



**Gasolio** - Beneficio annuo per i consumatori italiani rispetto ai prezzi Platts (€/1000 litri)



Confronto delle variazioni settimanali del prezzo alla pompa e del prezzo internazionale Platts del gasolio 2003-2007 (%)



Fonte: Elaborazioni NE - Nomisma Energia su dati Platts e Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia - Evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione** (Numero impianti a fine anno)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Piemonte	10	12	17	23	24	30	33
Valle d'Aosta	—	—	—	—	—	—	—
Liguria	7	7	7	7	7	7	7
Lombardia	25	29	35	45	47	53	60
Trentino Alto Adige	3	3	3	4	7	10	10
Friuli Venezia Giulia	4	4	4	4	4	4	3
Veneto	61	68	71	73	78	80	83
Emilia Romagna	81	81	85	85	89	96	105
Marche	42	44	49	54	57	65	68
Toscana	47	51	54	57	59	61	62
Umbria	15	16	16	18	19	20	21
Lazio	13	13	16	19	24	28	28
Abruzzo	12	12	13	13	15	15	15
Molise	3	3	4	3	3	3	3
Puglia	17	20	24	28	29	33	35
Campania	12	19	23	27	34	41	42
Basilicata	2	3	3	4	4	3	4
Calabria	1	1	3	3	4	4	4
Sardegna	<i>Non è servita dalla rete del metano</i>						
Sicilia	3	6	8	10	11	14	14
Italia	358	392	435	477	151	567	597

Fonte: Federmetano

liscie che tutti gli strumenti metrici commercializzati e messi in servizio dal 1° novembre 2016, dovranno essere obbligatoriamente conformi alla MID. Con il nuovo approccio, il fabbricante dello strumento garantisce la conformità dello strumento alle disposizioni della MID superando tutte le procedure dirette alla verifica sul campo della conformità metrologica degli strumenti.

Alcune criticità si stanno presentando nell'attuazione delle disposizioni e sono già state segnalate al Ministero per lo Sviluppo Economico per l'individuazione delle soluzioni più idonee.

#### 4.4.7 Aggiornamento valutazione rischi lavorativi punti vendita carburanti autotrazione

Nel corso del 2007, le aziende petrolifere hanno ritenuto opportuno elaborare un aggiornamento della valutazione dei rischi lavorativi in materia di sicurezza e salute nei punti vendita carburanti autotrazione. Analogamente e con le stesse finalità dell'approccio adottato nel passato e più recentemente per il rischio ATEX<sup>(1)</sup>, anche in questo caso l'aggiornamento si configu-

(1) ATEX – Atmosphere Explosion. Direttiva n. 94/9/CE dell'Unione Europea per la regolamentazione delle apparecchiature destinate all'impiego in zone a rischio di esplosione.

ra come uno strumento tecnico tipo “Linea Guida” di assistenza ai gestori datori di lavoro, per il loro utilizzo volontario.

L’aggiornamento si è reso necessario per l’adeguamento alle modifiche strutturali e tecniche intervenute in materia di sicurezza e salute nel recente periodo (Stage II recupero Vapori, Direttive europee su esposizione agli agenti chimici, cancerogeni e rumore, nuove esperienze operative acquisite sul campo).

#### 4.5 *Le scorte obbligatorie e il sistema logistico*

Nel 2007 gli obblighi di scorta complessivi dell’Italia, definiti sulla base del Decreto Legislativo n. 22/01, sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto a quelli del 2006. Vi è stata, infatti, una riduzione degli obblighi per i prodotti di categoria I (benzine), compensata dall’aumento degli obblighi per i prodotti di categoria II (gasoli), nonché da una conferma degli obblighi per quelli di categoria III (oli combustibili).

La copertura degli obblighi di categoria II, che rappresentano oltre il 60 per cento degli obblighi complessivi, è divenuta più critica a seguito del venire meno, dal 1° aprile 2007, della possibilità di sostituire le scorte di categoria II con prodotti di altre categorie.

In tale quadro, si è cercato di introdurre maggiore flessibilità per gli operatori per la copertura degli obblighi, attraverso la definizione di nuovi Accordi bilaterali per la tenuta delle scorte all’estero. Oltre all’iniziativa per la trasformazione del “*Gentlemen’s agreement*” in essere con l’Olanda in accordo ufficiale e la sua semplificazione, sono stati avviati i contatti per la conclusione di Accordi con ulteriori Paesi, quali Cipro, Malta, Danimarca e Ungheria.

In sede europea è attualmente in fase di presentazione una nuova proposta di Direttiva di modifica della disciplina comunitaria sulle scorte d’obbligo, volta ad omogeneizzare le disposizioni comunitarie con quelle prescritte dalla Agenzia Internazionale per l’Energia, nonché a prevedere un coinvolgimento diretto dei Governi dei Paesi membri per la tenuta delle scorte. Nelle intenzioni della Commissione europea la proposta dovrebbe essere approvata entro il 2008.

Infine, nel settembre 2007 è stata emanata dal Ministero dello Sviluppo Economico, dopo un lungo periodo di sperimentazione, la Circolare prevista dal Decreto Ministeriale del 7 gennaio 2003, attuativa dell’art. 5 del Decreto Legislativo n. 32/98, volta a dare indicazioni puntuali agli operatori sulle modalità di comunicazione delle capacità di transito e stoccaggio disponibili per i terzi.

Sempre su tale tema, alcune aziende integrate sono intervenute direttamente prevedendo impegni specifici sull’offerta a terzi di capacità disponibile (in parte già attuati), inseriti tra le misure previste per favorire la conclusione dell’istruttoria avviata dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato sul settore della distribuzione carburanti nel gennaio 2007.

#### 4.6 *L’autotrasporto merci*

A seguito della riforma del settore dell’autotrasporto merci, attuata dalla Legge n. 32/2005 e dal Decreto Legislativo n. 286/2005, che ha introdotto nel settore la “liberalizzazione regolata”, le associazioni rappresentative dei vettori hanno ricercato con l’Unione Petrolifera la possibilità di un accordo volontario, finalizzato a disciplinare i ruoli ed i rapporti operativi connessi con lo svol-

gimento del servizio, ma senza intervenire sugli aspetti economici. Particolare attenzione è stata posta ai comparti ed alle funzioni delle diverse figure coinvolte nel servizio di trasporto, nonché alla sicurezza della circolazione stradale e alla sicurezza sociale, temi sui quali, in base alla nuova normativa, vi è un coinvolgimento diretto anche del committente del trasporto.

Dopo un lungo confronto, nel novembre 2007 è stata sottoscritta, con la maggioranza delle Associazioni rappresentative dell'autotrasporto, un'ipotesi di accordo la cui efficacia è stata sospesa in attesa di verificare la sua piena compatibilità con le norme sulla disciplina della concorrenza e del mercato.

Durante il 2007, le Associazioni dei trasportatori hanno ripetutamente chiesto al Governo l'attuazione dell'Accordo siglato con il Governo il 7 febbraio 2007, che prevedeva una serie di misure a sostegno del settore, per la razionalizzazione, ristrutturazione e crescita dimensionale delle imprese, nonché una serie di impegni per favorire l'ammodernamento e la qualificazione del settore dell'autotrasporto.

Non ritenendo che il Governo avesse onorato le misure concordate, alcune Associazioni dei trasportatori hanno proclamato lo stato di agitazione sospesa a seguito del raggiungimento, a dicembre 2007, di un nuovo accordo di conferma degli impegni.

In tale ambito, con l'art. 22-septies della Legge n. 31/2008 (cosiddetto "Decreto milleproroghe"), è stata prevista la possibilità per il Governo di adottare, entro il 31 dicembre 2008, uno o più decreti legislativi recanti disposizioni integrative e correttive al Decreto Legislativo n. 286/2005 di liberalizzazione. Ciò potrebbe preludere all'inserimento di clausole legislative di protezione della categoria per quanto concerne il riconoscimento dei costi del servizio.

Il settore è stato, inoltre, interessato dall'attuazione delle Direttive europee (Decreto Legislativo n. 234/2007) in tema di organizzazione dell'orario di lavoro delle persone che effettuano operazioni mobili di autotrasporto. L'impatto di tali nuove disposizioni dipenderà anche dalle soluzioni che verranno individuate, nel rispetto dei limiti posti dalla Direttiva, nei contratti collettivi tra le aziende di autotrasporto e i lavoratori mobili dipendenti.

#### 4.7 *Rifornimento dei carburanti avio*

Facendo seguito all'attività avviata nel settembre 2006, l'ENAC<sup>(1)</sup> ha previsto anche nel 2007, con circolare del 13 aprile 2007, l'aggiornamento dei corrispettivi, per alcuni aeroporti, che possono essere richiesti ai fornitori di carburanti, sulla base del principio dell'effettiva e diretta connessione ai costi sostenuti per l'offerta del servizio.

Tale impostazione verrà seguita anche nel 2008, avendo l'ENAC confermato che per l'anno in corso continuerà a comunicare i costi sostenuti dal gestore per l'apprestamento di beni e servizi, alla cui copertura sono tenute le compagnie petrolifere.

L'ENAC, inoltre, ha emanato nel 2007 le Linee Guida recanti i criteri applicativi della Direttiva ministeriale, approvata dal CIPE il 15 giugno 2007, in materia di regolazione tariffaria dei servizi aeroportuali offerti in regime di esclusiva.

Nell'ambito delle misure destinate a garantire la sicurezza nei rifornimenti avio, il Ministero dell'Interno, congiuntamente ad ENAC, ha avviato un tavolo, allargato a tutti i soggetti interessati, per la revisione del Decreto Ministeriale 30 settembre 1985 in materia di disposizioni da osservare duran-

(1) ENAC – Ente Nazionale per l'Aviazione Civile.

te il rifornimento di carburanti agli aeromobili. La proposta tende a trasferire alcune responsabilità attinenti alla sicurezza del rifornimento dai Vigili del Fuoco ai soggetti che effettuano il rifornimento. Tale onere appare inaccettabile per le aziende rifornitrici, in quanto non trova corrispondenza con quanto avviene negli altri Paesi della Comunità.

#### 4.8 *Il mercato degli oli lubrificanti*

Nell'ambito delle attività specifiche relative al settore lubrificanti, è stato dato supporto alle aziende per l'attuazione del Regolamento REACH<sup>(1)</sup>, distinguendo tra le attività di produzione degli oli base e degli altri componenti idrocarburici, per i quali è necessaria la registrazione; l'attività di immissione in consumo di lubrificanti finiti, che rientrando nella categoria dei preparati, non richiedono la registrazione qualora le basi e gli additivi siano regolarmente registrati.

Nell'ambito del confronto con l'Agenzia delle Dogane per la telematizzazione degli adempimenti fiscali, una trattazione ad hoc è stata richiesta per il settore dei lubrificanti, tenuto conto che il loro regime impositivo esula dalle direttive comunitarie di armonizzazione fiscale dei prodotti petroliferi.

Il 27 giugno 2007 la Commissione europea ha dato il via alla seconda fase della procedura di infrazione, avviata nell'aprile 2006, sulle agevolazioni fiscali sugli oli rigenerati, con un parere motivato in cui rileva che lo Stato italiano, concedendo l'agevolazione fiscale agli oli lubrificanti rigenerati prodotti da oli usati raccolti in Italia e rifiutando di concedere la stessa agevolazione agli oli lubrificanti rigenerati prodotti da oli usati raccolti in altri

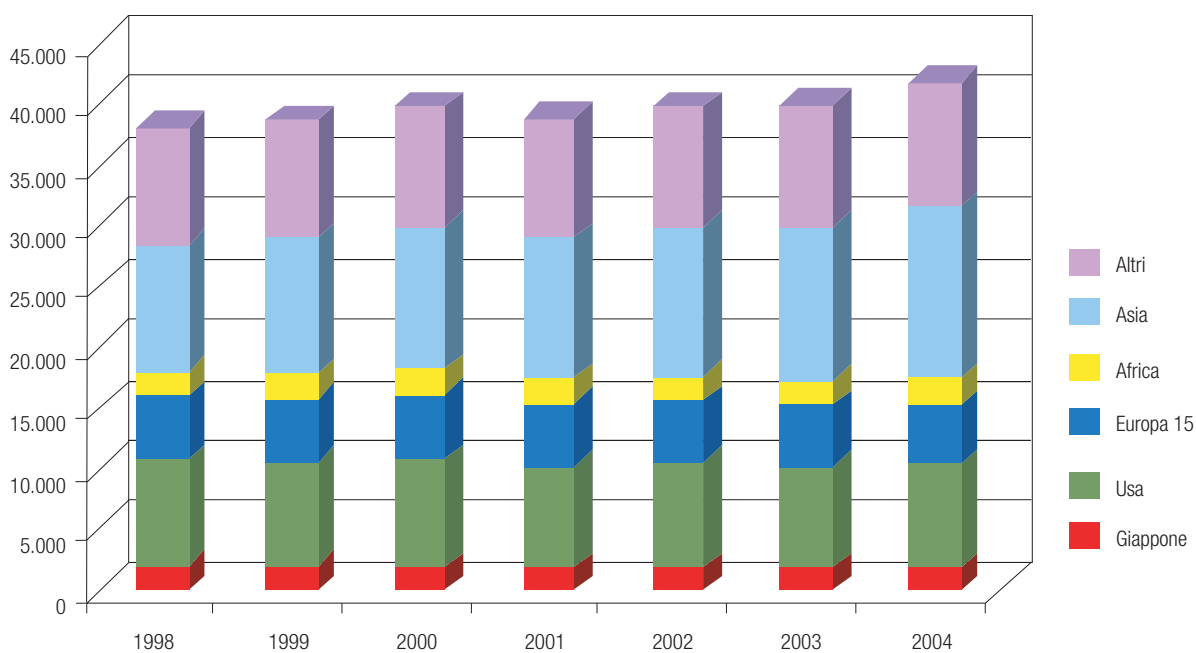
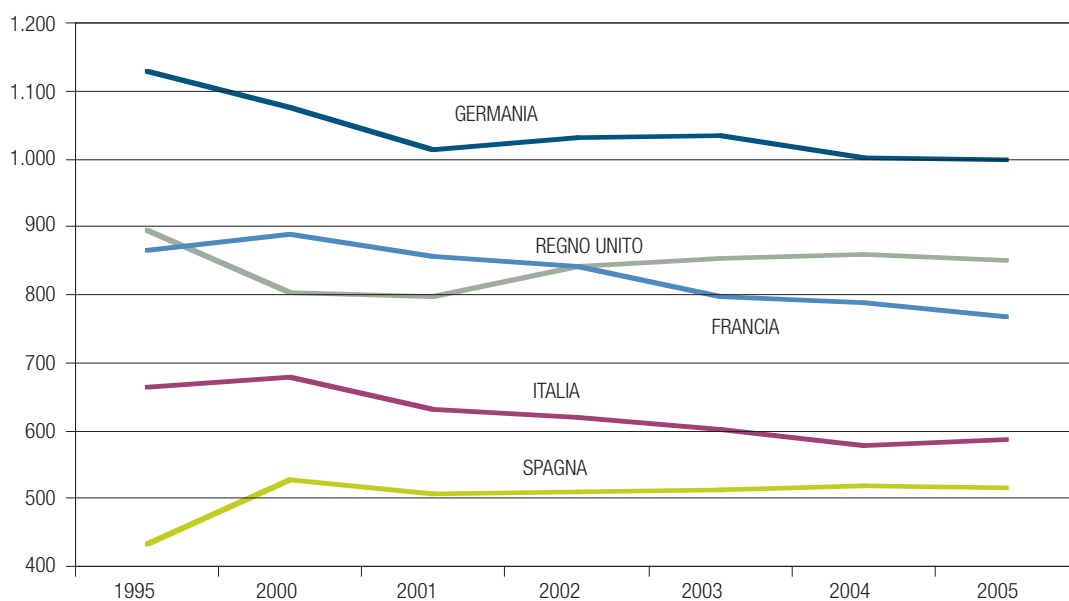
Stati membri, violerebbe l'art. 90 del Trattato della Comunità europea, discriminando i prodotti degli altri Stati membri rispetto ai propri. La Commissione ha quindi invitato le Autorità italiane ad adottare le disposizioni necessarie per conformarsi al parere motivato. In proposito le Autorità nazionali sono orientate ad individuare possibili modifiche della disciplina per evitare il deferimento dell'Italia alla Corte di Giustizia europea.

Il Governo, con la modifica del "Codice Ambientale", è poi intervenuto sul sistema dei Consorzi di raccolta e trattamento dei rifiuti pericolosi, con l'obiettivo di procedere ad un coinvolgimento di tutti i soggetti facenti parte della filiera degli oli usati. In particolare, per quanto attiene al Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati, con il Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, è stato modificato l'art. 236 del "Codice Ambientale", prevedendo una partecipazione paritetica al Consorzio di quattro categorie di imprese (produttori; rigeneratori; imprese impegnate nel recupero e raccolta di oli usati; imprese impegnate nella sostituzione e vendita di oli).

Il Consorzio degli oli usati dovrebbe ora adeguare il proprio Statuto a tali nuove prescrizioni entro ventiquattro mesi dalla entrata in vigore delle nuove norme, sulla base di uno schema tipo che dovrebbe essere redatto dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico, e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale entro centottanta giorni.

L'Unione Petrolifera ha espresso sia nelle sedi parlamentari che in quelle ministeriali le sue perplessità su tali modifiche che potrebbero introdurre elementi di inefficienza e di confusione in un sistema che ha avviato invece una gestione ottimale della raccolta ed utilizzo degli oli usati.

(1) REACH – Registration, Evaluation and Authorisation of Chemicals.

**Mondo - Consumi di oli lubrificanti per principali aree/Paesi (Migliaia di tonnellate)****Europa - Consumi di oli lubrificanti nei principali Paesi (Migliaia di tonnellate)**

Fonte: Unione Petrolifera su fonti varie

Infine, nel luglio 2007 l'Unione Petrolifera ha dedicato al mercato dei lubrificanti una specifica pubblicazione a carattere divulgativo, con l'intento di fornire al consumatore le conoscenze di base su questo tipo di prodotti e guidarlo nella scelta più indicata alle proprie esigenze.

#### *4.9 Class Action e pratiche commerciali scorrette*

La Legge Finanziaria del 2008 (Legge n. 244/2007), integrando il Codice del Consumo (Decreto Legislativo n. 206/2005), a partire dal 29 giugno di questo anno ha introdotto in Italia l'azione collettiva risarcitoria (cosiddetta "Class Action"), consistente nella trattazione, nell'ambito di un unico procedimento, di più domande di risarcimento da parte di consumatori o utenti verso un unico soggetto ritenuto responsabile della stessa tipologia di illecito lesiva dei diritti di una pluralità di persone. La norma è stata approvata dopo un acceso confronto parlamentare, sollevando più di una perplessità sulla sua reale efficacia.

L'azione collettiva, per le finalità che ha in altri Paesi che già la adottano, dovrebbe infatti essere tesa all'ottenimento di un diritto al risarcimento del potenziale danno ed alla restituzione delle somme indebitamente percepite, limitandosi però a rapporti giuridici relativi a contratti-tipo o di massa, ad atti illeciti extracontrattuali, a pratiche commerciali scorrette e a comportamenti anticoncorrenziali, sempre in relazione a fattispecie di acquisto o di consumo.

Le modalità di introduzione nel nostro ordinamento di questo nuovo strumento a tutela dei

consumatori, destano invece alcune serie preoccupazioni legate ad un possibile utilizzo distorto dello strumento, nonché riserve di carattere giuridico e procedurale.

Con i Decreti Legislativi n. 145/07 e n. 146/07 è stata data inoltre attuazione nell'ordinamento italiano alla Direttiva 2005/29/CE sulle pratiche commerciali sleali tra imprese e consumatori nel mercato interno, finalizzata ad omogeneizzare la disciplina della materia tra i vari Stati membri per non creare ostacoli alla transazioni transfrontaliere.

Nel recepimento della Direttiva, il legislatore è intervenuto solo sui temi non trattati o trattati diversamente dalla normativa nazionale. In particolare, il Decreto Legislativo n. 145/2007 contiene la disciplina di tutela dei professionisti dalla pubblicità ingannevole e dalle sue conseguenze sleali, nonché le condizioni di liceità della pubblicità comparativa nei rapporti tra concorrenti, riproducendo sostanzialmente i contenuti della precedente normativa in materia di pubblicità ingannevole e comparativa.

Con il Decreto Legislativo n. 146/2007, invece, si è intervenuti sostituendo alcuni articoli (dal 18 al 27) del Codice del Consumo sulle pratiche commerciali scorrette nei rapporti tra professionisti e consumatori, interessando qualsiasi azione, omissione, condotta o dichiarazione, comunicazione commerciale, ivi compresi la pubblicità ed il marketing, posta in essere da un professionista in relazione alla promozione, vendita o fornitura di un prodotto ai consumatori. Il provvedimento rafforza, inoltre, le competenze dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) al fine di rendere più rapido ed efficace l'eventuale intervento sanzionatorio.

### 5.1 Il gettito fiscale

Le entrate fiscali complessive dei prodotti petroliferi nel 2007 sono stimate pari a 36,540 miliardi di euro, in calo dell'1,1 per cento circa rispetto all'anno precedente. Esse sono derivate per 24,350 miliardi di euro dal gettito accise (-0,8 per cento) e per 12,100 da quello Iva (-1,6 per cento).

