

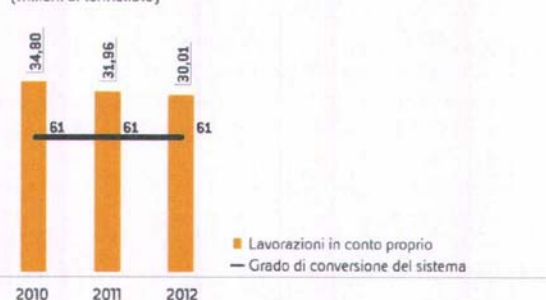
All'estero le lavorazioni in conto proprio sono cresciute del 3,2% (pari a circa 160 mila tonnellate) per effetto principalmente delle maggiori lavorazioni processate presso la Raffineria di Litvinov in Repubblica Ceca a seguito delle fermate di manutenzione programmate effettuate nel 2011.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono sta-

te di 20,84 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,91 milioni di tonnellate (-8,4%) rispetto al 2011, determinando un tasso di utilizzo del 73%, in diminuzione di sei punti percentuali rispetto al 2011 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 22,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 0,5 punti percentuali rispetto al 2011 (22,3%).

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		25,70	22,75	20,84	(1,91)	(8,4)
Lavorazioni in conto terzi		(0,50)	(0,49)	(0,47)	0,02	4,1
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,36	4,74	4,52	(0,22)	(4,6)
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>29,56</b>	<b>27,00</b>	<b>24,89</b>	<b>(2,11)</b>	<b>(7,8)</b>
Consumi e perdite		(1,69)	(1,55)	(1,34)	0,21	13,5
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>27,87</b>	<b>25,45</b>	<b>23,55</b>	<b>(1,90)</b>	<b>(7,5)</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,24	3,22	3,35	0,13	4,0
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(4,18)	(1,77)	(2,36)	(0,59)	(33,3)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,92)	(0,89)	(0,75)	0,14	15,7
<b>Prodotti venduti</b>		<b>27,01</b>	<b>26,01</b>	<b>23,79</b>	<b>(2,22)</b>	<b>(8,5)</b>
<b>ESTERO</b>						
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>5,24</b>	<b>4,96</b>	<b>5,12</b>	<b>0,16</b>	<b>3,2</b>
Consumi e perdite		(0,24)	(0,23)	(0,23)		
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>5,00</b>	<b>4,73</b>	<b>4,89</b>	<b>0,16</b>	<b>3,4</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		10,61	12,51	17,29	4,78	38,2
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		4,18	1,77	2,36	0,59	33,3
<b>Prodotti venduti</b>		<b>19,79</b>	<b>19,01</b>	<b>24,54</b>	<b>5,53</b>	<b>29,1</b>
<b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>		<b>34,80</b>	<b>31,96</b>	<b>30,01</b>	<b>(1,95)</b>	<b>(6,1)</b>
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>5,02</i>	<i>6,54</i>	<i>6,39</i>	<i>(0,15)</i>	<i>(2,3)</i>
<b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b>		<b>46,80</b>	<b>45,02</b>	<b>48,33</b>	<b>3,31</b>	<b>7,4</b>
<b>Vendite di greggi</b>		<b>36,17</b>	<b>32,10</b>	<b>36,56</b>	<b>4,46</b>	<b>13,9</b>
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>82,97</b>	<b>77,12</b>	<b>84,89</b>	<b>7,77</b>	<b>10,1</b>

**Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie**  
(milioni di tonnellate)



Nel corso del 2012 è proseguito lo sviluppo del primo impianto industriale basato su tecnologia **EST (Eni Slurry Technology)** presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, il cui avvio è previsto nel corso del 2013. La tecnologia EST a differenza delle tecnologie di raffinazione attualmente disponibili, non produce sottoprodotti ma converte interamente la carica a distillati e valorizza i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti nonché le risorse non convenzionali. È inoltre in via di sviluppo la

tecnologia di conversione **Slurry Dual-Catalyst** (evoluzione della tecnologia EST) che, attraverso la combinazione di due distinti catalizzatori, potrebbe consentire l'incremento della produttività della tecnologia EST, il miglioramento della qualità dei prodotti e una riduzione dei costi di investimento e dei costi operativi. Presso la Raffineria di Sannazzaro è in fase di completamento anche la progettazione di dettaglio del primo impianto industriale per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia proprietaria **Hydrogen SCT-CPD** (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation). Tale tecnologia di reforming trasforma, a costi competitivi, idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