L'aumento di circa 300 milioni delle accise, derivante soprattutto dal gettito di altri prodotti diversi dai carburanti (+16,9 per cento) e dai gasoli (+0,4 per cento), la cui domanda è rimasta invariata, non ha compensato la contrazione delle accise sulle benzine (-500 milioni).

Per il 2007, la flessione complessiva del gettito si stima quindi in circa 400 milioni di euro.

### 5.2 La revisione della tassazione dei prodotti energetici

L'entrata in vigore, dal 1° luglio 2007, del Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, concernente il recepimento della Direttiva 2003/96, che ristrutturata il quadro della tassazione dei prodotti energetici ha introdotto le seguenti novità nel settore degli oli minerali:

- l'incremento dell'accisa del gasolio usato

#### Italia - La stima del gettito fiscale sugli oli minerali (Miliardi di euro)

	Imposta di fabbricazione / Accisa					Totale	Sovraimposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulle BENZINE	di cui quota riservata alle Regioni	sui GASOLI	sugli OLI COMB.LI	su altri prodotti				
1970	0,658		0,123	0,058	0,064	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,744	16,384	0,300	5,010	21,694
1995	12,586		8,862	0,724	1,198	23,370	0,374	6,972	30,716
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	22,886	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	23,665	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	24,042	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	25,413	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,048	22,843	0,164	9,813	32,820
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,223	23,503	0,140	9,658	33,301
2002	11,370	2,648	11,255	0,235	0,949	23,809	0,115	9,813	33,737
2003	11,000	2,379	11,800	0,230	1,540	24,570	0,126	10,050	34,746
2004	10,600	2,174	12,450	0,160	0,825	24,035	0,091	10,650	34,776
2005	9,950	2,032	13,050	0,150	1,343	24,493	0,085	11,630	36,208
2006	9,350	n.d.	13,500	0,160	1,536	24,546	0,090	12,300	36,936
2007	8,850	n.d.	13,550	0,155	1,795	24,350	0,090	12,100	36,540

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze; stime Unione Petrolifera dal 2001

come carburante da 416,00 a 423,00 euro per mille litri. Anche quest'aumento è stato rimborsato agli esercenti l'attività di autotrasporto che in tal modo continueranno ad avere un carico di accisa sul gasolio pari a 0,403 euro al litro;

❑ la nuova struttura di tassazione del gas naturale definita per scaglioni di consumo e non più per tariffe di uso;

❑ la tassazione degli oli vegetali solo nel caso in cui sono destinati ad essere utilizzati come combustibile e/o carburante;

❑ l'esenzione da imposta per gli oli vegetali non modificati chimicamente utilizzati per la produzione di energia elettrica.

Inoltre, in riferimento alla disciplina dei consumi interni, l'Agenzia delle Dogane ha chiarito alcune esclusioni dal campo di applicazione del tributo ed in particolare il consumo di prodotti energetici:

a) riferiti ad un impianto di produzione di idrogeno, che viene utilizzato per la desolforazione del gasolio in altre raffinerie al quale l'idrogeno viene avviato, senza soluzione di continuità, tramite idrogenodotto;

b) per l'attività di prove e messa a punto di impianti di produzione.

### 5.3 Oli minerali emulsionati e oli lubrificanti rigenerati

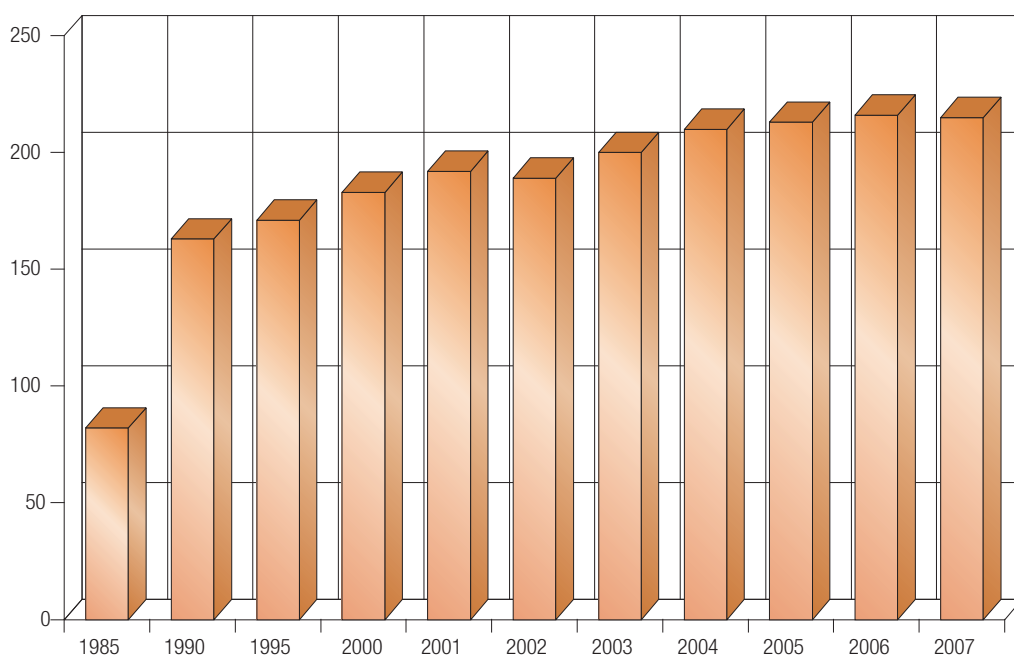
Lo scorso 18 ottobre la Commissione europea, con la Decisione C533/2007, ha rinnovato l'applicazione della riduzione del livello di tassazione dei prodotti petroliferi, gasolio ed olio combustibile, emulsionati con acqua, nell'ambito del programma della durata di sei anni (1° gennaio 2008-31 dicembre 2013).

In particolare, la Commissione ha ritenuto che il regime degli aiuti in questione è compatibile con la disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale. Infatti, benché i prodotti petroliferi in emulsione con acqua siano a base fossile, la Commissione ha tenuto conto dei benefici che determinano sotto il profilo ambientale applicando per analogia le disposizioni previste per favorire le energie rinnovabili.

La Commissione europea ha formalmente richiesto al Governo italiano, nella forma di parere motivato, di modificare la legislazione fiscale sugli oli lubrificanti rigenerati, provenienti da altri Stati membri, perché ritenuta discriminatoria in quanto assoggettati all'imposta di consumo in misura ordinaria anziché alla medesima aliquota agevolata che viene applicata agli oli rigenerati provenienti da oli esausti raccolti in Italia.

In particolare, la Commissione precisa che la Direttiva 75/439/CE autorizza gli Stati membri a concedere indennità alle imprese che raccolgono, eliminano o rigenerano gli oli usati per i servizi resi; tuttavia, quando tale obiettivo è conseguito mediante una riduzione delle imposte interne, gli Stati membri sono tenuti a prevedere un sistema fiscale non discriminante per i prodotti provenienti dagli altri Stati membri (art. 90 del Trattato di Roma).

Nel corso del 2007 le competenti autorità nazionali hanno iniziato i lavori per la revisione della normativa prevedendo l'istituzione contestuale di un contributo di carattere ambientale armonizzato con le norme comunitarie per l'attività di riciclaggio dell'olio lubrificante esausto raccolto in Italia.

**Italia - La raccolta degli oli usati** (Migliaia di tonnellate)


Fonte: Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati

#### 5.4 Operazioni di denaturazione degli oli minerali

L'emanazione delle nuove disposizioni regolamentari concernenti la semplificazione delle operazioni di denaturazione degli oli minerali, da utilizzare nel riscontro della percentuale di denaturante presente nei prodotti petroliferi denaturati, è stata procrastinata date le difficoltà che ancora oggi sussistono per definire i metodi di prova e di precisione standardizzati.

Il provvedimento, che entra in vigore il prossimo 7 luglio, dispone, nelle more della definizione analitica dei margini di tolleranza del denaturante, che l'operazione di denaturazione possa essere ritenuta conforme alle disposizioni vigenti se la presenza del denaturante risulta compresa tra il  $\pm 10$  per cento rispetto al quantitativo previsto.

Nel caso in cui il denaturante è costituito da un pacchetto di più componenti, il margine di tolleranza si applica a ciascun componente. Inoltre, per i gas di petrolio liquefatti la correttezza della denaturazione sarà verificata facendo ricorso a prove qualitative e quando possibile, sulla base dei dati forniti dai sistemi di gestione delle operazioni di denaturazione.

L'entrata in vigore del provvedimento, armonizzando le varie modalità di denaturazione (in serbatoio, sulle linee di movimentazione e sulle baie di carico) per tutti gli usi agevolati dei prodotti petroliferi, consentirà lo stoccaggio promiscuo con contabilità separata del gasolio motopesca con quello per usi agricoli, come del resto confermato dalla stessa Agenzia delle Dogane con la Risoluzione del 15 febbraio 2008 (prot. n. 585) relativa ad un quesito sollevato dall'Unione Petrolifera.

### 5.5 Revisione delle imposte sui carburanti

In base alla Legge Finanziaria 2007 nel caso di mancato rispetto del patto di stabilità da parte delle Regioni e delle Province autonome di Trento e Bolzano, per il triennio 2007-2009 si applica automaticamente a livello locale l'imposta regionale sulla benzina nella misura di 0,0258 euro litro e, laddove è già in vigore, si applica l'ulteriore

aumento di 0,0129 euro al litro. Diverse Regioni a statuto ordinario sono ricorse alla delega concessa dall'art. 17 del Decreto Legislativo n. 398/90.

Dal 1° gennaio del 2008, la Regione Marche, con la Legge 27 dicembre 2007, n. 10, ha istituito l'imposta regionale sulla benzina di 0,0200 euro per litro. Contemporaneamente, anche la Regione Puglia, con la Legge Regionale 31 dicembre 2007,

#### Europa - Accise in vigore ad aprile 2008

	(Euro/000 litri)				(Euro/000 kg)	
	Benzina eurosUPER 95	Gasolio Auto	Gasolio Riscaldamento	GPL Auto	O.C. Btz	O.C. Atz
Austria	476,56	386,42	108,32	101,02	67,70	—
Belgio	613,97	317,89	18,49	—	15,00	—
Cipro	309,36	255,70	135,43	—	24,88	24,88
Danimarca	549,92	366,44	286,41	—	338,55	—
Estonia	359,86	330,11	61,35	69,92	15,02	—
Finlandia	611,31	330,12	80,66	—	64,50	—
Francia	606,10	427,89	56,60	59,90	18,50	18,50
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	25,00	—
Grecia	368,67	314,77	21,00	99,78	19,00	19,00
Irlanda	442,68	368,06	52,12	53,01	18,46	18,46
Italia	564,00	423,00	403,21	125,27	31,39	63,75
Lettonia	274,27	255,20	21,51	124,84	—	15,78
Lituania	167,60	274,27	21,13	66,32	15,06	15,06
Lussemburgo	462,09	302,00	10,00	54,04	15,00	—
Malta	309,81	245,50	13,98	—	—	13,97
Olanda	664,90	380,40	216,84	54,60	32,11	—
Polonia	485,84	351,55	68,72	132,45	17,58	17,58
Portogallo	582,95	364,41	176,18	55,50	15,30	28,12
Regno Unito	638,27	638,27	122,84	89,25	117,96	61,08
Repubblica Ceca	474,56	398,80	64,02	86,61	18,93	18,93
Slovacchia	487,80	456,33	21,90	132,81	24,77	24,77
Slovenia	359,00	302,00	53,50	76,67	52,52	—
Spagna	407,48	311,27	86,18	32,47	15,00	15,00
Svezia	569,20	447,92	392,69	89,25	421,64	—
Ungheria	424,91	351,00	351,00	102,48	27,44	27,44

Fonte: Unione Europea, DG Tren

**Italia - I nuovi livelli delle accise**

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore dal 1° gennaio 2008

Prodotti	Importo	Unità di misura
a) Benzina	564,00000	1000 lt
b) Olio da gas o Gasolio usato come carburante	423,00000	1000 lt
usato come combustibile per riscaldamento	403,21000	1000 lt
c) Petrolio lampante o cherosene usato come carburante	337,49064	1000 kg
usato come combustibile per riscaldamento	337,49064	1000 kg
d) Gas di petrolio liquefatti GPL usato come carburante	125,27350	1000 lt
usato come combustibile per riscaldamento	189,94458	1000 kg
e) Gas Metano		
1) per autotrazione	0,00291	m <sup>3</sup>
2) per usi industriali	0,12498	m <sup>3</sup>
3) per combustibili usi civili:		m <sup>3</sup>
a) Tariffa T1 usi domestici cottura acqua calda	0,03865	m <sup>3</sup>
b) Tariffa T2 riscaldamento individuale	0,04630	m <sup>3</sup>
c) altri usi civili	0,17320	m <sup>3</sup>
4) Consumi ex art. 1 DPR n. 218/78 (T.U. mezzogiorno)		
b) Tariffa T1 e Tariffa T2	0,03865	m <sup>3</sup>
c) altri usi civili	0,12422	m <sup>3</sup>
f) Oli combustibili per riscaldamento ad alto tenore di zolfo (ATZ)	128,26775	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	64,24210	1000 kg
g) Oli combustibili per uso industriale ad alto tenore di zolfo (ATZ)	63,75351	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	31,38870	1000 kg
h) Lubrificanti	842,00000	1000 kg
i) Bitumi di petrolio	30,99000	1000 kg

n. 184, ha adottato con medesima decorrenza l'imposta in esame per un importo pari a 0,0258 euro per litro.

Attualmente il tributo in esame è applicato in cinque Regioni e riguarda circa 4.500 impianti di distribuzione stradale di carburanti, con un gettito di complessivo di circa 71 milioni di euro.

Regione	Imposta €/lt	Anno	Impianti <sup>(1)</sup>
Campania	0,0258	01/01/2004	1.739
Molise	0,0258	01/01/2006 <sup>(2)</sup>	142
Liguria	0,0258	01/02/2006	572
Puglia	0,0258	01/01/2008	1.232
Marche	0,0200	01/01/2008	708

### 5.6 Telematizzazione della contabilità fiscale

In esecuzione delle norme di legge sulla telematizzazione della contabilità fiscale sono state emanate Direttive relative a:

1. dichiarazione annuale del gas naturale e di quella per l'energia elettrica;
2. dati relativi alla contabilità dei prodotti energetici compresi i lubrificanti ed i bitumi, degli esercenti raffinerie e depositi di stoccaggio. L'obbligo decorre dal 1° giugno 2008 per i depositari autorizzati; dal 1° gennaio 2009 per i depositi commerciali e per gli oli lubrificanti e bitumi;
3. documenti di circolazione dei prodotti in regime sospensivo a decorrere dal 1° aprile 2009 e quelli per i prodotti ad imposta assolta a partire dal successivo 1° ottobre 2009.

In particolare, l'Agenzia delle Dogane dalla fine dello scorso anno ha avviato la sperimentazione

(1) Numero impianti del campione UP al 31 dicembre 2006. Vedi tabella pag. 54.

(2) Era 0,0235 €/litro fino al 31 dicembre 2005.

(3) Excise Movement and Control System.

della trasmissione del prospetto riepilogativo di movimentazione dei prodotti a cura del depositario autorizzato. In questa fase, alla quale partecipano la raffineria API di Falconara, la raffineria IPLOM di Busalla, il deposito fiscale SIGEMI di Arquata, il deposito fiscale BP di Cornareto ed i depositi fiscali ENI Refining & Marketing di Gaeta e di Rho, è stata rilevata da parte degli operatori l'esigenza di una maggiore armonizzazione tra le norme regolamentari ed il contenuto delle informazioni richieste dai tracciati *records* di trasmissione.

Il progetto di trasmissione telematica dei documenti di trasporto rientra nell'ambito dello sviluppo del Sistema comunitario di Monitoraggio dei movimenti e del Controllo dei prodotti soggetti ad accisa (Progetto EMCS)<sup>(3)</sup>, i cui lavori dovrebbero iniziare nel corso del 2008.

### 5.7 La Legge Finanziaria 2008 – Norme di rilevanza doganale

Nell'ottica del processo di semplificazione amministrativa, la Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge Finanziaria 2008), ha previsto (all'articolo 1, comma 119) che gli operatori doganali possano effettuare il pagamento o il deposito dei diritti doganali mediante bonifico bancario o postale. A tal fine è stata autorizzata l'apertura di una contabilità speciale presso la Banca d'Italia. La disposizione consentirà alle aziende di centralizzare la gestione del versamento dei diritti doganali (dazi, imposta sul valore aggiunto all'importazione, diritti marittimi, ecc.).

La stessa legge dispone inoltre che dal 1° gennaio 2008, in armonia con la Direttiva CE 96/2003, ai prodotti energetici destinati alle forze armate nazionali venga riconosciuta solo una riduzione

dell'aliquota ordinaria anziché l'esenzione totale concessa per quelli destinati alle forze armate di qualsiasi Stato che sia parte contraente del Trattato del Nord Atlantico. Restano esentati totalmente solo i rifornimenti ai mezzi aeronavali.

Inoltre, allo scopo di compensare il maggior gettito dell'imposta sul valore aggiunto derivante dalle eventuali variazioni del petrolio greggio, la legge ha concesso delega al Ministro dell'Economia e delle Finanze di concerto con quello dello Sviluppo Economico, di variare le aliquote di accisa afferenti ai prodotti energetici impiegati come carburanti o come combustibili per riscaldamento per usi civili.

Ciò ha permesso di disporre un Decreto di riduzione delle aliquote di accisa sui carburanti, entrato in vigore il 20 marzo 2008 e valido fino al 30 aprile 2008. In particolare, è stata disposta una riduzione di accisa di 16,83 centesimi di

euro per mille litri per gli usi di carburazione del gasolio, della benzina e del gas di petrolio liquefatto e la detassazione totale del gas naturale per uso autotrazione. Ciò ha determinato un riavvicinamento dell'aliquota del gasolio autotrazione (406,17 euro per mille litri) a quella del gasolio per riscaldamento (403,21 euro per mille litri).

Nel settore dell'autotrasporto, la Legge Finanziaria 2008 prevede che le economie sulle autorizzazioni di spesa del bilancio statale relative alle agevolazioni vigenti a favore dell'autotrasporto, derivanti la riduzione di aliquota sul gasolio, saranno destinate in un apposito fondo da utilizzare per interventi a sostegno di tale settore.

Infine, dal 2008 sono state raddoppiate le aliquote della tassa sulle emissioni sia per l'anidride solforosa, da 53,20 a 106,00 euro per tonnellata, che per gli ossidi di azoto, da 104,84 a 209,00, con un aggravio di costi a carico delle aziende.

### 6.1 La nuova disciplina dei biocarburanti

La Legge Finanziaria 2007, modificando la Legge n. 81/2006, ha allineato gli obiettivi indicati al 2010 per i biocarburanti a quelli previsti dalla Direttiva 2003/30 (5,75 per cento su base energetica) ed ha fissato una quota minima vincolante dell'1 per cento per il 2007 e del 2 per cento per il 2008. A fine 2007, con la Legge Finanziaria 2008 è stata fissata la quota minima obbligatoria per il 2009 al valore del 3 per cento, sempre su base energetica. I decreti attuativi previsti dalla Legge Finanziaria 2007, volti a regolamentare le procedure per la verifica del rispetto degli obblighi, le condizioni per lo sviluppo prioritario del mercato dei biocarburanti provenienti da intese di filiera e le sanzioni da applicare per il mancato raggiungimento degli obblighi, sono ancora in via di emanazione.

Tale mancata emanazione, unitamente alle difficoltà operative derivanti dai controlli fiscali introdotti dall'Agenzia delle Dogane con la circolare del marzo 2007, modificata, non in modo risolutivo, da una nuova circolare del giugno 2007, hanno fatto sì che i quantitativi di biofuels

utilizzati nel 2007 non solo siano stati decisamente modesti rispetto alla quota dell'1 per cento prevista dalla normativa, ma siano anche stati decisamente inferiori a quelli utilizzati negli anni precedenti su base volontaria (250.000 tonnellate per il biodiesel).

In particolare, i maggiori problemi riscontrati sono riconducibili al controllo del contingente agevolato in presenza di un regime agevolato ed uno ad accisa piena ed alla gestione del prodotto già additivato nei trasferimenti presso i depositi fiscali in sospensione di accisa. Le difficoltà operative relative al doppio regime fiscale sono state superate alla fine della 2007 con la Legge n. 222/07, sebbene permangano, soprattutto a livello di organi periferici, modalità di controllo difformi sulla base di interpretazioni dubbie.

A livello comunitario, va rilevato che nel mese di gennaio la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte su cambiamento climatico ed energia comprendente una proposta di Direttiva per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili, con l'introduzione al 2020 di un obiettivo vincolante del 20 per cento del fabbisogno di energia

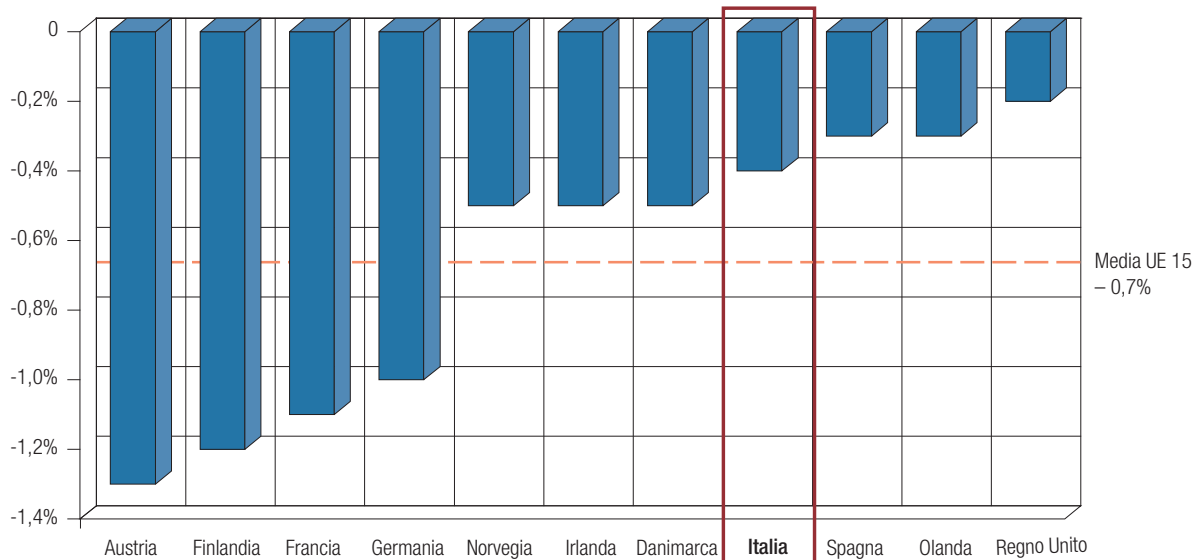
#### Italia - La qualità dei carburanti distribuiti sul territorio nazionale nell'anno 2007(\*) (Migliaia di tonnellate)

	BENZINA RETE TOTALE		GASOLIO RETE TOTALE	
	Contenuto max di zolfo 50 mg/kg	Contenuto max di zolfo 10 mg/kg	Contenuto max di zolfo 50 mg/kg	Contenuto max di zolfo 10 mg/kg
NORD OVEST (Piemonte, V. Aosta, Liguria, Lombardia)	2.506	591	3.758	558
NORD EST (Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Veneto, Emilia Romagna)	2.190	96	3.276	334
CENTRO (Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo)	2.517	175	3.659	335
SUD (Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria)	1.758	123	2.811	181
ISOLE (Sicilia, Sardegna)	1.233	66	1.457	91
<b>TOTALE ITALIA</b>	<b>10.204</b>	<b>1.051</b>	<b>14.961</b>	<b>1.499</b>

(\*) In base al Decreto Ministeriale 3 febbraio 2005, art. 4.  
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

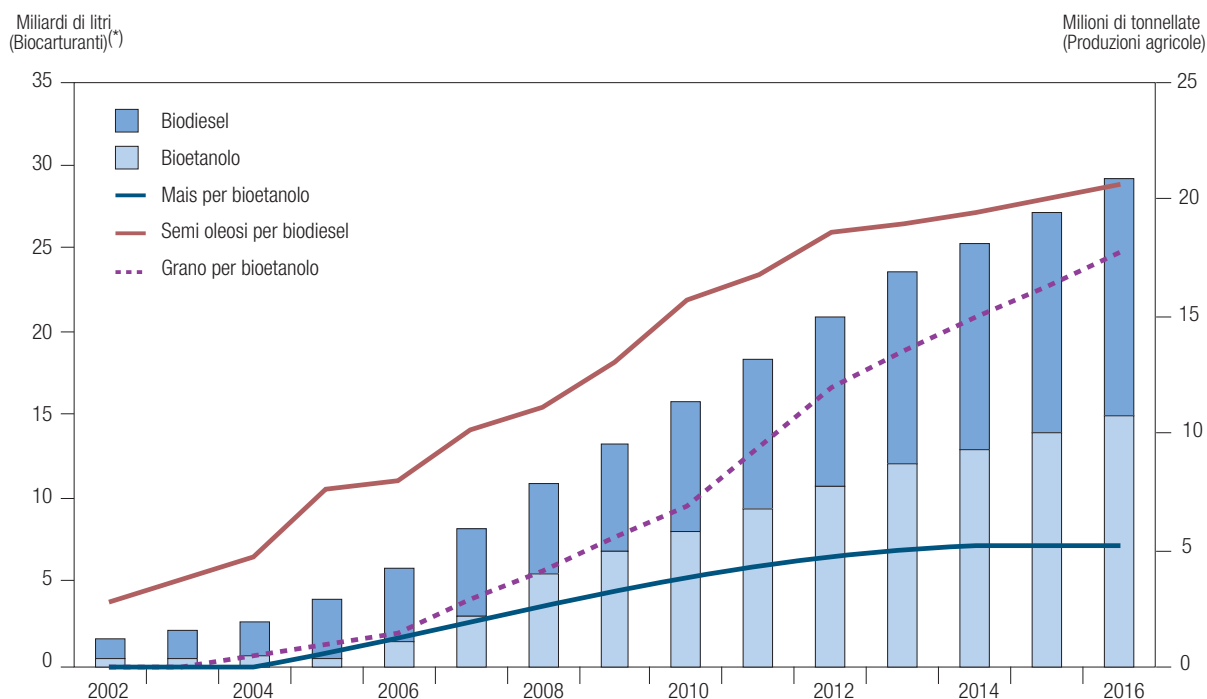
**Europa - Emissioni gassose delle autovetture** (Valori in g/km)

NORMATIVE	Massa di ossido di carbonio (CO)		Massa di idrocarburi (HC)		Massa di ossido di azoto (NOX)		Massa combinata di HC e NOX		Massa di particolato (PM)	Data omologazione	Data immatricolazione
	benzina	diesel	benzina	diesel	benzina	diesel	benzina	diesel	diesel		
Direttiva 91/441-93/59 (Euro 1)	2,72	2,72	—	—	—	—	0,97	0,97	0,140	1° lug. 1992	1° gen. 1993
Direttiva 94/12-96/69-98/77 (Euro 2)	2,20	1,00	—	—	—	—	0,50	0,70	0,080	1° gen. 1996	1° gen. 1997
Direttiva 98/69A-2003/76A (Euro 3)	2,20	0,64	0,2	—	0,15	0,50	—	0,56	0,050	1° gen. 2000	1° gen. 2001
Direttiva 98/69B-2003/76B (Euro 4)	1,00	0,50	0,1	—	0,08	0,25	—	0,30	0,025	1° gen. 2005	1° gen. 2006
Regolamento 715/2007 (Euro 5)	1,00	0,50	0,1	—	0,06	0,18	—	0,23	0,005	1° set. 2009	1° gen. 2011
Regolamento 715/2007 (Euro 6)	1,00	0,50	0,1	—	0,06	0,08	—	0,17	0,005	1° set. 2014	1° set. 2015

**Europa - Riduzione percentuale annua dei consumi specifici del parco circolante automobilistico fra il 1990 e il 2004**


Fonte: Enerdata su dati Mure, Odyssee

### Europa - Sviluppo dei biocarburanti basato sull'utilizzo di cereali, semi oleosi ed importazioni



(\*) I dati su bioetanolo e biodiesel ante 2006 si riferiscono alla produzione, mentre quelli dal 2006 in poi ai consumi.  
 Fonte: Commissione UE, Segretariato OCSE, 2007

da soddisfare con fonti rinnovabili, nonché un obbligo di un valore minimo del 10 per cento di biofuels, da calcolare sempre su base energetica.

Il settore petrolifero giudica tale obiettivo del 10 per cento ambizioso e di difficile realizzazione, per la criticità che i biocarburanti di prima generazione hanno determinato. Sarà pertanto necessario rivedere la proposta su basi più realistiche e sostenibili in termini ambientali ed economici.

### 6.2 Impiego agevolato dei biocarburanti

In relazione alle nuove disposizioni della Legge Finanziaria 2008 per la gestione dell'utilizzo del contingente agevolato di biodiesel, l'Agenzia delle Dogane ha dovuto disporre un sistema di vigilanza stringente presso gli utilizzatori (raffine-

rie e depositi di stoccaggio) basato sulla destinazione finale della miscela gasolio-biodiesel fino al 5 per cento immessa in consumo. Per rendere più flessibile la gestione del predetto contingente, il legislatore, nell'ambito della conversione in legge del Decreto-legge n. 159/07, ha sostanzialmente modificato l'art. 22 del Decreto Legislativo n. 504/95 semplificando le modalità di fruizione dell'agevolazione sul contingente in esame, concessa "al fine di compensare i maggiori costi legati alla produzione" del biodiesel. E' stato altresì disposto il riconoscimento del beneficio all' esercente l'impianto che procede alla miscelazione del biodiesel con il gasolio, anziché al soggetto che effettua l'immissione in consumo.

Si è ancora in attesa dell'emanazione del regolamento del Ministro dell'Economia e delle Finan-

ze relativo all'incremento del contingente agevolato di biodiesel finanziato dall'attribuzione della metà degli importi del contingente ad valorem di bioetanolo non utilizzato per gli anni 2005 e 2006, come previsto dalla Legge Finanziaria 2007.

Inoltre il 23 ottobre 2007 la Commissione europea ha autorizzato il programma di agevolazioni per il bioetanolo per il triennio 2005-2007, pari ad un valore annuale di 73 milioni di euro. Il 28 dicembre, l'Agenzia delle Dogane ha provveduto ad assegnare le quote di contingente per il 90 per cento all'ETBE. Considerato che le norme dell'ordinamento interno non dispongono un periodo transitorio, al momento le ditte assegnatarie non sono ancora in grado di usufruire delle assegnazioni ricevute. Il programma triennale 2008-2010 ancora non è stato autorizzato dalla Commissione europea.

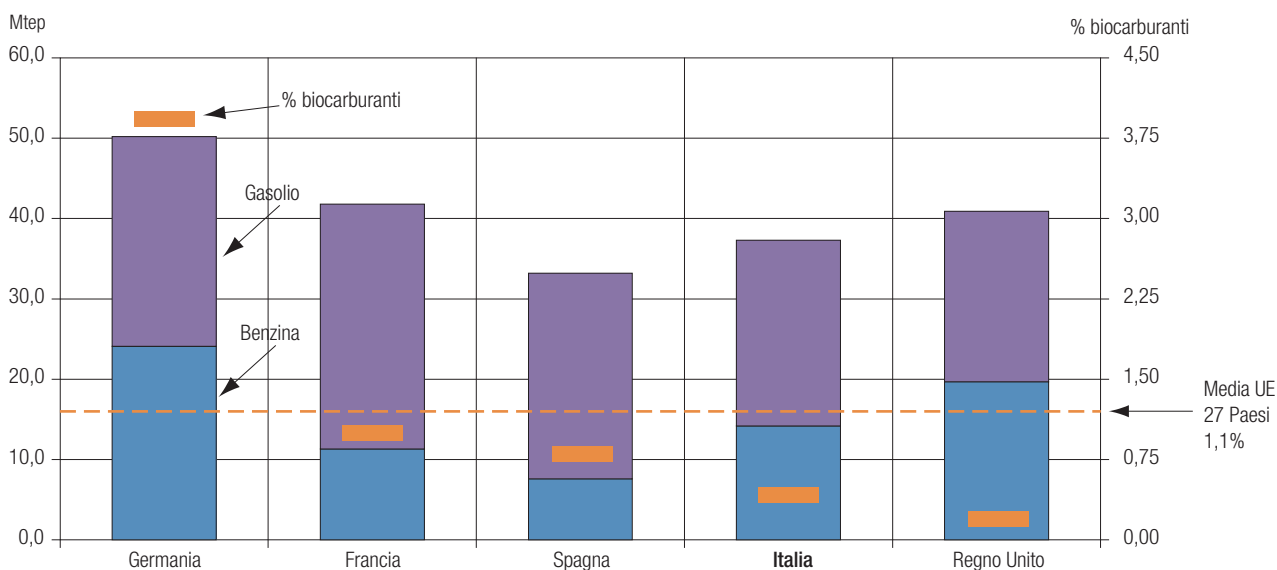
In considerazione degli assetti produttivi e logistici degli impianti petroliferi e delle prassi di

tutela erariale, per l'uso tal quale del bioetanolo, come additivo della benzina, lo scorso dicembre è stata presentata all'Agenzia delle Dogane una procedura operativa di additivazione direttamente sulle linee di caricazione degli stabilimenti di produzione e dei depositi fiscali di stoccaggio che immettono in consumo il prodotto, al fine di evitare duplicazioni negli adempimenti. Si è in attesa di una risposta positiva che possa consentire la necessaria programmazione degli investimenti.

### 6.3 L'attività CEN sui biocarburanti

In vista degli obblighi di additivazione di biocarburanti previsti per il prossimo futuro, il Comitato Europeo di Normazione (CEN) ha ricevuto dalla Commissione europea il mandato di modificare la specifica EN 590 (gasolio) per includere fino al 10 per cento il biodiesel. Parallelamente, sono state avviate, e sono tuttora in corso, le valu-

**Europa - Consumi di benzina e gasolio auto e percentuale di biocarburanti nel 2005**



Fonte: Eurostat, dicembre 2007

tazioni per la modifica da apportare alla specifica EN 228 (benzina) per includere il bioetanolo fino al 10 per cento.

Per quanto riguarda il biodiesel, si sta altresì intervenendo anche sulla specifica tecnica di riferimento, la UNI EN 14214, per consentirne l'uso in autotrazione in miscela con gasolio per valori superiori al 5 per cento in volume. Oltre alle miscele B10, è emersa l'esigenza di elaborarne anche una specifica per il B7 (biodiesel in miscela con gasolio al 7 per cento in volume) per rendere coerente gli obblighi di legge con la normativa tecnica.

Per entrambe le specifiche il parametro più critico è risultato essere la stabilità delle miscele all'ossidazione. Sul limite di specifica da introdurre, va rilevata una diversa valutazione tra industria motoristica e industria petrolifera. In particolare, il settore petrolifero ritiene che l'attuale livello è adeguato e non ritiene necessario alcun inasprimento della specifica.

Per il bioetanolo, dopo la pubblicazione della norma EN 15376 che ne fissa le caratteristiche per l'additivazione fino al 5 per cento nelle benzine, è allo studio la specifica per le additivazioni a valori più alti: dal 10 per cento in volume fino ai valori previsti dalla miscela E85 (85 per cento di bioetanolo e 15 per cento benzina).

#### *6.4 La qualità dei bunker per usi navali*

Il 10 novembre 2007 è entrata in vigore la nuova normativa in materia di qualità del bunker, prevista dalla Direttiva 2005/33/CE (Decreto Legislativo n. 205/07). A partire da tale data le navi passeggeri che effettuano un servizio di linea proveniente da o dirette ad un porto di un Paese dell'Unione europea, devono utilizzare nelle acque territoriali, nelle zone economiche esclusive e nelle zone di protezione ecologica, appartenenti all'Italia, combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo non superiore all'1,5 per cento in massa.

### 7.1 Emission Trading. Il Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012

Con la Decisione del maggio 2007, la Commissione europea ha imposto un taglio di quasi 14 milioni di tonnellate al piano italiano di allocazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012 (PNA2)<sup>(1)</sup> presentato dalle autorità italiane nel dicembre 2006 che prevedeva originariamente una assegnazione di 209 milioni di tonnellate portato poi a 197 milioni.

Ciò poiché l'Italia non sarebbe stata in condizione di realizzare programmi convincenti di ridu-

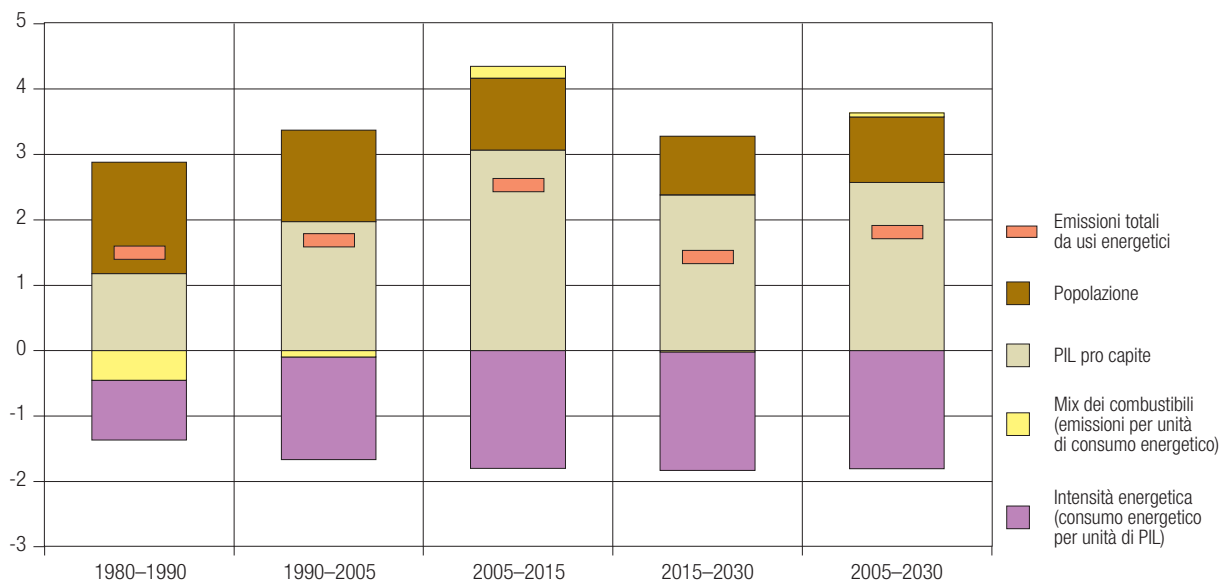
(1) PNA - Piano Nazionale Allocazione delle quote di CO<sub>2</sub>;  
PNA1 - Per il periodo 2005-2007;  
PNA2 - Per il periodo 2008-2012

zione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per il raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto, nei comparti non regolati dalla Direttiva Emission Trading quali quello del residenziale e dei trasporti.

Nel dicembre 2007 il nuovo PNA2, con la ripartizione del taglio di 14 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> chiesto da Bruxelles, è stato ufficializzato e sottoposto a consultazione pubblica (60 giorni) e quindi adottato ufficialmente nel mese di marzo 2008. Per la raffinazione è stato deciso di procedere con un ulteriore taglio di un milione di tonnellate rispetto al piano precedente (PNA1 per il periodo 2005-2007).

L'allocazione complessiva del settore è stata così portata al valore di 19 milioni di tonnellate che, sulla base dell'analisi dei consumi registrati nel 2007, comporterà un deficit di quote stimato

#### Mondo - Contributo dei diversi fattori alla crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub> da usi energetici (Variazione percentuale media annua)



Fonte: FMI, World Economic Outlook, aprile 2008

**Europa - Piani Nazionali di Allocazione approvati dalla Commissione Europea**  
(Milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>)

Stato membro	Limite del 1° periodo	Emissioni accertate 2005	Limite proposto 2008-2012	Limite approvato 2008-2012	Emissioni supplementari 2008-2012 <sup>(1)</sup>	Limite di crediti da progetti di Attuazione congiunta (JI) Meccanismi di sviluppo pulito (CDM) in % <sup>(2)</sup>
Austria	33	33,4	32,8	30,7	0,35	10
Belgio	62,1	55,58 <sup>(3)</sup>	63,3	58,5	5	8,4
Repubblica Ceca	97,6	82,5	101,9	86,8	n.d.	10
Estonia	19	12,62	24,38	12,72	0,31	—
Francia	156,5	131,3	132,8	132,8	5,1	13,5
Ungheria	31,3	26	30,7	26,9	1,43	10
Germania	499	474	482	453,1	11	12
Grecia	74,4	71,3	75,5	69,1	n.d.	9
Irlanda	22,3	22,4	22,6	21,15	n.d.	21,91
<b>Italia</b>	<b>223,1</b>	<b>225,5</b>	<b>209</b>	<b>195,8</b>	<b>n.d.<sup>(4)</sup></b>	<b>14,99</b>
Lettonia	4,6	2,9	7,7	3,3	n.d.	5
Lituania	12,3	6,6	16,6	8,8	0,05	8,9
Lussemburgo	3,4	2,6	3,95	2,7	n.d.	10
Malta	2,9	1,98	2,96	2,1	n.d.	da determinare
Olanda	95,3	80,35	90,4	85,8	4	10
Polonia	239,1	203,1	284,6	208,5	6,3	10
Regno Unito	245,3	242,4 <sup>(6)</sup>	246,2	246,2	9,5	8
Slovacchia	30,5	25,2	41,3	30,9	1,7	7
Slovenia	8,8	8,7	8,3	8,3	n.d.	15,76
Spagna	174,4	182,9	152,7	152,3	6,7 <sup>(5)</sup>	ca. 20
Svezia	22,9	19,3	25,2	22,8	2	10
<b>Totale</b>	<b>2.057,8</b>	<b>1.910,66 <sup>(7)</sup></b>	<b>2.054,92</b>	<b>1.859,27</b>	<b>53,44</b>	<b>—</b>

(1) I dati riportati nella presente colonna comprendono le emissioni di impianti che sono entrati nel sistema di scambio nel periodo 2008-2012 a seguito di un ampliamento del campo di applicazione deciso dagli Stati membri, ma non i nuovi impianti che hanno aderito al sistema in settori che erano già presenti nel primo periodo di scambio delle quote.