Nell'ambito del continuo impegno di Eni alla riduzione del footprint ambientale dei propri siti industriali, e di una sempre maggiore attenzione al territorio e alle comunità locali di riferimento, è proseguita la sperimentazione inerente il progetto **Zero Waste**. Tale tecnologia consente di ridurre i fanghi industriali di raffineria attraverso un processo di pirolisi/gassificazione e inertizzazione, valorizzando il contenuto energetico presente nei fanghi stessi. In particolare nel corso dell'anno la tecnologia è stata validata in un impianto pilota da 50 kg/h, installato presso il Centro Sviluppo Ma-

teriali di Roma, con due test run di lunga durata con fanghi provenienti dalla Raffineria di Gela e fondami di serbatoio dalla Raffineria di Venezia (della durata rispettivamente di 480 e 48 ore).

Nell'ambito del progetto **Biodiesel** da microalghe continuano le attività di sperimentazione presso l'impianto pilota di Gela finalizzate alla messa a punto dei principali parametri di crescita algale (pH, salinità, nutrienti, ecc.). È stato studiato un procedimento innovativo di estrazione lipidica via pretrattamento della pasta algale, seguita da estrazione con solvente. Parallelamente sono continuate le attività di caratterizzazione del bio-olio

estratto e avviate iniziative per individuare processi di pretrattamento atti a renderlo idoneo come feedstock per la trasformazione in biocarburante.

## Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2012 le vendite di prodotti petroliferi (48,33 milioni di tonnellate) sono aumentate di 3,31 milioni di tonnellate rispetto al 2011, pari al 7,4%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e trader all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'Estero	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Rete		8,63	8,36	7,83	[0,53]	[6,3]
Extrarete		9,45	9,36	8,62	[0,74]	[7,9]
Petrochimica		1,72	1,71	1,26	[0,45]	[26,3]
Altre vendite		7,21	6,58	6,08	[0,50]	[7,6]
<b>Vendite in Italia</b>		<b>27,01</b>	<b>26,01</b>	<b>23,79</b>	<b>[2,22]</b>	<b>[8,5]</b>
Rete Resto d'Europa		3,10	3,01	3,04	0,03	1,0
Extrarete Resto d'Europa		3,88	3,84	3,96	0,12	3,1
Extrarete Mercati extra europei		0,42	0,43	0,42	[0,01]	[2,3]
Altre vendite		12,39	11,73	17,12	5,39	46,0
<b>Vendite all'estero</b>		<b>19,79</b>	<b>19,01</b>	<b>24,54</b>	<b>5,53</b>	<b>29,1</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>46,80</b>	<b>45,02</b>	<b>48,33</b>	<b>3,31</b>	<b>7,4</b>

### Vendite Rete Italia

Nel 2012, le vendite sulla rete in Italia (7,83 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2011 (circa 530 mila tonnellate, -6,3%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.976 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 197 mila litri rispetto al 2011. La quota di mercato media del 2012 è del 31,2% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni".

Al 31 dicembre 2012 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.780 stazioni di servizio con un incremento di 79 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (4.701 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (92 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (10 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (23 unità).

Nel 2012 le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali più ampiamente rispetto ai prodotti standard registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 292 mila tonnellate (circa 350 milioni di litri) in diminuzione di 201 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 6% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2012 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni bludiesel+ sono state

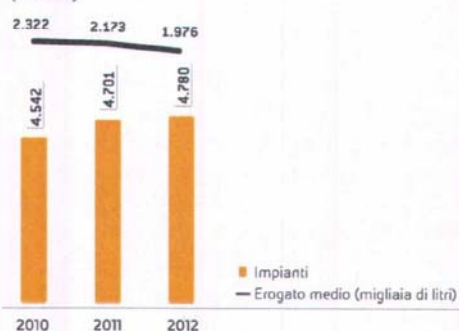
4.123 (4.130 a fine 2011) pari a circa l'86% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 35 mila tonnellate (circa 47 milioni di litri), in diminuzione di 27 mila tonnellate rispetto al 2011; l'incidenza (pari all'1,5%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,9%. Al 31 dicembre 2012 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni blusuper+ sono state 2.505 (2.703 a fine 2011), pari a circa il 52% del totale.