(2) Il limite JI/CDM è espresso come percentuale del limite imposto allo Stato membro e indica in che misura le imprese, per compensare le proprie emissioni, possano restituire crediti JI o CDM anziché quote del sistema UE di scambio. I crediti in questione derivano da progetti di riduzione delle emissioni eseguiti in Paesi terzi in applicazione dei meccanismi di flessibilità previsti dal protocollo di Kyoto e noti come Attuazione congiunta e Meccanismo di sviluppo pulito.

(3) Inclusi gli impianti che il Belgio ha deciso di escludere provvisoriamente dal sistema nel 2005.

(4) L'Italia deve inserire ulteriori impianti. Il quantitativo delle emissioni supplementari non è ancora noto in questa fase.

(5) Ulteriori impianti ed emissioni per oltre 6 milioni di tonnellate sono già stati inseriti dal 2006.

(6) Le emissioni accertate del 2005 non comprendono quelle di impianti che tale Paese ha deciso di escludere provvisoriamente dal sistema nel 2005 ma che saranno prese in conto nel periodo 2008 -2012 e che sono stimate in circa 30 milioni di tonnellate.

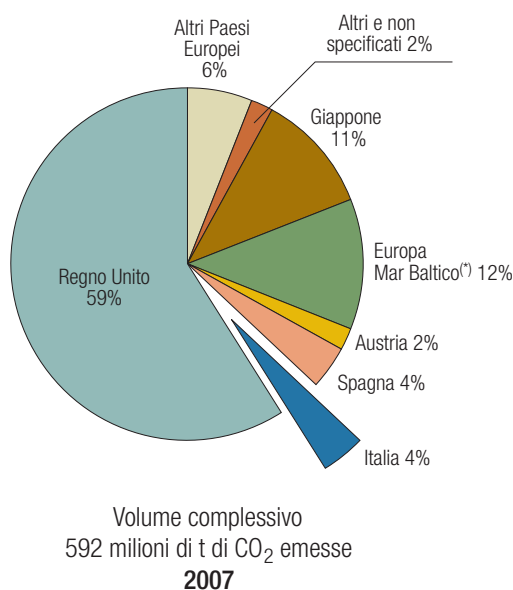
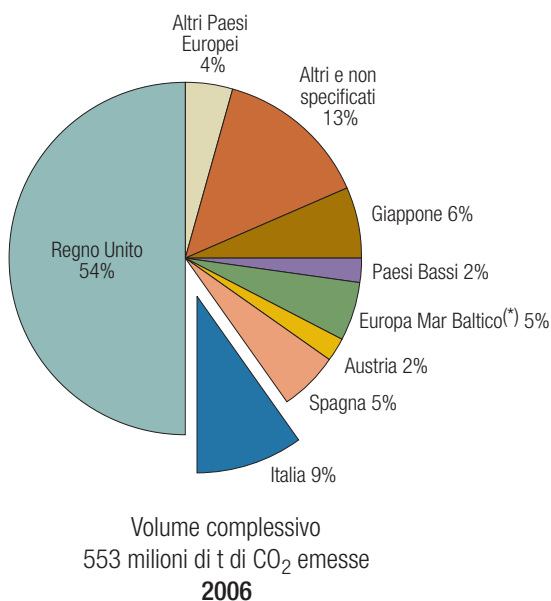
(7) Il totale delle emissioni accertate del 2005 non comprendono quelle di impianti che il Regno Unito ha deciso di escludere provvisoriamente dal sistema nel 2005 ma che saranno prese in conto nel periodo 2008 -2012 e che sono stimate in circa 30 milioni di tonnellate.

### Mondo - Le quantità fisiche ed economiche del mercato dei gas serra

	2006		2007	
	Volumi (Milioni di t di CO <sub>2</sub> emesse)	Valori (Milioni di \$)	Volumi (Milioni di t di CO <sub>2</sub> emesse)	Valori (Milioni di \$)
PERMESSI				
ETS Unione Europea	1.104	24.436	2.061	50.097
New South Wales	20	225	25	224
Chicago Climate Exchange	10	38	23	73
<b>Totale</b>	<b>1.134</b>	<b>24.699</b>	<b>2.109</b>	<b>50.394</b>
TRANSAZIONI BASATE SUI PROGETTI				
Prima Clean Development Mechanism	537	5.804	551	7.426
Secondo Clean Development Mechanism	25	445	240	5.451
Joint Implemetation	16	141	41	499
Altri accordi in rispetto dei limiti emissione e volontari	33	146	42	265
<b>Totale</b>	<b>611</b>	<b>6.536</b>	<b>874</b>	<b>13.641</b>
<b>Totale mercato CO<sub>2</sub></b>	<b>1.745</b>	<b>31.235</b>	<b>2.983</b>	<b>64.035</b>

Fonte: World Bank, 2008

### Mondo - Paesi acquirenti Clean Development Mechanism e Joint Implementation (Percentuali dei volumi acquistati, accordati fino al 2012)



(\*) Comprende Finlandia, Svezia, Norvegia, Germania, Danimarca e Islanda.

Fonte: World Bank, 2008

in 4-4,5 milioni di tonnellate, destinato ad accrescersi negli anni successivi. Saranno quindi inevitabili pesanti ricadute sui costi industriali del settore della raffinazione, con conseguente problema di competitività verso il resto d'Europa, ove i settori della raffinazione hanno ricevuto allocazioni non penalizzanti.

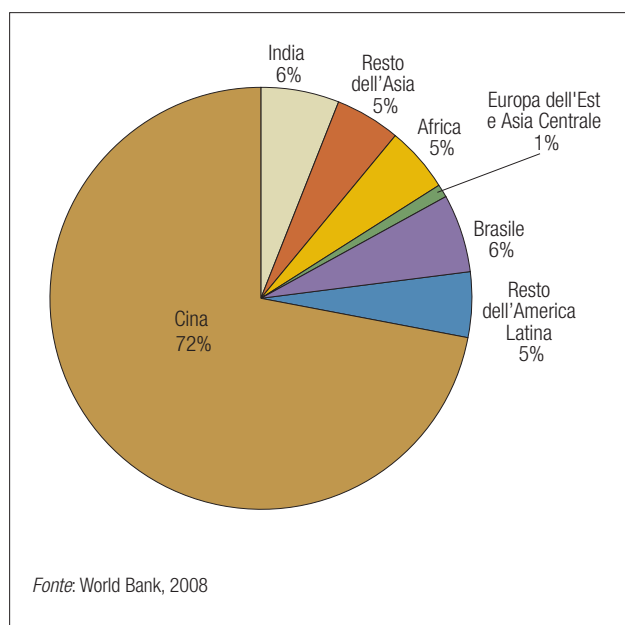
Fortemente discriminatorio e non giustificato è apparso il taglio di oltre l'85 per cento delle assegnazioni previste per gli impianti di gassificazione dei residui pesanti. A fronte di una quota di 7,9 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> prevista nel PNA1 e di emissioni verificate nel 2006 pari a circa 8,7 milioni di tonnellate, ai tre è stato assegnato solo un milione di tonnellate con un evidente appesantimento degli oneri.

Contestualmente al PNA2 è stato inoltre adot-

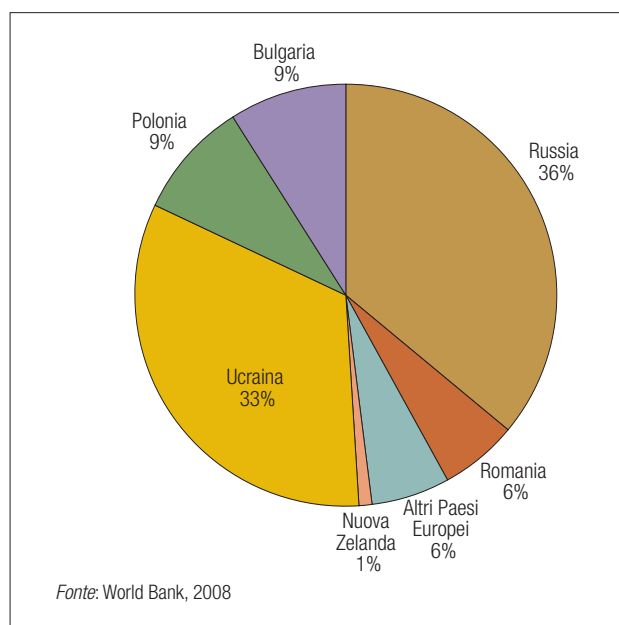
tato lo schema di Regolamento Nuovi Entranti e Chiusure sempre per il periodo 2008-2012. Nella versione posta in inchiesta pubblica dal Ministero dell'Ambiente era presente una forte criticità relativamente alla definizione di nuovo entrante nel settore della raffinazione, che escludeva quelle modifiche più frequenti e necessarie alla raffinazione per rispondere alle rigide disposizioni ambientali imposte dal Ministero dell'Ambiente e dalla Comunità europea.

Unione Petrolifera ha svolto un'azione di sensibilizzazione su tali criticità presso le istituzioni, ottenendo nella versione approvata definitivamente il riconoscimento, come nuovi entranti per il settore della raffinazione, anche di quelle modifiche che comportano l'incremento netto della capacità termica installata e della capacità produttiva di idrogeno.

**Mondo - La localizzazione dei progetti di Clean Development Mechanism nel 2007**  
(Percentuale dei volumi offerti)



**Mondo - La localizzazione dei progetti di Joint Implementation nel 2007**  
(Percentuale dei volumi offerti)



## 7.2 *La strategia comunitaria per combattere i cambiamenti climatici*

Nel mese di gennaio 2008, la Commissione Europea ha presentato ed adottato la strategia per combattere i cambiamenti climatici nel periodo 2013–2020, che prevede una serie di misure ed interventi sul piano del risparmio e di promozione delle rinnovabili. Il piano proposto dalla Commissione poggia su tre pilastri: abbattimento del 20 per cento delle emissioni di gas serra; raggiungimento di una quota del 20 per cento di energia prodotta con fonti rinnovabili della domanda totale di energia; aumento del 20 per cento dell'efficienza energetica

Lo schema di Emission Trading cui si prevede di ricorrere sarà molto diverso da quello introdotto nel 2005. Il meccanismo attuale funziona infatti sul principio del "cap and trade", che consiste nel fissare un tetto comune di emissioni da parte dell'Unione europea, da ripartire poi in ogni Stato membro e, attraverso i piani nazionali di allocazione, tra gli impianti coinvolti.

Per il periodo 2013–2020 si prevede invece di introdurre una modalità di assegnazione agli impianti stabilita direttamente dall'Unione europea senza il contributo degli Stati membri. Di conseguenza, i piani nazionali di allocazione cesseranno di essere definiti ed anche il sistema di attribuzione delle quote alle aziende subirà profondi modifiche. Non ci sarà più l'assegnazione gratuita e la distribuzione delle quote avverrà attraverso aste onerose, inizialmente su basse percentuali, e successivamente crescenti in maniera da avvicinare il 100 per cento nel 2020.

Le proposte del pacchetto clima della Commissione Europea, oltre ad essere molto ambiziose, sono state formulate unilateralmente e rischiano

quindi di compromettere pesantemente la competitività dell'industria europea.

E' necessario pertanto inquadrarle in un contesto internazionale mondiale, con un effettivo coinvolgimento di tutti gli altri Paesi Ocse. Saranno inoltre necessarie opportune modifiche per evitare che tali proposte determinino costi insostenibili per il sistema industriale.

## 7.3 *La mancata attuazione della Direttiva IPPC*

La Direttiva 96/61/CE – IPPC<sup>(1)</sup>, recepita con il Decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, stabilisce che a partire dal 30 ottobre 2007 gli impianti esistenti debbano funzionare in conformità ad una Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata sulla base delle migliori tecniche disponibili (BAT).

Per quanto riguarda le autorizzazioni integrate ambientali di competenza statale, nella quasi totalità dei casi il Ministero dell'Ambiente non ha avviato l'attività istruttoria nonostante tutte le aziende abbiano regolarmente presentato l'istanza nei tempi previsti. A tali inadempienze si sono aggiunte quelle relative alle istruttorie di Valutazione di Impatto Ambientale, la cui attività nel corso del 2007 ha subito forti rallentamenti.

Non sono state quindi rilasciate quelle autorizzazioni necessarie alle raffinerie per realizzare le modifiche impiantistiche destinate alla produzione di carburanti senza zolfo in attuazione della normativa comunitaria in materia. Conseguentemente alcune raffinerie in Italia non saranno in grado di produrre benzina e gasolio

(1) IPPC - Integrated Pollution Prevention and Control.

### La politica energetica europea del 20-20-20. Il pacchetto di misure legislative su "Energia e Clima"

Per far fronte all'impegno preso nel marzo 2007 con il Consiglio europeo, la Commissione ha presentato ad inizio di quest'anno una serie di proposte di Direttive con le seguenti finalità (il cosiddetto "obiettivo del 20-20-20"):

- ❑ ridurre entro il 2020 di almeno il 20 per cento le emissioni di gas serra, rispetto ai livelli del 1990;
- ❑ aumentare fino al 20 per cento la quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia dell'Unione europea. Per quanto riguarda invece i biocarburanti, l'obiettivo è del 10 per cento sempre entro il 2020;
- ❑ portare al 20 per cento l'efficienza energetica in Europa.

Il pacchetto comprende cinque proposte strettamente collegate fra loro:

1. una proposta di modifica della Direttiva sul **sistema comunitario di scambio delle quote di emissione**. La nuova "borsa dei permessi di emissione" dovrà sostituire, a partire dal 2013, il sistema di scambio delle quote di CO<sub>2</sub> (Emissions Trading Scheme - ETS) attualmente in vigore. Con questo nuovo sistema gli Stati membri non dovranno più presentare a Bruxelles dei piani nazionali annuali sull'assegnazione (gratuita) dei permessi di emissione a ciascun impianto industriale partecipante, bensì ci sarà un Registro delle emissioni unico per tutta l'Unione europea, con permessi assegnati a pagamento in base ad aste annuali, che stabiliranno di volta in volta il prezzo di mercato per tonnellata di gas serra emessa. Una delle novità principali è l'entrata nell'Ets di settori industriali oggi assenti (aviazione civile, alluminio, chimica). Gli obiettivi di riduzione nazionali dovranno riguardare anche settori

oggi non contemplati (trasporti, rifiuti, agricoltura, e riscaldamento o climatizzazione degli edifici);

2. una proposta riguarda gli **obiettivi nazionali** di riduzione dei gas serra, declinati diversamente per ciascuno Stato membro, calcolata secondo il rispettivo Pil pro-capite;
3. la terza proposta si riferisce alle **energie rinnovabili**, stabilendo anche i criteri per calcolare obiettivi nazionali differenziati per ogni Stato membro;
4. la quarta proposta delinea il quadro giuridico per l'incentivazione della ricerca e delle applicazioni delle nuove tecnologie nel settore della **"cattura e stoccaggio" della CO<sub>2</sub>** (immagazzinamento in depositi geologici o nel fondo degli oceani)<sup>(\*)</sup>. Il testo conterrà anche il progetto di finanziare 12 impianti "dimostrativi", di cui uno in Italia (a Porto Marghera);

5. previste nuove linee guida per gli **aiuti di Stato relativi all'ambiente e allo sviluppo delle energie rinnovabili**.

Oltre che al vaglio del Parlamento europeo, il documento dovrà essere approvato anche dai singoli Stati-membri.

Per l'Italia la riduzione delle emissioni nei settori non inclusi nell'Emission Trading Scheme è stata fissata al 13 per cento rispetto ai livelli del 1990, mentre la quota di energie rinnovabili da conseguire è del 17 per cento rispetto ai livelli del 2005.

(\*) Nell'ambito del progetto "CO<sub>2</sub> Sink" il Commissario europeo dell'Energia ha presentato il primo sito per lo stoccaggio sotterraneo nel territorio europeo (Kerzin). L'Unione europea mira infatti ad accelerare lo sviluppo della cattura e dello stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> (*Carbon Capture & Storage-CCS*). Secondo il Panel di esperti dei cambiamenti climatici, nel mondo ci sarebbero infatti cavità sufficienti a contenere almeno 2 mila miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub>, cioè circa 40 volte la quantità totale di gas serra emessa in un anno nel mondo.

## LE TEMPISTICHE DELLE PROCEDURE VIA - IPPC: IL CONFRONTO CON L'EUROPA. LO STUDIO DELLA FOSTER WHEELER ITALIANA

Unione Petrolifera ha affidato alla Foster Wheeler Italiana (FWI) uno studio avente per scopo ed obiettivo quello di comparare a livello Europeo, con specifico riferimento al settore Raffinazione, gli Iter Autorizzativi (e le tempistiche) concernenti le procedure di Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) e d'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per gli impianti nuovi, esistenti e per le modifiche impiantistiche sostanziali degli stessi. Lo studio ha analizzato tali aspetti per gli Stati membri dell'Europa dei 15 (EU15).

In estrema sintesi l'analisi dello studio comparato evidenzia che l'Italia si pone tra quelle nazioni dell'area EU che registrano una tempistica di conclusione dei cicli autorizzativi VIA e IPPC/AIA significativamente più lunghi degli altri Stati Membri, e che richiedono un maggior impegno sia in termini di risorse umane che di produzione di documentazione. Ciò si traduce, di fatto, anche in un maggior impegno istruttorio da parte delle Autorità competenti. Tali ritardi, valutabili in via generale nell'ordine di 12-18 mesi, determinano situazioni d'incertezza nella programmazione, esecuzione e tempistica degli investimenti con una penalizzazione della competitività e con riflessi sull'operatività delle aziende in un contesto di mercato soggetto alla concorrenza europea e globale.

Si riporta che 5 raffinerie italiane (pari a circa il 23% dell'intera capacità di lavorazione nazionale) non hanno ancora concluso le procedure VIA per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie a poter adeguare il proprio assetto impiantistico tale da tragguardare le specifiche europee "Auto-Oil" di benzine e gasoli a 10 ppm di Zolfo che dovranno essere immessi in consumo dal 1 gennaio 2009. Tale situazione è dovuta in parte anche ai ritardi amministrativi legati alla situazione sopraesposta (in quan-

to si stanno registrando per 4 di queste Raffinerie tempistiche dei provvedimenti amministrativi superiori ai 12-18 mesi).

Anche per le procedure di rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale in attuazione della Direttiva IPPC (96/61/CE) si registra una situazione italiana di stallo, con un numero di istruttorie completate pari a zero e la quasi totalità non ancora iniziate. Confrontando la situazione nazionale con quella degli altri Paesi Europei, principali competitori del settore della raffinazione italiano, si evidenzia un livello d'attuazione della Direttiva IPPC mediamente superiore al 50% e in diversi Paesi pari al 100%. In ogni caso in tutti gli altri Paesi anche in assenza di rilascio formale di autorizzazione AIA non vengono registrate le problematiche esistenti in Italia.

La situazione appare imputabile al sommarsi di una serie di fattori quali:

- ❑ il ritardo nell'emanazione di provvedimenti legislativi e regolamentari di riferimento;
- ❑ il ritardo (o la sospensione) delle nomine dei componenti delle Commissioni incaricate delle valutazioni tecniche;
- ❑ l'elevato numero delle autorità coinvolte nei procedimenti autorizzativi e consultivi, con frequenti e reiterate richieste di integrazione della documentazione;
- ❑ la carenza, nel caso della VIA, di strumenti tecnici specifici (quali "screening" e "scoping") largamente adottati nel contesto europeo, che consentano, già nelle fasi di predisposizione delle domande, una maggiore certezza nelle informazioni da fornire da parte del proponente garantendo a priori una maggior completezza del dossier oggetto di valutazione da parte delle Amministrazioni.

Azioni e strumenti diretti ad affrontare ed eliminare tali punti deboli e carenze sono certamente auspicabili e da perseguire.

### Europa - Analisi comparativa sulle tempistiche medie e le procedure VIA relative agli impianti di raffinazione

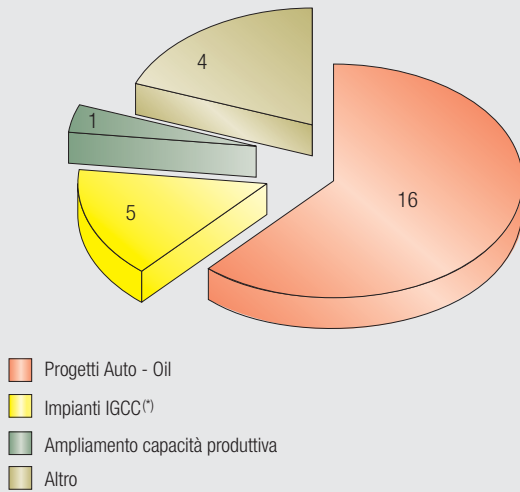
	Tempi medi di conclusione VIA (mesi)
GERMANIA	~ 7 mesi
AUSTRIA, BELGIO, OLANDA	1-12 mesi
REGNO UNITO	< 12 mesi
FRANCIA, GRECIA, PORTOGALLO	6-12 mesi
<b>ITALIA</b>	<p><b>Periodo 1999-2004</b> (15 progetti): 7-8 mesi (conclusi per la maggior parte, con decisione di esclusione dalla procedura di VIA). Tempistiche più significative sono state registrate per progetti di autorizzazione di impianti IGCC<sup>(*)</sup> (fino a 19 mesi).</p> <p><b>Periodo 2005</b> (2 progetti): 9-12 mesi. (Entrambe procedure di richiesta di esclusione dalla VIA, per adeguamenti Auto-Oil, che hanno avuto esito negativo).</p> <p><b>Periodo 2006 - oggi</b> (9 progetti): solo 2 conclusi in 14 mesi. Diversi progetti sono stati presentati nella seconda metà del 2006 (non sono da escludersi procedure che vivano un iter procedurale dell'ordine di 24 mesi).</p>
<b>Tempistiche Screening: Tempistiche Scoping:</b>	Belgio (10 giorni), Danimarca (1 mese), Finlandia (1-2 mesi), Regno Unito (3 settimane). Austria (3-6 mesi), Belgio (1 mese), Danimarca (3 mesi), Finlandia (2-3 mesi).