Nell'ambito delle iniziative volte a favorire i consumi in un contesto economico sfavorevole e a creare una sempre più solida customer relationship Eni ha avviato due rilevanti iniziative: (i) nell'estate 2012, per dodici weekend, è stata attuata nelle eni station l'iniziativa "riparti con eni" che ha offerto la possibilità ai clienti italiani disposti a fare rifornimento in modalità iperself, di acquistare benzina e gasolio ad un prezzo eccezionalmente ridotto e uguale in tutta Italia; (ii) la campagna per la diffusione di una nuova linea di "carte fedeltà", aventi funzione di carta ricaricabile o di carta di credito, attraverso le quali i consumatori avranno la possibilità di accumulare un maggior numero di punti sia presso le stazioni di servizio a marchio Agip ed Eni che presso i circa 30 milioni di esercizi convenzionati.

Nel corso del 2012 Eni ha messo a punto **innovativi bio-carburanti e nuovi pacchetti di additivi** con detergenti proprietari che conferiscono a benzina e gasolio migliori prestazioni di detergenza "keep clean". È stata inoltre implementata l'attività relativa ai carburanti speciali e da competizione (Aprilia racing, Ducati, Moto 2, Moto 3, Superbike).

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
<b>Italia</b>		<b>18,08</b>	<b>17,72</b>	<b>16,45</b>	<b>[1,27]</b>	<b>[7,2]</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>8,63</b>	<b>8,36</b>	<b>7,83</b>	<b>[0,53]</b>	<b>[6,3]</b>
Benzina		2,76	2,60	2,41	[0,19]	[7,3]
Gasolio		5,58	5,45	5,08	[0,37]	[6,8]
GPL		0,26	0,29	0,31	0,02	6,9
Altri prodotti		0,03	0,02	0,03	0,01	50,0
<b>Vendite extrarete</b>		<b>9,45</b>	<b>9,36</b>	<b>8,62</b>	<b>[0,74]</b>	<b>[7,9]</b>
Gasolio		4,36	4,18	4,07	[0,11]	[2,6]
Oli combustibili		0,44	0,46	0,33	[0,13]	[28,3]
GPL		0,33	0,31	0,30	[0,01]	[3,2]
Benzina		0,16	0,19	0,20	0,01	5,3
Lubrificanti		0,10	0,10	0,09	[0,01]	[10,0]
Bunker		1,35	1,26	1,19	[0,07]	[5,6]
Jet fuel		1,46	1,65	1,56	[0,09]	[5,5]
Altri prodotti		1,25	1,21	0,88	[0,33]	[27,3]
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>7,40</b>	<b>7,28</b>	<b>7,42</b>	<b>0,14</b>	<b>1,9</b>
Benzina		1,85	1,79	1,81	0,02	1,1
Gasolio		3,95	3,82	3,96	0,14	3,7
Jet fuel		0,40	0,49	0,44	[0,05]	[10,2]
Oli combustibili		0,25	0,23	0,19	[0,04]	[17,4]
Lubrificanti		0,10	0,10	0,09	[0,01]	[10,0]
GPL		0,49	0,50	0,52	0,02	4,0
Altri prodotti		0,36	0,35	0,41	0,06	17,1
		<b>25,48</b>	<b>25,00</b>	<b>23,87</b>	<b>[1,13]</b>	<b>[4,5]</b>

**Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio**  
(numero)



### Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,04 milioni di tonnellate sono sostanzialmente stabili rispetto al 2011 (+1%; +10 mila tonnellate). Le maggiori vendite in Austria e Svizzera per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese sono state quasi interamente compensate dai minori volumi commercializzati nell'Est Europeo a causa della contrazione della domanda.