(\*) IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle.

Fonte: Foster Wheeler, Studio comparativo Procedure VIA-IPPC nei Paesi Europei, Settore Raffinazione, gennaio 2008

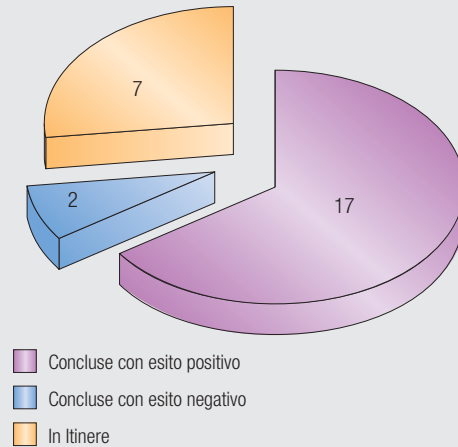
### Italia - Situazione delle procedure VIA relative alla raffinazione per tipologie di progetti e stato delle procedure (Periodo 1997-2007)

TIPOLOGIA DEL PROGETTO



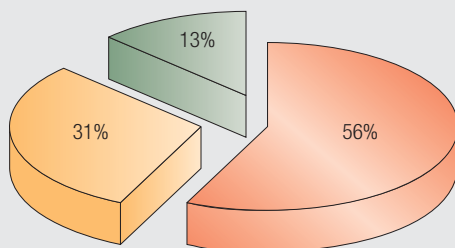
(\*) IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle

STATO DELLE PROCEDURE

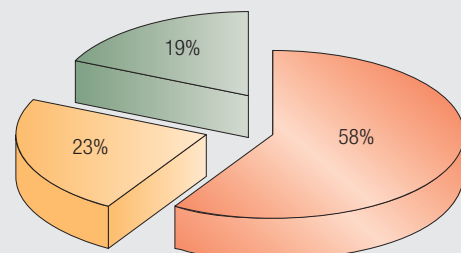


### Italia - Allineamento del sistema di raffinazione alle specifiche Auto Oil (Periodo 1997-2007)

DATI ESPRESSI IN FUNZIONE DEL N° DI RAFFINERIE



DATI BILANCIATI IN FUNZIONE DELL'EFFETTIVA CAPACITÀ DI LAVORAZIONE



■ Non allineato alle specifiche A0-3   
 ■ Allineato alle specifiche A0-3   
 ■ Allineamento parziale alle specifiche A0-3

Fonte: Foster Wheeler, Studio comparativo Procedure VIA -IPPC nei paesi Europei, Settore Raffinazione, gennaio 2008

conformi alle specifiche comunitarie a partire dal 1° gennaio 2009.

Il Governo ha cercato di porre rimedio con il Decreto-legge n. 180/2007 (convertito nella Legge n. 243/07), che ha spostato al 31 marzo 2008 il precedente termine del 30 ottobre. In base alla nuova normativa, viene consentita unicamente la continuazione dell'attività per gli impianti esistenti mentre non si fornisce alcun contributo per il rilascio delle autorizzazioni necessarie per eventuali modifiche.

Anche tale termine è trascorso senza alcun effetto concreto e a tutt'oggi nessuna autorizzazione integrata è stata rilasciata.

#### *7.4 Direttiva comunitaria su qualità dell'aria ambiente*

Nel mese di dicembre 2007, il Parlamento europeo ha adottato in seconda lettura la nuova Direttiva sulla qualità dell'aria ambiente. L'approvazione è giunta a seguito di un compromesso con il Consiglio europeo che deve ora ratificare le modifiche prima della pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee.

La nuova Direttiva prevede una valutazione e una gestione della qualità dell'aria per inquinanti quali il biossido di zolfo o di azoto, il monossido di carbonio, l'ozono e le polveri. Per le particelle PM<sub>10</sub> i limiti annuali attualmente in vigore rimangono invariati, mentre sono state introdotte, per la prima volta, misure per il PM<sub>2,5</sub>. In particolare, viene fissato un valore-obiettivo al 1° gennaio 2010 (valore da raggiungere ove possibile) di 25 µg/m<sup>3</sup> mediato su un anno civile e due valori limite (valori da raggiungere obbligatoriamente): il primo ancora di 25 µg/m<sup>3</sup> da raggiungere entro il 1° gennaio 2015; il secondo di 20 µg/m<sup>3</sup> da raggiungere entro il 1° gennaio 2020

con una diminuzione sistematica annuale tra il 2015 e il 2020. Il secondo valore potrebbe essere rivisto dalla Commissione nel 2013 alla luce di eventuali nuove conoscenze relative agli effetti sulla salute e sull'ambiente.

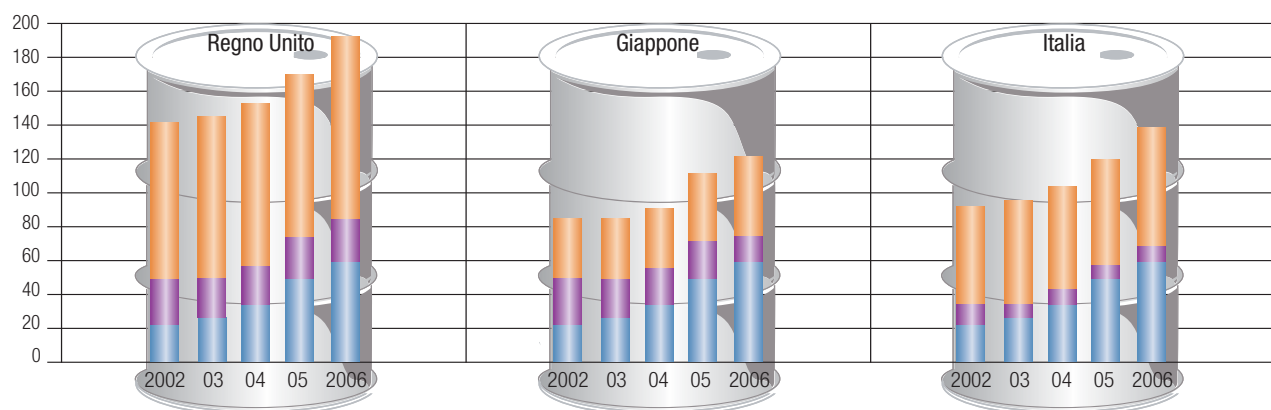
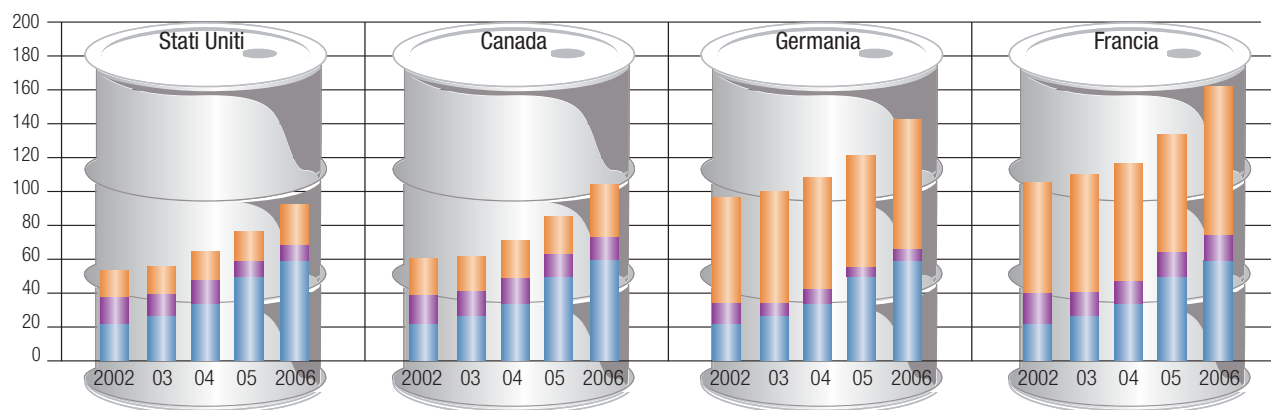
#### *7.5 Recepimento della Direttiva 2004/107/CE*

Con il Decreto Legislativo 152/07 è stata data attuazione alla Direttiva 2004/107/CE concernente l'arsenico, il cadmio, il mercurio e il nichel. La norma è volta ad introdurre un valore obiettivo inerente la concentrazione di arsenico, cadmio, nichel e benzo(a)pirene, da perseguire entro il 2012. Vengono pertanto definite le disposizioni a cui dovranno attenersi le amministrazioni regionali per assicurare il rispetto degli obblighi. Il valore obiettivo è riferito al tenore totale dell'inquinante presente nella frazione PM<sub>10</sub> del materiale particolato, calcolato come media su un anno civile. Il valore di 20,0 µg/m<sup>3</sup> per il Nichel potrebbe risultare critico in vicinanza di determinati siti industriali.

#### *7.6 Le modifiche al "Codice Ambientale"*

Il Decreto Legislativo n. 4/2008 (secondo correttivo al Decreto Legislativo n. 152/2006 - Codice Ambientale), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale nel mese di gennaio, ha introdotto una serie di modifiche in materia di VIA (Valutazione Impatto Ambientale) e VAS (Valutazione Ambientale Strategica), che hanno completamente riscritto la precedente legislazione. Apportate inoltre diverse modifiche alla normativa sulle bonifiche, sui rifiuti e sulle acque che comporteranno marcate penalizzazioni alle attività operative, senza apprezzabi-

**Mondo - Composizione del barile per i Paesi maggiori consumatori**  
(Dollari/barile(\*) nominali 2002-2006)



■ Costo del greggio Fob (include costi di produzione e altri costi relativi ad essa)
 ■ Margine Industriale (include costi trasporto, assicurazione e altri costi)
 ■ Tasse

(\*) Un barile è equivalente a 42 galloni Usa o 159 litri.  
Fonte: OPEC Research Division, 2007 su dati OECD, Energy Prices and Taxes; Oil Bulletin Petrolier; Energy Detente

li giustificazioni ambientali. In materia di bonifiche, è stato modificato l'indice di rischio cancerogeno accettabile ed è stata eliminata la possibilità di impiegare l'analisi di rischio nella definizione degli obiettivi di bonifica per le acque.

Sempre in tema di bonifiche occorre segnalare la posizione del Ministero dell'Ambiente, che di fatto ha sempre negato la possibilità di ricorrere alle regole introdotte dal Decreto Legislativo 152/2006. Con tale atteggiamento il Ministero ha determinato il blocco quasi totale di tutte le attività di bonifica nei Siti di Interesse Nazionale, con un aumento del contenzioso senza alcun beneficio per l'ambiente.

### 7.7 La revisione della Direttiva quadro sui rifiuti

Il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'Unione europea, nella riunione del 20 dicembre 2007, ha approvato la posizione comune sulla proposta di revisione della Direttiva quadro sui rifiuti che potrebbe essere definitivamente approvata nel corso del 2008.

Tra le finalità della nuova Direttiva si segnalano i seguenti interventi:

- semplificare e aggiornare la legislazione vigente;
- attuare una politica più ambiziosa ed efficace per la prevenzione dei rifiuti;
- incoraggiare il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti, la gerarchia delle operazioni di gestione sarà comunque un principio guida non una regola generale;
- chiarire i concetti di "recupero" e "smaltimento";
- introdurre una procedura per chiarire quando un rifiuto cessa di essere tale e quindi definire lo status per i sottoprodotti e per le materie prime secondarie.

### 7.8 Sicurezza e tutela dei lavoratori

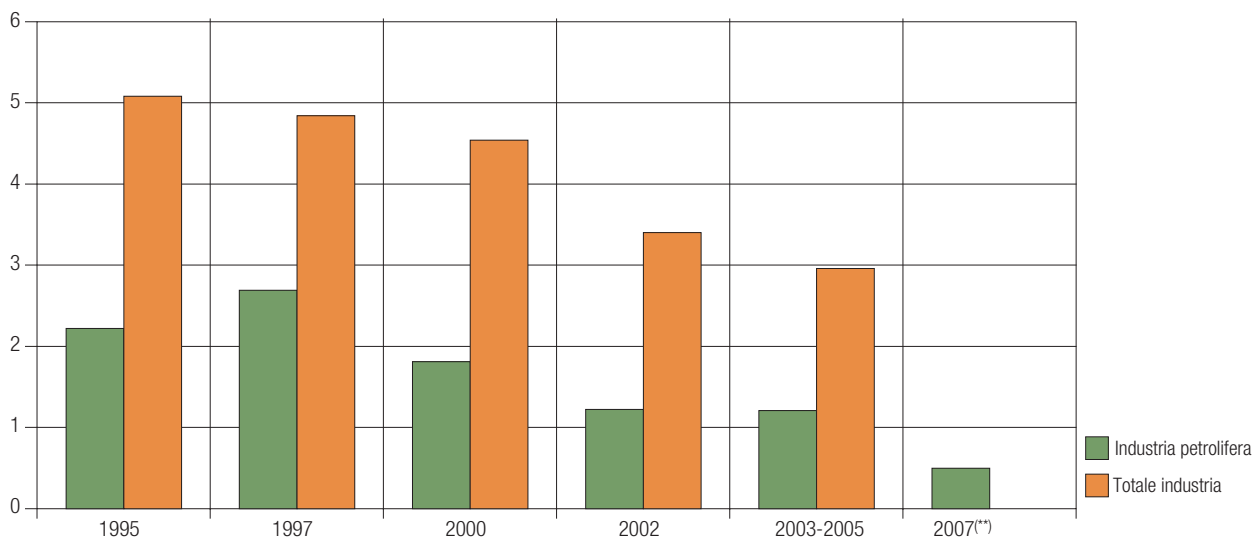
In attuazione di alcune delle disposizioni contenute nel Regolamento europeo n. 1907/2006 sulla gestione e il controllo delle sostanze chimiche - REACH, e in particolare di quelle relative alla necessità di revisione delle Schede di Sicurezza dei prodotti entro il 1° giugno 2007, il Ministero della Salute ha segnalato che non è obbligatorio procedere alla revisione e al rinvio delle Schede di Sicurezza dei prodotti petroliferi prima della data di entrata in vigore del Regolamento Reach, ad eccezione di alcune sostanze particolarmente pericolose (classificate PBT e vPvB). Tale adeguamento potrà essere fatto in occasione della prima revisione delle schede.

Il Decreto 12 luglio 2007, n. 155, recante "Regolamento attuativo dell'articolo 70, comma 9, del Decreto Legislativo 19 settembre 1994, n. 626. Registri e cartelle sanitarie dei lavoratori esposti durante il lavoro ad agenti cancerogeni", istituisce ufficialmente, con 13 anni di ritardo, il modello e le modalità di tenuta del registro e delle cartelle sanitarie e di rischio degli esposti a cancerogeni, ricalcando essenzialmente il modello già istituito dall'ISPESL<sup>(1)</sup>. Come previsto, il Decreto non entra nel merito dei soggetti che debbano essere iscritti nel registro. Viene invece richiesto che l'istituzione del registro e delle cartelle avvenga entro 6 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento (ossia entro il 3 aprile 2008).

La Legge n. 123/2007 in materia di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro, interviene su due aspetti fondamentali: attribuisce al Governo

(1) ISPESL - Istituto Superiore Prevenzione e Sicurezza sul Lavoro.

**Italia - Indici di gravità degli infortuni per addetto dell'industria petrolifera(\*) e dell'industria nel suo complesso**

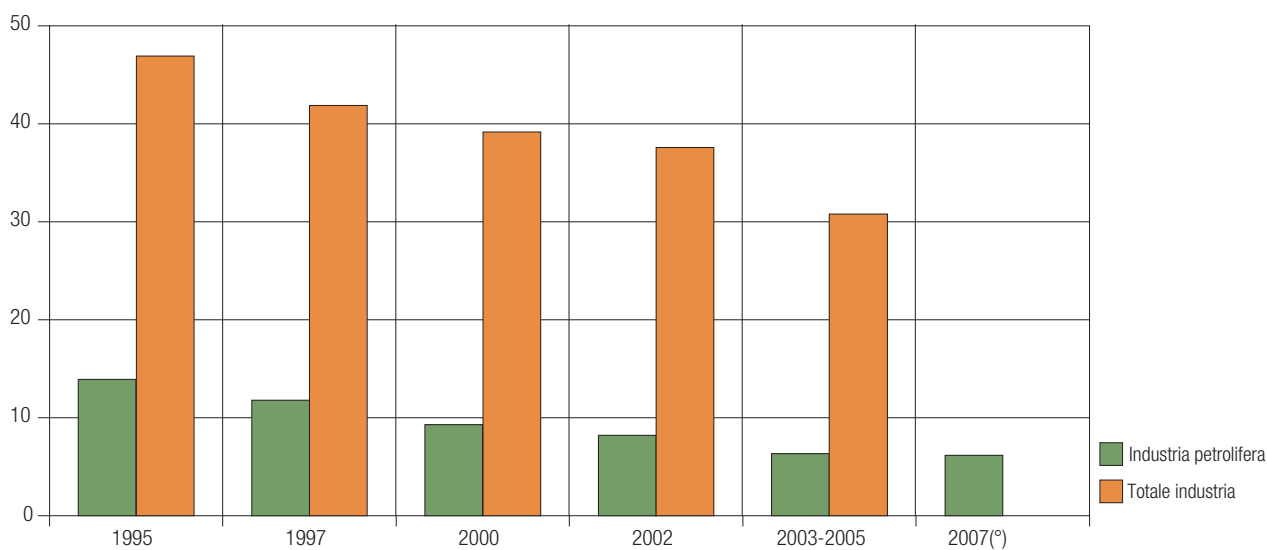


(\*) Voce di tariffa INAIL 2145: Raffinazione del petrolio e petrolchimica.

(\*\*) Dati per il totale industria non disponibili. Stime UP per quelli dell'industria petrolifera.

Fonte: INAIL

**Italia - Indici di frequenza degli infortuni per mille addetti dell'industria petrolifera(\*) e dell'industria nel suo complesso**



(\*) Voce di tariffa INAIL 2145: Raffinazione del petrolio e petrolchimica.

(\*\*) Dati per il totale industria non disponibili. Stime UP per quelli dell'industria petrolifera.

Fonte: INAIL

una delega per il riassetto della normativa; introduce disposizioni di immediata applicazione in tema di sicurezza sul lavoro. In particolare, essa introduce modifiche per i profili di responsabilità amministrativa degli enti, prevedendo l'obbligo del datore di lavoro di promuovere, in caso di appalto, la cooperazione ed il coordinamento tra la propria attività e quella oggetto dell'appalto, per eliminare qualsiasi interferenza tra le predette attività.

Tale disposizione è di difficile applicazione per i punti vendita carburanti per i quali la figura del committente può non coincidere con quella del datore di lavoro.

Unione Petrolifera ha in corso di elaborazione una Linea Guida per agevolare l'attuazione di una serie di misure di coordinamento applicabili a tutti gli impianti. Inoltre, viene estesa la responsabilità amministrativa dell'impresa al caso di omicidio colposo e lesioni colpose gravi o gravissime, commessi con violazione delle norme.

Su tale disposizione, oltre a sanzioni pecuniarie, sono previste sanzioni interdittive per una durata non inferiore a tre mesi e non superiore ad un anno. E' stata al riguardo sottolineata l'importanza di rafforzare le procedure interne di prevenzione e di tutela della sicurezza all'interno di ogni azienda, peraltro già dettagliatamente previste ed adottate.

Per quanto riguarda la delega, il Governo ha già approvato un testo unico in materia di salute e sicurezza sul lavoro sul quale sono stati acquisiti i prescritti pareri parlamentari e della Conferenza unificata Stato-Regioni, è stato approvato in via definitiva dal Consiglio dei Ministri del 1° aprile 2008 ed è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 101 del 30 aprile 2008.

In proposito vale ricordare l'accordo siglato il 28 giugno 2007 da Asiep, Inail, Filcem Cgil, Femca Cisl e Uilcem Uil in materia di salute, sicurezza e prevenzione sui luoghi di lavoro. In particolare, l'accordo ha introdotto agevolazioni per le imprese virtuose alla quali viene concessa una riduzione del tasso medio di tariffa del premio Inail, nonché l'avvio di un gruppo di lavoro (Inail, Asiep, OSL) per progettare un modello di gestione della salute e della sicurezza da intendere come integrazione del Sistema di Gestione Integrato (SGI) redatto dal gennaio 2004 dall'Osservatorio nazionale (organismo paritetico previsto dal CCNL energia-petrolio).

Si tratta di un risultato che rappresenta una ulteriore testimonianza della validità di un sistema di relazioni industriali che prevede la codificazione delle buone pratiche in tema di sicurezza, salute ed ambiente che sono diventate un patrimonio distintivo delle imprese e dei lavoratori del settore energia e petrolio, che possono a ragione vantare invidiabili record di sicurezza.

Aldilà della attuazione degli obblighi legislativi in campo operativo, il settore petrolifero, anche nel 2007, ha realizzato numerosi interventi tecnologici sulle attrezzature e ha continuato a svolgere azioni particolarmente incisive sul piano dei sistemi di gestione della sicurezza, facendo ricorso a specifici programmi di formazione ed informazione intesi a determinare una sempre più diffusa cultura della sicurezza.

Questo impegno alla prevenzione degli incidenti e al costante miglioramento continua a realizzarsi in fatti concreti e, a riguardo, sono eloquenti le statistiche INAIL degli infortuni sul lavoro che indicano che, da oltre dieci anni, il settore petrolifero risulta e si consolida al vertice della sicurezza, sia come frequenze relative che come gravità degli incidenti.

7.9 La disciplina delle attrezzature a pressione

In seguito all'accordo tra Ministero dello Sviluppo Economico ed UNI<sup>(1)</sup>, per la elaborazione delle specifiche tecniche previste dall'art. 3 del Decreto Ministeriale n. 329/04, il Comitato Termotecnico Italiano (CTI), ente federato ad UNI e competente per il settore degli impianti a pressione, ha sviluppato, in accordo con le parti interessate, un programma di massima per la elaborazione di 8 specifiche tecniche in tema di gestione, metodiche e verifica delle attrezzature e insiemi a pressione.

Il CTI ha inoltre indicato le seguenti modalità di indirizzo per i gruppi tecnici incaricati dei lavori:

- impostare le specifiche sulla base dei pareri

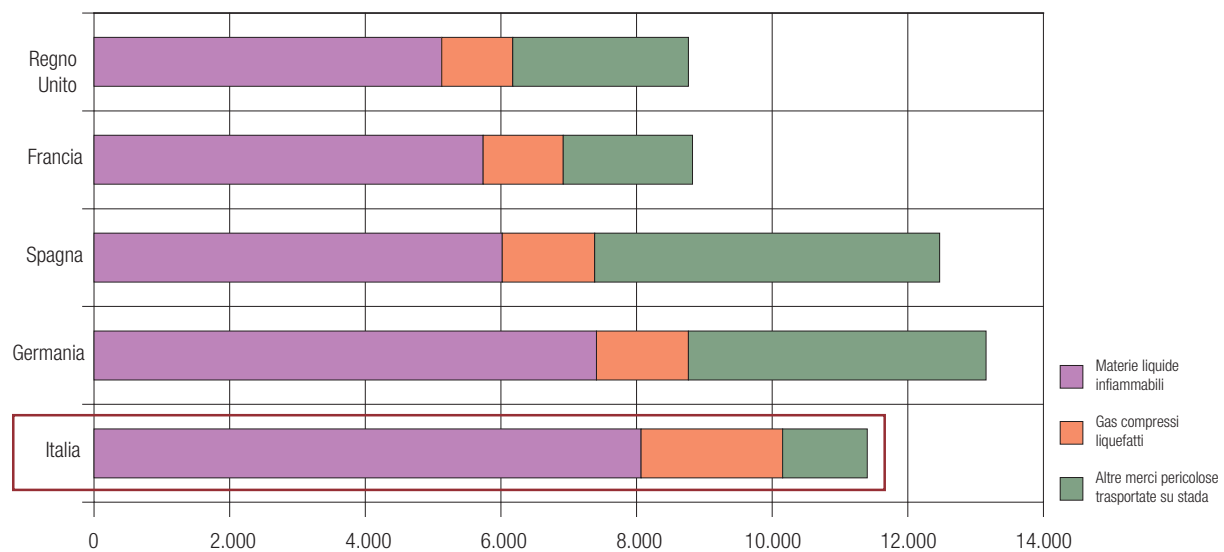
formulati dal Ministero dello Sviluppo Economico e considerando, non vincolanti da un punto di vista tecnico, le prescrizioni emanate prima della pubblicazione del Decreto Ministeriale 329/04;

- individuare come obiettivo dei lavori tecnici quello di sviluppare specifiche in tema di esercizio di attrezzature ed insiemi a pressione.

L'Unione Petrolifera, nel partecipare attivamente ai lavori con numerosi esperti aziendali, ha formalmente precisato la propria posizione associativa di massima collaborazione, indicando tuttavia di essere contraria a specifiche tecniche che dovessero assumere un carattere vincolante, riducendo la flessibilità necessaria, prevista nella legislazione vigente, ad una gestione sicura ed efficiente delle varie e differenti situazioni operative e impiantistiche.

(1) UNI- Ente Nazionale Italiano di Unificazione.

**Europa - Trasporto su strada di merci pericolose nel 2005** (Milioni di tonnellate/chilometro)



Fonte: Eurostat

### 7.10 I serbatoi interrati

Sono stati ultimati in ambito UNICHIM<sup>(1)</sup> i lavori di preparazione della Linea Guida Manuale N. 200 relativa ai rivestimenti interni dei serbatoi interrati monoparete, lavori che hanno visto la partecipazione attiva dell'Unione Petrolifera.

La Linea Guida è stata pubblicata nel giugno 2007 e fornisce indicazioni e suggerimenti su prove, ispezioni, controlli e certificazioni utili per la esecuzione in sicurezza dei lavori. A seguito di questa prima Linea Guida si prevede di svilupparne una seconda relativa a tecniche di rivestimento con addizionale monitoraggio della intercapedine.

### 7.11 La prevenzione dei rischi rilevanti (Seveso III)

Il Ministero dell'Ambiente, con una lettera del 9 luglio 2007, ha chiarito in maniera puntuale la "precedente prima interpretazione generica", fornita alla Regione Piemonte circa l'assoggettabilità degli "Oli combustibili" alla Direttiva Seveso.

In sintesi il Ministero, riferendosi agli elementi interpretativi espressi dalla Commissione europea, ha precisato che gli oli combustibili, quali ad esempio gli Heavy Fuel Oils, non debbono essere assoggettati alla disciplina Seveso. Tali chiarimenti fanno seguito alla richiesta e alla posizione espressa in materia dall'Unione Petrolifera.

Nel corso del 2007, sono inoltre proseguiti, in ambito istituzionale, i lavori per mettere a punto gli schemi di Decreto attuativi del Decreto Legislativo n. 334/99 relativi alle "Linee Guida per la preparazione dei rapporti di sicurezza",

alle "Tariffe a carico dei gestori per i controlli e le istruttorie dei rapporti di sicurezza" ed alla "Regolamentazione per lo svolgimento delle visite ispettive sui sistemi di gestione".

Sempre in materia di prevenzione degli incidenti rilevanti, l'UNI/CTI ha proseguito i lavori di elaborazione della revisione della Norma UNI 10617, inizialmente emessa nel maggio 1997, recante "Impianti di processo a rischio di incidente rilevante. Sistema di gestione della sicurezza. Requisiti essenziali". La pubblicazione della nuova norma, ad utilizzo volontario, è prevista per l'estate 2008. L'Unione Petrolifera partecipa ai lavori UNI.

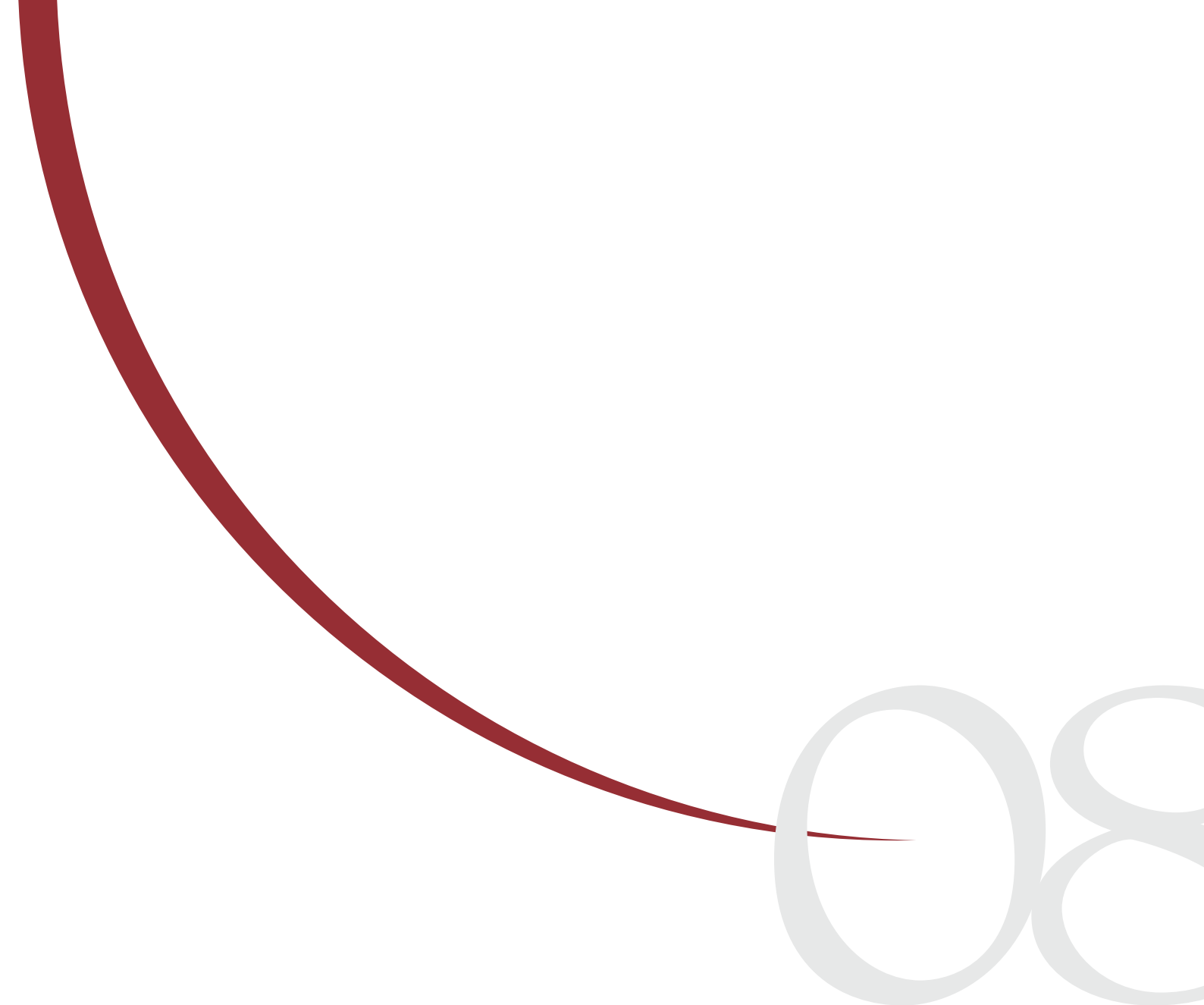
### 7.12 Gestione ambientale: le nuove norme ISO

La ISO TC<sup>(2)</sup> 207, competente in materia di sistemi di gestione ambientale, ha in corso di finalizzazione un nuovo piano strategico per intensificare e migliorare il proprio supporto tecnico normativo alle problematiche ambientali, di crescente rilevanza internazionale. Di particolare interesse per il settore petrolifero sono le norme relative e correlate all'Effetto Serra e all'allineamento tra i vari sistemi di gestione ambientale prodotti, operazioni, qualità. È prevista anche una nuova revisione dello standard ISO 14001, i cui lavori sono previsti iniziare nel 2009.

L'Unione Petrolifera partecipa e segue in ambito UNI e ISO lo sviluppo delle norme di interesse del settore.

(1) UNICHIM - Associazione per l'Unificazione del settore dell'Industria Chimica.

(2) ISO - Organizzazione Internazionale per le Standardizzazioni. TC - Technical Committee.





**Mondo/Paesi Industrializzati - I consumi energetici dei principali Paesi (2006)** (Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas Naturale	Idro-Elettricità <sup>(*)</sup>	Nucleare <sup>(*)</sup>	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.090,1	3.889,8	2.574,9	688,1	635,5	10.878,4	1,6
Area OCSE	1.171,5	2.259,0	1.287,0	299,2	537,0	5.553,7	4,5
Stati Uniti	567,3	938,8	566,9	65,9	187,5	2.326,4	7,7
Ex URSS	183,9	188,3	559,0	56,4	58,4	1.046,0	3,7
Giappone	119,1	235,0	76,1	21,5	68,6	520,3	4,1
Cina	1.191,3	349,8	50,0	94,3	12,3	1.697,7	1,3
Area UE (15 Paesi)	320,0	721,8	438,6	76,3	225,1	1.781,8	3,6
Belgio / Lussemburgo	6,1	41,0	15,3	0,6	11,0	74,0	6,7
Francia	13,1	92,8	40,6	13,9	102,1	262,5	4,3
Germania	82,4	123,5	78,5	6,3	37,9	328,6	4,0
Olanda	7,5	49,6	34,5	—	0,8	92,4	5,6
Regno Unito	43,8	82,2	81,7	1,9	17,0	226,6	3,7
Spagna	18,3	78,1	30,0	5,7	13,6	145,7	3,2
Italia	17,4	85,7	69,4	9,7(●)	—	182,2	3,1

(\*) Dato relativo alla produzione.

(●) Valore diverso da quello fornito dalle statistiche nazionali, per una diversa valutazione del potere calorifico attribuito a ogni kWh prodotto.

Fonte: BP Statistical Review

**Mondo/Paesi Industrializzati - Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2006)**

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	35,8
Area OCSE	32	40,7
Stati Uniti	30	40,4
Ex URSS	—	18,0
Giappone	83	45,2
Cina	8	20,6
Area UE (15 Paesi)	56	40,5
Belgio / Lussemburgo	84	55,4
Francia	56	35,4
Germania	67	37,6
Olanda	39	53,7
Regno Unito	21	36,3
Spagna	83	53,6
Italia <sup>(*)</sup>	86	47,0

(\*) Dati non coincidenti con quelli forniti dalle statistiche nazionali, per diversa metodologia di calcolo.

Fonte: BP Statistical Review

**Mondo - La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche** (Milioni di tonnellate)

	Produzione			Riserve		
	2006	2007		al 1/1/2007	al 1/1/2008	
	Quantità	Quantità	%	Quantità	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	463,1	470,0	12,0	27.417	27.226	15,0
– di cui: Stati Uniti	311,8	312,0	8,0	2.968	2.861	1,6
Canada	151,3	158,0	4,0	24.449	24.365	13,4
AMERICA LATINA	528,9	515,0	13,2	15.709	16.577	9,1
– di cui: Messico	183,1	178,0	4,6	1.685	1.589	0,9
Venezuela	145,1	138,0	3,5	10.916	11.874	6,5
Altri Paesi	200,7	199,0	5,1	3.108	3.114	1,7
MEDIO ORIENTE	1.212,9	1.188,0	30,4	100.846	102.085	56,2
– di cui: Arabia Saudita	514,6	489,0	12,5	35.784	36.392	20,0
Iran	209,8	212,0	5,4	18.591	18.881	10,4
Iraq	98,1	107,0	2,7	15.689	15.689	8,6
Kuwait	133,2	130,0	3,3	14.188	14.188	7,8
U.A.E.	138,3	133,0	3,4	13.342	13.342	7,3
Altri Paesi	118,9	117,0	3,0	3.252	3.593	2,1
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	379,8	378,0	9,7	4.552	4.686	2,6
– di cui: Indonesia	51,9	49,0	1,3	587	596	0,3
Cina	183,7	188,0	4,8	2.183	2.183	1,2
Altri Paesi	144,2	141,0	3,6	1.782	1.907	1,1
AFRICA	473,7	489,0	12,5	15.563	15.667	8,6
– di cui: Algeria	86,2	86,7	2,2	1.674	1.664	0,9
Libia	85,6	85,0	2,2	5.657	5.657	3,1
Nigeria	119,2	117,0	3,0	4.941	4.941	2,7
Altri Paesi	182,7	200,3	5,1	3.291	3.405	1,9
EUROPA	256,0	240,0	6,2	2.156	1.946	1,1
– di cui: Norvegia	128,7	118,0	3,0	1.071	937	0,5
Regno Unito	76,6	75,0	1,9	529	491	0,3
Altri Paesi	50,7	47,0	1,2	556	518	0,3
EX URSS	599,8	624,0	16,0	13.491	13.491	7,4
– di cui: Russia	480,5	492,0	12,6	8.186	8.186	4,5
Altri Paesi	119,3	132,0	3,4	5.305	5.305	2,9
<b>TOTALE</b>	<b>3.914,2</b>	<b>3.904,0</b>	<b>100,0</b>	<b>179.734</b>	<b>181.678</b>	<b>100,0</b>
– di cui: Opec	1.625,5	1.635,2		123.103	125.300	
Incidenza % sul totale	41,5	41,9		68,5	69,0	

Fonte: BP Statistical Review per la produzione (per il 2007 stima Unione Petrolifera); Oil & Gas Journal per le riserve

**Mondo - I consumi petroliferi** (Milioni di tonnellate)

	2006		2007	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	1.038	26,7	1.045	26,5
di cui: - Stati Uniti	939	24,1	943	23,9
- Canada	99	2,6	102	2,6
AMERICA LATINA	323	8,3	336	8,5
di cui: - Brasile	92	2,4	96	2,4
- Messico	87	2,2	90	2,3
MEDIO ORIENTE	280	7,2	293	7,4
AFRICA	131	3,4	140	3,6
ESTREMO ORIENTE	1.108	28,5	1.140	28,9
di cui: - Cina	350	9,0	364	9,2
- Giappone	235	6,0	226	5,7
AUSTRALIA	40	1,0	41	1,0
EUROPA	970	24,9	951	24,1
di cui: - Francia	93	2,4	91	2,3
- Germania	124	3,2	112	2,8
- Italia	86	2,2	81	2,1
- Paesi Bassi	50	1,3	49	1,2
- Regno Unito	82	2,1	80	2,0
- ex Urss	188	4,8	179	4,5
<b>TOTALE</b>	<b>3.890</b>	<b>100,0</b>	<b>3.946</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Comité Professionnel du Pétrole

**Mondo - La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio** (Milioni di tonnellate/anno)

	Al 1° Gennaio 1998			Al 1° Gennaio 2008		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie <sup>(*)</sup>	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	186	887	22,7	170	971	22,8
– di cui: Stati Uniti	164	795	20,3	149	872	20,5
Canada	22	92	2,4	21	99	2,3
AMERICA LATINA	82	396	10,1	72	407	9,5
– di cui: Argentina	12	33	0,8	10	31	0,7
Brasile	13	83	2,1	13	95	2,2
Messico	6	76	1,9	6	77	1,8
Venezuela	6	59	1,5	5	64	1,5
MEDIO ORIENTE	44	282	7,2	42	352	8,3
– di cui: Arabia Saudita	8	83	2,1	7	104	2,4
Iran	9	68	1,7	9	73	1,7
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	141	850	21,7	155	1.111	26,0
– di cui: Cina	35	148	3,8	51	312	7,3
Giappone	38	248	6,3	31	233	5,5
Corea del Sud	6	127	3,2	6	129	3,0
India	12	54	1,4	17	113	2,6
Indonesia	8	46	1,2	8	50	1,2
AFRICA	45	146	3,7	45	164	3,8
– di cui: Egitto	8	27	0,7	9	36	0,8
EUROPA	145	841	21,5	135	852	20,0
– di cui: Francia	14	93	2,4	13	98	2,3
Germania	17	108	2,8	15	121	2,8
Italia	17	113	2,9	17	117	2,7
Paesi Bassi	6	59	1,5	6	61	1,4
Regno Unito	14	91	2,3	11	93	2,2
Spagna	10	65	1,7	9	64	1,5
EX URSS	60	509	13,0	61	410	9,6
– di cui: Russia	38	343	8,8	41	271	6,4
<b>TOTALE</b>	<b>703</b>	<b>3.911</b>	<b>100,0</b>	<b>680</b>	<b>4.267</b>	<b>100,0</b>

(\*) Dati relativi al 1° Gennaio 2006.

Fonte: Oil & Gas Journal, EIA

**Mondo - I prezzi "Spot" dei principali greggi (2007) (Fob \$/barile)**

	<i>Grado Api</i>	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Arabian Light	34,2	50,86	54,29	58,08	62,83	64,15	65,92	71,05	68,76	74,28	79,31	89,02	86,29
Arabian Heavy	28,0	46,15	50,21	54,40	59,16	60,07	61,44	64,99	63,55	69,86	73,99	83,96	82,51
Iranian Heavy	31,0	47,91	51,87	56,39	61,41	62,72	64,77	69,65	66,60	72,63	77,30	87,17	86,31
Iranian Light	33,9	53,93	53,64	57,82	63,87	64,05	67,99	73,70	69,34	74,88	79,74	89,92	89,12
Kuwait	31,4	48,42	52,33	56,22	61,07	62,06	63,61	67,73	65,91	71,94	76,33	86,23	84,37
Dubai	32,4	53,68	55,61	58,80	63,97	64,59	65,79	69,49	67,36	73,36	77,12	86,96	85,79
Oman	36,3	52,38	55,82	59,19	64,45	65,04	66,08	70,09	68,34	73,56	77,55	87,16	86,82
Bonny Light	36,7	56,18	59,58	64,59	70,01	70,03	74,45	79,21	73,34	79,87	85,60	95,32	93,55
Libyan Es Sider	40,4	52,08	55,83	60,60	66,06	66,03	70,25	75,81	69,84	76,07	81,80	91,92	91,40
Saharan Blend	44,1	55,78	59,58	64,30	69,71	70,13	74,05	78,21	73,44	78,60	84,45	94,57	93,15
Minas	33,9	55,39	58,44	62,83	68,74	68,12	68,41	76,88	73,67	76,98	84,96	93,64	94,53
Isthmus	32,8	49,12	53,48	56,78	60,60	60,60	65,40	71,11	66,60	72,65	78,79	88,59	87,53
W.T.I.	40,0	54,40	59,21	60,63	63,85	63,46	67,44	73,98	72,37	79,69	85,87	94,91	91,69
Tia Juana	32,4	47,19	51,82	54,90	58,60	58,54	63,31	68,98	64,93	70,69	76,90	86,55	84,73
Suez Blend	33,0	47,19	51,38	56,16	61,27	61,34	65,42	71,44	66,94	71,41	76,90	87,60	85,80
Brent	38,0	53,78	57,43	62,15	67,51	67,38	71,55	77,01	70,74	76,87	82,50	92,62	91,25
Ekofisk	43,0	53,93	58,41	62,84	67,73	68,36	72,09	77,76	72,00	78,08	83,38	93,24	92,12
Ural (*)	36,1	47,83	53,82	58,81	63,92	64,29	67,83	73,90	69,25	73,76	79,52	90,24	89,02
Girassol	31,0	51,99	56,66	60,77	66,44	66,52	69,00	74,42	69,81	75,48	80,23	90,21	88,98
OPEC Reference Basket		50,79	54,56	58,59	63,55	64,48	66,89	71,89	68,71	74,18	79,36	88,99	87,19

(\*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

**Mercato internazionale - Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2007) (\$/tonnellata; media min-max)**

	Benzina senza piombo	Virgin naphta	Kerosene	Gasolio riscaldamento 0,2% s	Gasolio auto ULSD	O.C. Btz 1% s	O.C. Atz 3,5% s
Gennaio	492,27	504,59	560,73	484,96	512,50	238,65	237,01
Febbraio	542,38	547,54	585,91	518,00	558,18	229,53	251,64
Marzo	625,33	597,60	618,22	551,22	580,26	275,43	261,83
Aprile	714,53	653,18	655,16	584,62	617,30	320,29	307,61
Maggio	762,81	682,25	663,73	590,14	617,79	302,32	313,35
Giugno	742,33	663,65	689,19	614,00	646,39	309,36	323,26
Luglio	731,69	680,84	713,05	642,53	673,74	348,63	357,56
Agosto	681,85	641,86	689,42	622,66	653,17	360,11	345,81
Settembre	715,95	691,40	740,05	684,61	716,89	360,75	368,48
Ottobre	735,28	742,18	795,32	713,79	751,77	426,01	412,21
Novembre	824,92	821,91	914,53	842,69	894,64	477,76	467,47
Dicembre	799,47	834,00	880,19	805,50	831,15	497,69	437,34

Fonte: Platts

**Mercato internazionale - Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2007) (\$/tonnellata; media min-max)**

	Benzina senza piombo 50 ppm	Benzina senza piombo 10 ppm	Virgin naphta	Kerosene	Gasolio riscaldamento 0,2% s	Gasolio auto ULSD	Gasolio auto 10 ppm	O.C. Btz 1% s	O.C. Atz 3,5% s
Gennaio	501,02	504,23	501,31	565,83	493,49	518,31	517,09	239,65	219,99
Febbraio	556,95	559,75	546,00	592,74	527,54	551,53	552,56	258,08	246,81
Marzo	639,91	644,25	597,60	618,22	551,22	580,26	576,27	275,43	261,83
Aprile	730,26	735,55	642,51	656,08	593,22	621,63	619,99	314,68	302,54
Maggio	775,17	781,88	686,25	670,13	598,96	628,89	625,17	331,98	309,39
Giugno	757,67	763,21	655,77	693,82	619,61	654,30	650,96	349,65	320,26
Luglio	747,14	750,34	672,36	717,16	650,09	681,91	677,51	388,01	353,25
Agosto	695,15	697,42	642,66	693,11	632,22	666,78	663,77	372,55	342,70
Settembre	719,70	721,70	692,93	743,99	693,11	722,20	724,69	392,11	365,90
Ottobre	745,72	749,80	743,52	801,05	721,89	761,18	765,26	427,65	409,58
Novembre	842,33	843,33	825,58	920,49	834,45	895,35	909,49	497,06	464,83
Dicembre	813,85	814,85	829,19	883,79	807,60	847,00	843,12	490,28	434,90

Fonte: Platts

**Mercato internazionale - Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2007) (\$/tonnellata; media min-max)**

	Benzina senza piombo 50 ppm	Virgin naphta	Kerosene	Gasolio riscaldamento 0,2% s	Gasolio auto 50 ppm	O.C. Btz 1% s	O.C. Atz 3,5% s
Gennaio	482,08	478,68	541,88	482,72	499,30	229,28	228,36
Febbraio	535,80	520,31	567,56	514,39	528,73	252,91	246,95
Marzo	613,40	570,64	591,24	545,00	559,38	274,45	270,98
Aprile	698,80	622,20	628,43	593,51	607,58	311,24	308,08
Maggio	753,46	650,44	641,27	595,83	618,07	330,82	307,81
Giugno	728,36	635,26	667,92	615,06	637,40	348,18	322,27
Luglio	719,99	659,88	697,30	650,53	668,63	385,94	355,43
Agosto	664,35	625,23	676,80	637,76	653,22	370,24	348,94
Settembre	698,50	677,53	729,46	698,26	711,03	387,94	371,43
Ottobre	721,64	725,12	784,27	724,51	740,67	423,97	412,95
Novembre	818,80	792,83	894,38	837,65	874,44	492,39	463,50
Dicembre	793,40	804,21	856,96	804,78	831,94	484,12	432,22

Fonte: Platts

**Mercato internazionale - Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2007) (\$/tonnellata; media min-max)**

	Benzina senza piombo 50 ppm	Virgin naphta	Gasolio riscaldamento 0,2% s	Gasolio auto 50 ppm	O.C. Btz 1% s	O.C. Atz 3,5% s
Gennaio	495,05	499,03	504,80	513,74	244,59	242,88
Febbraio	549,50	541,49	537,87	543,98	268,80	263,46
Marzo	627,98	593,64	570,00	575,57	287,42	284,03
Aprile	713,89	646,01	619,25	624,29	326,84	318,43
Maggio	768,67	674,52	622,82	635,62	345,08	321,67
Giugno	742,49	657,24	639,00	653,08	362,83	336,83
Luglio	730,56	677,32	669,22	681,50	401,42	371,51
Agosto	673,09	640,03	653,14	663,88	383,28	361,99
Settembre	706,10	690,70	711,48	720,31	398,05	381,54
Ottobre	730,46	740,20	739,96	751,41	435,97	424,95
Novembre	833,06	815,18	862,19	891,64	506,17	477,28
Dicembre	808,10	826,06	830,10	849,78	502,36	450,62

Fonte: Platts

**Italia - I consumi energetici per fonti primarie** (Milioni di tep)

	2006		2007 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	17,2	8,8	17,5	9,0
Gas naturale	69,7	35,5	70,0	36,0
Petrolio	85,2	43,4	82,6	42,5
Importazioni nette di energia elettrica	9,9	5,1	10,1	5,2
Fonti rinnovabili <sup>(2)</sup>	14,2	7,2	14,2	7,3
<b>Totale consumi</b>	<b>196,2</b>	<b>100,0</b>	<b>194,4</b>	<b>100,0</b>
Tep pro-capite	3,4		3,4	

(1) Dati provvisori.

(2) Comprende: a) energia elettrica di origine idrica (al netto dei pompaggi), geotermica, vegetali, biomasse, RSU, eolico, fotovoltaico, energia da pressione;

b) energia termica per i settori domestico e industriale derivante da vegetali, biomasse, geotermica, solare, RSU.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia - I consumi energetici per settori di utilizzo** (Milioni di tep)

	2006		2007 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	3,4	1,7	3,3	1,7
Industria	40,9	20,8	41,0	21,1
Trasporti	44,6	22,7	44,6	22,9
Usi civili	45,3	23,1	43,4	22,3
Usi non energetici	8,0	4,1	8,1	4,2
Bunkeraggi	3,5	1,8	3,6	1,9
<b>Totale impieghi finali</b>	<b>145,7</b>	<b>74,2</b>	<b>144,0</b>	<b>74,1</b>
Consumi e perdite del settore energetico	7,6	3,9	7,9	4,0
Trasformazioni in energia elettrica	42,9	21,9	42,5	21,9
<b>Totale consumi</b>	<b>196,2</b>	<b>100,0</b>	<b>194,4</b>	<b>100,0</b>

(1) Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia - La produzione di idrocarburi**

	1990	1995	2000	2005	2006	2007
Petrolio greggio (migliaia di tonnellate)	4.641	5.208	4.555	6.084	5.757	5.839
Condensati da gas (migliaia di tonnellate)	27	28	31	27	24	21
Gas naturale (milioni di m <sup>3</sup> ) <sup>(*)</sup>	17.296	20.184	16.633	12.071	10.979	9.706

(\*) I valori esprimono metri cubi fisici fino al 1990 e metri cubi da 38,1 MJ dal 1995, convertiti come da Bilancio Energetico Nazionale.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia - Il bilancio petrolifero (2007)<sup>(\*)</sup> (Migliaia di tonnellate)**

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.860	Consumi	83.846
Importazione di greggio <sup>(1)</sup>	88.158	Esportazioni <sup>(2)</sup>	31.106
Importazione di semilavorati	7.560		
Importazione di prodotti finiti	13.167		
Da scorte	207		
<b>Totale</b>	<b>114.952</b>	<b>Totale</b>	<b>114.952</b>

(\*) Dati provvisori.

(1) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero.

(2) Comprendono le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni greggio in regime di temporanea importazione conto committente estero.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

**Italia - Le importazioni di petrolio greggio** (Migliaia di tonnellate)

	2006		2007	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	10.173	11,7	7.987	9,1
Dubai	—	—	68	0,1
Iran	9.648	11,1	9.579	10,9
Iraq	6.801	7,8	8.456	9,6
Kuwait	62	0,1	41	—
Siria	1.294	1,5	1.753	2,0
<b>TOTALE MEDIO ORIENTE</b>	<b>27.978</b>	<b>32,1</b>	<b>27.884</b>	<b>31,7</b>
Algeria	2.694	3,1	750	0,9
Angola	90	0,1	394	0,4
Camerun	1.271	1,5	1.371	1,6
Congo	248	0,3	—	—
Egitto	2.527	2,9	1.341	1,5
Gabon	—	—	129	0,1
Guinea Equatoriale	397	0,5	331	0,4
Libia	23.790	27,3	25.829	29,3
Nigeria	1.915	2,2	1.600	1,8
Sudan	45	—	43	—
Tunisia	170	0,2	290	0,3
<b>TOTALE AFRICA</b>	<b>33.147</b>	<b>38,1</b>	<b>32.078</b>	<b>36,3</b>
Azerbaijan	5.647	6,5	6.540	7,4
Kazakhstan	2.131	2,5	1.823	2,0
Russia	13.956	16,0	16.539	18,8
<b>TOTALE EX URSS</b>	<b>21.734</b>	<b>25,0</b>	<b>24.902</b>	<b>28,2</b>
Albania	68	0,1	147	0,2
Norvegia	3.817	4,4	2.868	3,3
Regno Unito	191	0,2	171	0,2
<b>TOTALE EUROPA</b>	<b>4.076</b>	<b>4,7</b>	<b>3.186</b>	<b>3,7</b>
Canada	—	—	75	0,1
Venezuela	71	0,1	33	—
<b>TOTALE AMERICA</b>	<b>71</b>	<b>0,1</b>	<b>108</b>	<b>0,1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>87.006</b>	<b>100,0</b>	<b>88.158</b>	<b>100,0</b>
— di cui: OPEC	55.154	63,4	54.737	62,1

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Le importazioni di petrolio greggio "Conto proprio"** (Migliaia di tonnellate)

	2006		2007	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	10.173	12,2	7.987	9,3
Iran	9.648	11,6	9.579	11,1
Iraq	6.801	8,2	8.456	9,8
Kuwait	62	0,1	41	—
Siria	1.294	1,5	1.753	2,0
Dubai	—	—	68	0,1
<b>TOTALE MEDIO ORIENTE</b>	<b>27.978</b>	<b>33,6</b>	<b>27.884</b>	<b>32,3</b>
Algeria	2.694	3,2	750	0,9
Angola	90	0,1	394	0,5
Camerun	1.271	1,5	1.371	1,6
Congo	248	0,3	—	—
Egitto	2.527	3,0	1.341	1,6
Gabon	—	—	129	0,2
Guinea Equatoriale	397	0,5	331	0,4
Libia	22.620	27,1	25.745	29,9
Nigeria	1.915	2,3	1.600	1,9
Sudan	45	0,1	43	0,1
Tunisia	170	0,2	290	0,3
<b>TOTALE AFRICA</b>	<b>31.977</b>	<b>38,3</b>	<b>31.994</b>	<b>37,4</b>
Russia	13.956	16,7	16.479	19,2
Azerbaijan	5.647	6,8	6.540	7,6
Kazakhstan	2.131	2,6	1.823	2,1
<b>TOTALE EX URSS</b>	<b>21.734</b>	<b>26,1</b>	<b>24.842</b>	<b>28,9</b>
Norvegia	1.350	1,6	810	0,9
Regno Unito	191	0,2	171	0,2
Albania	68	0,1	147	0,2
<b>TOTALE EUROPA</b>	<b>1.609</b>	<b>1,9</b>	<b>1.128</b>	<b>1,3</b>
Venezuela	71	0,1	33	—
Canada	—	—	75	0,1
<b>TOTALE AMERICA</b>	<b>71</b>	<b>0,1</b>	<b>108</b>	<b>0,1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>83.369</b>	<b>100,0</b>	<b>85.956</b>	<b>100,0</b>
– di cui: OPEC	53.984	64,8	54.653	63,6

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Le importazioni di petrolio greggio "Conto committente estero"** (Migliaia di tonnellate)

	2006		2007	
	Quantità	%	Quantità	%
Libia	1.170	32,2	84	3,8
Totale Africa	1.170	32,2	84	3,8
Russia	—	—	60	2,7
Norvegia	2.467	67,8	2.058	93,5
Totale Altri Paesi	2.467	67,8	2.118	96,2
<b>TOTALE</b>	<b>3.637</b>	<b>100,0</b>	<b>2.202</b>	<b>100,0</b>
– di cui: OPEC	1.170	32,2	84	3,8

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati** (Migliaia di tonnellate)

	2006		2007 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.644	7,8	1.483	7,2
Benzine	192	0,9	258	1,2
Virgin naphta	1.805	8,6	2.249	10,8
Carboturbo/Petrolio	609	2,9	807	3,9
Gasolio	1.601	7,6	1.332	6,4
Olio combustibile totale	4.029	19,2	2.321	11,2
– di cui olio combustibile Atz	684	3,3	626	3,0
– di cui olio combustibile Btz	3.345	15,9	1.695	8,2
Lubrificanti	216	1,0	243	1,2
Bitume	17	0,1	5	—
Altri <sup>(2)</sup>	4.579	21,8	4.469	21,6
<b>Totale prodotti<sup>(3)</sup></b>	<b>14.692</b>	<b>69,9</b>	<b>13.167</b>	<b>63,5</b>
Semilavorati	6.331	30,1	7.560	36,5
<b>Totale prodotti e semilavorati</b>	<b>21.023</b>	<b>100,0</b>	<b>20.727</b>	<b>100,0</b>

(1) Dati provvisori.

(2) Comprendono le importazioni di Coke di petrolio.

(3) Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

**Italia - Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio** (Migliaia di tonnellate)

	2006		2007 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	537	1,9	573	1,8
Benzine	7.756	28,1	9.388	30,2
Virgin naphta	815	2,9	588	1,9
Carboturbo/Petrolio	370	1,3	443	1,4
Gasolio	8.951	32,4	10.179	32,7
Olio combustibile totale	4.676	16,9	4.884	15,7
– di cui olio combustibile Atz	3.898	14,1	4.259	13,7
– di cui olio combustibile Btz	778	2,8	625	2,0
Lubrificanti	862	3,1	930	3,0
Bitume	880	3,2	984	3,2
Altri	1.094	4,0	1.120	3,6
<b>Totale prodotti<sup>(2)</sup></b>	<b>25.941</b>	<b>93,8</b>	<b>29.089</b>	<b>93,5</b>
Semilavorati e greggio	1.706	6,2	2.017	6,5
<b>Totale prodotti, semilavorati e greggio</b>	<b>27.647</b>	<b>100,0</b>	<b>31.106</b>	<b>100,0</b>
– di cui in conto committente estero	479	1,7	128	0,4

(1) Dati provvisori.

(2) Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

**Italia - La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti (Migliaia di tonnellate)**

	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006	2007
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.900	15.060	14.530	14.020	14.650
Cagliari	12.050	12.130	13.200	13.450	13.480	14.605	13.990	14.645
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.700	3.390	3.365	3.335	3.525
Fiumicino (Roma)	3.310	3.680	3.580	3.600	3.700	4.030	4.170	3.645
Gela (Caltanissetta)	3.570	3.840	2.590	1.060	1.970	2.050	2.255	2.480
Genova-Mulredo <sup>(1)</sup>	20.320	18.600	14.160	15.350	15.510	15.605	15.530	15.020
La Spezia	130	5	-	-	-	-	-	-
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.200	4.030	4.240	4.010	4.665
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	8.200	7.440	7.385	7.450	7.590
Napoli	3.620	-	-	-	-	-	-	-
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	8.600	10.130	11.145	8.285	8.345
Ravenna	270	235	60	70	40	40	140	140
Savona - Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	6.450	6.970	7.235	7.675	7.460
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.200	1.930	1.420	1.865	2.225
Trieste <sup>(2)</sup>	25.865	27.190	34.520	34.730	35.880	36.990	36.820	33.590
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	6.220	5.800	5.760	6.575	6.370
<b>Totale</b>	<b>110.260</b>	<b>112.000</b>	<b>119.700</b>	<b>121.730</b>	<b>125.330</b>	<b>128.400</b>	<b>126.120</b>	<b>124.350</b>

(1) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).

(2) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Le lavorazioni delle raffinerie** (Migliaia di tonnellate)

	2006		2007	
<b>MATERIA PRIMA LAVORATA</b>				
Greggio nazionale	5.231		4.605	
Greggio estero	86.948		88.348	
Semilavorati	11.143		11.184	
Additivi/Ossigenati/Metano	1.066		1.247	
<b>Totale</b>	<b>104.388</b>		<b>105.384</b>	
	Quantità	%	Quantità	%
<b>PRODOTTI OTTENUTI</b>				
Gpl	2.239	2,1	2.255	2,1
Benzina auto	19.292	18,5	20.101	19,1
Virgin naphta	4.213	4,0	4.072	3,9
Carboturbo/Petrolio	4.125	4,0	4.135	3,9
Gasolio	38.696	37,1	39.561	37,5
Olio combustibile totale	12.266	11,7	12.467	11,8
– di cui olio combustibile Btz	5.069	4,9	4.388	4,2
Lubrificanti	1.266	1,2	1.252	1,2
Bitume	3.760	3,6	3.773	3,6
Altri prodotti	1.981	1,9	1.865	1,8
Semilavorati	6.336	6,1	5.255	5,0
Consumi e perdite	10.214	9,8	10.648	10,1
<b>Totale</b>	<b>104.388</b>	<b>100,0</b>	<b>105.384</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

**Italia - La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata**

	Località	Capacità effettiva <sup>(1)</sup> al 1° gennaio 2007 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni <sup>(2)</sup> (Migliaia di tonnellate)	
			2006	2007
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	8,5	8.913	
Sarpom	Trecate (NO)	8,75	7.644	
Tamoil	Cremona	4,5	3.941	
<b>NORD OVEST</b>			<b>20.498</b>	<b>20.443</b>
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	4,2	4.931	
IES	Mantova	2,6	2.419	
<b>NORD EST</b>			<b>7.350</b>	<b>7.252</b>
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,3	5.125	
Iplom	Busalla (GE)	1,75	1.750	
Raffineria di Roma	Pantano (RM)	4,3	4.155	
<b>TIRRENO</b>			<b>11.030</b>	<b>10.696</b>
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.590	
Alma	Ravenna	—	420	
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,5	6.486 <sup>(3)</sup>	
<b>ADRIATICO</b>			<b>10.496</b>	<b>10.471</b>
ERG Raffinerie Mediterranee	Priolo G. (SR)	19,4	15.739 <sup>(4)</sup>	
Esso	Augusta (SR)	8,8	9.276 <sup>(5)</sup>	
Raffineria di Gela	Gela (CL)	5,0	5.207 <sup>(4)</sup>	
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	9,8	8.908	
Saras	Sarroch (CA)	15,0	15.884 <sup>(4)</sup>	
<b>ISOLE</b>			<b>55.014</b>	<b>56.522</b>
<b>TOTALE</b>		<b>106,3</b>	<b>104.388</b>	<b>105.384</b>

(1) Si intende la capacità, definita "tecnico-bilanciata", supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica. L'introduzione di questo concetto di capacità, come il più realistico ai fini del calcolo dell'utilizzo degli impianti, è il risultato di un'analisi puntuale delle situazioni di ogni singola raffineria.

(2) Relative a greggio, semilavorati, additivi, ossigenati e metano.

(3) Include semilavorati di importazione per carica all'impianto di visbreaking.

(4) Include riciclo di derivati da Petrolchimica.

(5) Include residuo di importazione per carica agli impianti vacuum.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - La capacità dei principali impianti delle raffinerie** (1° gennaio 2007)

	Milioni di tonnellate/anno				Migliaia di tonnellate/anno					
	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici Cracking	Processi catalitici Reforming	Isomeriz. naphta (*)	Alkilazione (*)	Mtbe (*)	Eterificazione	Idrogeno	Desolf. distillati medi
Alma - Ravenna	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Api - Falconara M. (AN)	3,9	3,06 <sup>(1)</sup>	—	0,56	255	—	—	—	—	2.040
ENI Div. Refining & Marketing - P. Marghera (VE)	4,55	1,23 <sup>(1)</sup>	—	0,60	200	—	—	—	—	1.850
ENI Div. Refining & Marketing - Sannazzaro (PV)	10,0	1,22 <sup>(2)</sup>	1,77 1,75 <sup>(6)</sup>	1,41	470	170	37	—	34,8	3.460
ENI Div. Refining & Marketing - Livorno	5,2	—	—	0,63	240	—	—	—	—	1.700
ENI Div. Refining & Marketing - Taranto	6,5	2,00 <sup>(1)</sup>	1,21 <sup>(7)</sup>	0,92	227	—	—	—	30,0	2.600
ERG Med. Raff. ISAB Imp. Nord - Priolo G. (SR)	8,4	0,47 <sup>(2)</sup>	1,84 0,67 <sup>(6)</sup>	0,09	—	196	67	—	—	1.093
ERG Med. Raff. ISAB Imp. Sud - Priolo G. (SR)	12,0	2,60 <sup>(2)</sup> 1,71 <sup>(4)</sup>	3,32 <sup>(6)</sup>	1,66	350	—	—	—	15,8	6.650
Esso - Augusta (SR)	9,17	—	2,51	1,09	—	370	—	—	—	3.870
IES - Mantova	2,6	1,20 <sup>(2)</sup> 0,45 <sup>(4)</sup>	0,66 <sup>(5)</sup>	0,33	100	—	—	—	—	1.200
Iplom - Busalla (GE)	1,89	0,50 <sup>(2)</sup>	0,43 <sup>(5)</sup>	—	—	—	—	—	—	500
Raffineria di Gela - Gela (CL)	6,0	2,60 <sup>(3)</sup>	1,92 1,90 <sup>(6)</sup>	0,65	—	400	70	240 <sup>(10)</sup>	42,0	2.330
Raffineria di Milazzo - Milazzo (ME)	10,0	—	2,53 1,79 <sup>(5)</sup> 1,35 <sup>(7)</sup>	0,63	—	210	69	—	80,5	3.600
Raffineria di Roma - Pantano (RM)	4,3	1,75 <sup>(2)</sup>	—	0,60	300	—	—	—	—	1.400
Saras - Sarroch (CA)	18,0	2,40 <sup>(2)</sup>	4,40 5,70 <sup>(6)</sup>	1,20	—	300	—	300 <sup>(10)</sup>	—	3.700
Sarpom - Treccate (NO)	9,0	—	1,85	1,37	683	—	—	—	80,5	5.587
Tamoil - Cremona	5,0	1,95 <sup>(2)</sup>	0,30 <sup>(8)</sup>	1,05	420 <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	1.970
<b>TOTALE</b>	<b>116,91</b>	<b>23,14</b>	<b>35,90</b>	<b>12,79</b>	<b>3.245</b>	<b>1.646</b>	<b>243</b>	<b>540</b>	<b>283,6</b>	<b>43.550</b>
<b>TOTALE AL 1° GENNAIO 2008</b>	<b>120,64</b>	<b>23,27</b>	<b>36,65</b>	<b>13,69</b>	<b>3.145</b>	<b>1.713</b>	<b>218</b>	<b>540</b>	<b>295,6</b>	<b>45.194</b>

(\*) Capacità di produzione.

(1) Visbreaking + Thermalcracking - (2) Visbreaking - (3) Coking - (4) Thermalcracking - (5) Hydrocracking gasolio - (6) Impianto di Gofiner/Mild Hydrocracking

(7) Hydrocracking residui - (8) Impianto di Dewaxing gasolio pesante/Mild Hydrocracking - (9) Totale isomerizzazione - (10) Impianto di eterificazione di benzina leggera di cracking.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi** (Migliaia di tonnellate)

	2006	2007 <sup>(1)</sup>		Variazione % 2007 vs. 2006
	Quantità	Quantità	%	
GPL	3.301	3.137	4,5	- 5,0
- di cui autotrazione	989	944	1,4	- 4,6
BENZINA AUTO	12.673	11.885	17,1	- 6,2
- di cui rete totale	12.432	11.704	16,9	- 5,9
Carboturbo	3.997	4.230	6,1	+ 5,8
Petrolio	22	14	—	- 36,4
GASOLIO AUTOTRAZIONE	25.362	26.118	37,6	+ 3,0
- di cui rete totale	16.146	16.854	24,3	+ 4,4
Gasolio riscaldamento	2.526	1.995	2,9	- 21,0
Gasolio agricolo	2.215	2.099	3,1	- 5,2
Gasolio marina	380	364	0,5	- 4,2
Gasolio termoelettrica	94	88	0,1	- 6,4
TOTALE GASOLI	30.575	30.664	44,2	+ 0,3
Olio combustibile Atz	1.484	1.412	2,0	- 4,9
Olio combustibile Btz	6.739	4.379	6,3	- 35,0
Olio combustibile fluido	124	75	0,1	- 39,5
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	8.347	5.866	8,4	- 29,7
- di cui olio combustibile per termoelettrica	5.778	3.380	4,9	- 41,5
LUBRIFICANTI	542	540	0,8	- 0,4
- di cui rete	21,2	15,5	—	- 26,9
Bitume	2.907	2.608	3,8	- 10,3
Altri prodotti <sup>(2)</sup>	4.220	4.096	5,9	- 2,9
Fabbisogno petrolchimico netto	6.109	6.405	9,2	+ 4,8
<b>TOTALE TRASF. AL MERCATO INTERNO</b>	<b>72.695</b>	<b>69.445</b>	<b>100,0</b>	<b>- 4,5</b>
Bunkeraggi gasolio	607	520		- 14,3
Bunkeraggi olio combustibile	2.925	3.056		+ 4,5
Bunkeraggi lubrificanti	60	55		- 8,3
TOTALE BUNKERAGGI	3.592	3.631		+ 1,1
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	10.214	10.648		+ 4,2
- di cui consumi e perdite di raffineria	5.431	5.558		+ 2,3
- di cui consumi, in raffineria, di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	3.195	3.419		+ 7,0
- di cui consumi, in raffineria, per produzione di energia elettrica e termica	1.588	1.671		+ 5,2
Variazione scorte <sup>(3)</sup>	+ 162	+ 122		...
<b>TOTALE CONSUMI</b>	<b>86.663</b>	<b>83.846</b>		<b>- 3,3</b>

(1) Dati provvisori.

(2) Comprende il Coke di petrolio.

(3) Si è indicato con segno più un prelievo da scorte, con segno meno una ricostituzione di scorte.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

## Italia - La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio

	1995	2000	2005	2006
Autostradali	466	465	457	461
Stazioni di servizio	6.959	8.150	8.628	8.840
Stazioni di rifornimento	7.585	7.001	6.250	6.244
Chioschi/Punti isolati	11.775	7.398	5.963	5.885
<b>TOTALE CAMPIONE<sup>(1)</sup></b>	<b>26.785</b>	<b>23.014</b>	<b>21.298</b>	<b>21.430</b>
<i>di cui:</i> – con gasolio	21.120	20.140	20.647	20.878
– con Gpl	1.031	1.252	1.357	1.372
– con benzina senza piombo	25.918	22.725	21.174	21.290
– con self-service/pre-pay <sup>(2)</sup>	6.276	7.717	11.649	12.152
– con self-service/post-pay <sup>(2)</sup>	2.809	3.998	6.162	6.483
<b>TOTALE ITALIA<sup>(3)</sup></b>	<b>28.200</b>	<b>23.900</b>	<b>22.400</b>	<b>22.450</b>
Erogato medio <sup>(4)</sup>	1.205	1.479	1.621	1.618

(1) Il campione comprende Api, Eni Div R&M (marchio Agip), Erg Petroli, Esso, IES, IP Italiana Petroli, Q8, Shell, Tamoil e Total; nell'anno 2006 il campione è stato integrato per la prima volta con l'inserimento della società IES Italiana Energia e Servizi Spa.

(2) Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2006 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e servizio.

(3) Stima.

(4) Benzina e gasolio rete, in metri cubi.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"  
per Paesi di provenienza nel 2007**

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	31,69	2,22	7.987	484,4
Dubai	30,00	2,25	68	551,1
Iran	29,92	1,95	9.579	477,5
Iraq	31,08	2,53	8.456	512,2
Kuwait	30,65	2,55	41	355,6
Siria	30,44	2,10	1.753	516,5
<b>TOTALE MEDIO ORIENTE</b>	<b>30,81</b>	<b>2,21</b>	<b>27.884</b>	<b>492,4</b>
Algeria	44,26	0,10	750	525,3
Angola	23,50	0,60	394	477,4
Camerun	27,72	0,39	1.371	461,2
Gabon	29,54	1,09	129	523,7
Egitto	23,91	2,88	1.341	380,0
Guinea Equatoriale	31,18	0,27	331	509,2
Libia	37,92	0,45	25.745	547,2
Nigeria	32,55	0,24	1.600	560,3
Sudan	25,62	0,12	43	272,0
Tunisia	36,47	0,65	290	498,4
<b>TOTALE AFRICA</b>	<b>36,46</b>	<b>0,63</b>	<b>31.994</b>	<b>534,5</b>
Russia	31,78	1,27	16.479	502,3
Azerbaijan	35,50	0,25	6.540	552,3
Kazakhstan	43,49	0,50	1.823	556,8
<b>TOTALE EX-URSS</b>	<b>33,62</b>	<b>0,94</b>	<b>24.482</b>	<b>519,5</b>
Norvegia	24,95	0,66	810	447,3
Regno Unito	39,91	1,13	171	660,8
Albania	11,51	5,56	147	288,4
<b>TOTALE EUROPA</b>	<b>25,47</b>	<b>1,37</b>	<b>1.128</b>	<b>459,0</b>
Canada	21,59	2,00	75	509,5
Venezuela	11,50	3,02	33	284,3
<b>TOTALE AMERICA</b>	<b>18,51</b>	<b>2,31</b>	<b>108</b>	<b>440,7</b>
<b>TOTALE</b>	<b>33,62</b>	<b>1,21</b>	<b>85.956</b>	<b>515,4</b>

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"**

	Anno 2006			Anno 2007		
	Migliaia di tonn.	\$/tonn.	Costo Cif Euro/tonn.	Migliaia di tonn.	\$/tonn.	Costo Cif Euro/tonn.
Gennaio	6.814	435,85	360,12	7.061	390,53	300,44
Febbraio	6.679	436,36	365,51	7.008	395,41	302,44
Marzo	7.048	433,30	360,48	7.578	430,46	325,07
<b>1° TRIMESTRE</b>	<b>20.541</b>	<b>435,14</b>	<b>361,99</b>	<b>21.647</b>	<b>406,09</b>	<b>309,71</b>
Aprile	6.448	484,15	394,54	7.462	473,94	350,64
Maggio	5.742	491,70	385,05	6.677	479,25	354,70
Giugno	6.461	483,82	382,47	7.290	505,03	376,37
<b>2° TRIMESTRE</b>	<b>18.651</b>	<b>486,36</b>	<b>387,44</b>	<b>21.429</b>	<b>486,17</b>	<b>360,66</b>
Luglio	7.324	506,68	399,47	7.067	541,26	394,63
Agosto	6.979	524,61	409,49	7.464	518,84	380,87
Settembre	7.411	462,57	363,44	6.744	545,54	392,57
<b>3° TRIMESTRE</b>	<b>21.715</b>	<b>497,39</b>	<b>390,40</b>	<b>21.275</b>	<b>534,75</b>	<b>389,15</b>
Ottobre	7.545	419,17	332,38	7.464	581,87	408,98
Novembre	7.309	414,52	321,80	6.437	658,47	448,44
Dicembre	7.608	440,41	333,32	7.704	666,55	457,47
<b>4° TRIMESTRE</b>	<b>22.462</b>	<b>424,85</b>	<b>329,26</b>	<b>21.605</b>	<b>634,89</b>	<b>438,03</b>
<b>ANNO</b>	<b>83.369</b>	<b>460,04</b>	<b>366,26</b>	<b>85.956</b>	<b>515,41</b>	<b>374,33</b>
Variazione % 2007 vs. 2006				<i>3,1</i>	<i>12,0</i>	<i>2,2</i>

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia - Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"**  
(Euro/tonnellata)

	Anno 2006			Anno 2007		
	Fob	Nolo	Cif	Fob	Nolo	Cif
Gennaio	350,48	9,64	360,12	291,42	9,02	300,44
Febbraio	357,54	7,97	365,51	295,20	7,24	302,44
Marzo	353,89	6,59	360,48	318,64	6,44	325,07
Aprile	387,87	6,67	394,54	343,89	6,75	350,64
Maggio	377,67	7,38	385,05	348,55	6,15	354,70
Giugno	375,63	6,84	382,47	370,32	6,04	376,37
Luglio	392,82	6,65	399,47	689,09	5,55	394,63
Agosto	402,48	7,01	409,49	375,15	5,72	380,87
Settembre	355,35	8,09	363,44	387,79	4,78	392,57
Ottobre	324,93	7,45	332,38	402,20	4,78	408,98
Novembre	314,53	7,27	321,80	443,29	5,15	448,44
Dicembre	328,08	5,24	333,32	451,70	5,77	457,47
ANNO	359,04	7,22	366,26	368,21	6,12	374,33

Fonte: Unione Petrolifera

## Italia - I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2007)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	GPL auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.c.denso Btz (Euro/kg)
PREZZO AL CONSUMO <sup>(1)</sup>					
Gennaio	1,210	1,099	0,609	1,053	0,302
Febbraio	1,202	1,083	0,609	1,054	0,311
Marzo	1,236	1,105	0,609	1,066	0,326
Aprile	1,267	1,121	0,622	1,087	0,349
Maggio	1,315	1,131	0,619	1,093	0,366
Giugno	1,346	1,150	0,615	1,104	0,379
Luglio	1,354	1,162	0,621	1,116	0,403
Agosto	1,315	1,174	0,626	1,117	0,402
Settembre	1,306	1,181	0,626	1,131	0,398
Ottobre	1,313	1,205	0,631	1,147	0,412
Novembre	1,348	1,254	0,654	1,210	0,462
Dicembre	1,361	1,286	0,669	1,217	0,454
ANNO	1,299	1,164	0,626	1,126	0,371
PREZZO INDUSTRIALE <sup>(2)</sup>					
Gennaio	0,444	0,500	0,383	0,475	0,243
Febbraio	0,438	0,486	0,383	0,475	0,251
Marzo	0,466	0,505	0,383	0,485	0,265
Aprile	0,492	0,518	0,393	0,503	0,286
Maggio	0,532	0,527	0,391	0,508	0,302
Giugno	0,558	0,536	0,388	0,516	0,313
Luglio	0,565	0,545	0,392	0,527	0,335
Agosto	0,532	0,555	0,396	0,528	0,334
Settembre	0,524	0,561	0,397	0,539	0,331
Ottobre	0,530	0,581	0,401	0,553	0,343
Novembre	0,560	0,622	0,420	0,605	0,388
Dicembre	0,570	0,649	0,432	0,611	0,382
ANNO	0,519	0,550	0,397	0,535	0,306

(1) Dati calcolati in base alle rilevazioni settimanali dei "prezzi medi praticati" effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il valore dell'anno è il risultato della media dei valori dei 12 mesi ponderati in base alle vendite.

(2) Il prezzo industriale corrisponde al prezzo al consumo meno la componente fiscale.

Fonte: Elaborazione UP su dati Ministero dello Sviluppo Economico

**Europa - I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione al 1° aprile 2008 (Euro/litro)**

	BENZINA SENZA PIOMBO			GASOLIO AUTOTRAZIONE		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,223	0,688	56,3	1,233	0,591	47,9
Belgio	1,403	0,864	61,6	1,177	0,522	44,4
Bulgaria	1,017	0,520	51,1	1,085	0,488	44,9
Cipro	1,029	0,444	43,1	1,075	0,395	36,8
Danimarca	1,387	0,828	59,7	1,278	0,622	48,7
Estonia	1,050	0,519	49,5	1,164	0,508	43,6
Finlandia	1,408	0,865	61,4	1,171	0,541	46,2
Francia	1,366	0,830	60,8	1,259	0,634	50,4
Germania	1,390	0,876	63,1	1,309	0,679	51,9
Grecia	1,115	0,538	48,2	1,182	0,493	41,7
Irlanda	1,189	0,649	54,6	1,207	0,578	47,8
Lettonia	1,039	0,458	44,1	1,109	0,424	38,3
Lituania	1,036	0,481	46,4	1,097	0,442	40,3
Lussemburgo	1,193	0,618	51,8	1,106	0,446	40,4
Malta	1,090	0,476	43,7	1,020	0,401	39,3
Olanda	1,540	0,911	59,2	1,269	0,583	45,9
Polonia	1,219	0,688	56,4	1,201	0,555	46,3
Portogallo	1,382	0,823	59,6	1,256	0,582	46,4
Regno Unito	1,346	0,833	61,9	1,442	0,848	58,8
Repubblica Ceca	1,212	0,661	54,5	1,238	0,590	47,7
Romania	1,012	0,466	46,0	1,060	0,424	40,0
Slovacchia	1,202	0,668	55,5	1,273	0,648	50,9
Slovenia	1,055	0,535	50,7	1,138	0,492	43,2
Spagna	1,126	0,563	50,0	1,128	0,467	41,4
Svezia	1,324	0,828	62,5	1,334	0,710	53,2
Ungheria	1,145	0,602	52,5	1,208	0,540	44,8
Italia	1,363	0,774	56,8	1,327	0,627	47,3

Fonte: Unione Petrolifera su dati Unione Europea, DG Tren

**Europa - I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 1° aprile 2008**

	GASOLIO RISCALDAMENTO (Euro/litro)			O.C. BTZ (USI INDUSTRIALI) (Euro/Kg)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	0,816	0,244	29,9	0,523	0,368	70,4
Belgio	0,730	0,145	19,9	0,429	0,089	20,8
Bulgaria	1,065	0,484	45,5	n.d.	n.d.	n.d.
Cipro	0,765	0,131	17,1	0,598	0,103	17,2
Danimarca	1,197	0,526	43,9	0,868	0,512	59,0
Estonia	0,784	0,181	23,1	n.d.	n.d.	n.d.
Finlandia	0,764	0,218	28,6	0,649	0,182	28,0
Francia	0,817	0,191	23,3	0,462	0,094	20,4
Germania	0,772	0,185	23,9	0,431	0,094	21,8
Grecia	0,796	0,159	19,9	0,507	0,103	20,3
Irlanda	0,861	0,155	17,9	0,330	0,058	17,5
Lettonia	0,833	0,149	17,8	0,192	0,045	23,4
Lituania	0,711	0,130	18,2	0,381	0,073	19,2
Lussemburgo	0,681	0,083	12,2	n.d.	n.d.	n.d.
Malta	0,627	0,014	2,2	0,366	0,014	3,8
Olanda	1,023	0,380	37,1	0,482	0,109	22,6
Polonia	0,783	0,207	26,5	0,495	0,106	21,5
Portogallo	0,910	0,274	30,1	0,508	0,070	13,7
Regno Unito	0,691	0,155	22,4	n.d.	n.d.	n.d.
Repubblica Ceca	0,782	0,209	26,8	0,383	0,080	20,8
Romania	0,851	0,384	45,1	n.d.	n.d.	n.d.
Slovacchia	0,733	0,139	19,0	0,402	0,089	22,1
Slovenia	0,787	0,185	23,5	0,535	0,142	26,5
Spagna	0,799	0,197	24,6	0,474	0,081	17,0
Svezia	1,217	0,631	51,9	1,099	0,642	58,4
Ungheria	1,208	0,540	44,8	0,493	0,125	25,4
Italia	1,279	0,616	48,2	0,448	0,072	16,1

Fonte: Unione Petrolifera su dati Unione Europea, DG Tren

Edito da Unione Petrolifera  
Via Giorgione, 129 - 00147 Roma - Tel. 06 5423651  
e-mail: [ufficiostampa@unione petrolifera.it](mailto:ufficiostampa@unione petrolifera.it)  
sito web: [www.unione petrolifera.it](http://www.unione petrolifera.it)

Stampa S.A.R.O. snc - Roma - Tel. 06 6690598  
Finito di stampare nel giugno 2008