Al 31 dicembre 2012 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.604 stazioni di servizio con un aumento di 18 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (1.586 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 28 impianti a basso erogato, principalmente in Austria e Francia; (ii) il saldo

positivo di 33 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Austria; (iii) l'acquisto di 11 impianti principalmente in Austria; (iv) l'apertura di 2 nuovi punti vendita. L'erogato medio (2.319 mila litri) è in crescita di circa 20 mila litri rispetto al 2011 (2.299 mila litri).

### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 8,62 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 740 mila tonnellate, pari al 7,9 per effetto principalmente del minori vendite di gasolio e oli combustibili per effetto del calo della domanda di trasporti e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole nonché di jet fuel per effetto della minore domanda degli operatori del settore. In controtendenza le vendite di bitumi che hanno beneficiato della disponibilità Eni di prodotto a seguito di alcune fermate di raffinerie da parte dei competitor, in particolare nell'ultima parte dell'anno.

La quota di mercato extrarete media nel 2012 è del 29,5% (28,6% nel 2011).

Le vendite al settore Petrolchimica (1,26 milioni di tonnellate) hanno registrato un sostanziale calo rispetto al 2011 (-450 mila tonnellate) per effetto delle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,96 milioni di tonnellate, sono cresciute del 3,1% rispetto al 2011, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Svizzera, Repubblica Ceca, Slovenia e Francia. In calo le vendite in Ungheria, Austria e Germania. Le altre vendite (23,20 milioni di tonnellate) sono aumentate di

4,89 milioni di tonnellate, pari al 27% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

In corso di valutazione una tecnologia proprietaria per la produzione di bitume in lastre (**RIGEBIT**) ad alta concentrazione di polimero e cere da processo Fischer-Tropsch, adatto al trasporto a freddo e con significativa valenza ambientale dal punto di vista applicativo. Per ciò che concerne la produzione di **lubrificanti industriali** per turbine ad alte prestazioni è stata avviata una collaborazione con GE atta ad ottenere nuove formulazioni di prodotti che consentano di ottenere una significativa riduzione di "power loss" sui cuscinetti delle turbomacchine. I primi esiti della sperimentazione appaiono eccellenti.

Nell'ambito del sistema di gestione della qualità, certificato ai sensi della Norma UNI EN ISO 9001 2008 l'unità di marketing e di linea wholesale hanno progettato e realizzato un **piano di rilevazione di soddisfazione della clientela wholesale**. Il progetto riguarda la misurazione della soddisfazione circa il livello del ser-

vizio, i prodotti acquistati e tutti gli elementi che rappresentano la relazione tra Eni ed il cliente ed è volto a identificare punti di forza e aree di miglioramento al fine di avviare possibili azioni correttive, migliorando il livello di soddisfazione del cliente.

## Investimenti tecnici

Nel 2012, gli investimenti tecnici del settore di €842 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (€622 milioni), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€163 milioni) e nel Resto d'Europa (€57 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
<b>Raffinazione, supply e logistica</b>		<b>446</b>	<b>629</b>	<b>622</b>	<b>(7)</b>	<b>(1,1)</b>
Italia		444	626	618	(8)	(1,3)
Estero		2	3	4	1	33,3
<b>Marketing</b>		<b>246</b>	<b>228</b>	<b>220</b>	<b>(8)</b>	<b>(3,5)</b>
Italia		170	168	163	(5)	(3,0)
Estero		76	60	57	(3)	(5,0)
<b>Altre Attività</b>		<b>19</b>	<b>9</b>		<b>(9)</b>	<b>..</b>
		<b>711</b>	<b>866</b>	<b>842</b>	<b>(24)</b>	<b>(2,8)</b>

Complessivamente nel 2012 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di €127 milioni.

Il 2012 ha visto l'entrata a regime del **Parco fotovoltaico Eni R&M** costituito da più di 100 impianti. Gli impianti fotovoltaici sono stati installati sulle pensiline e sui fabbricati di punti vendita ubicati in luoghi ad alto irraggiamento solare per ottenere il

massimo della resa energetica. A fine 2012 sono stati complessivamente prodotti circa 2 milioni di kWh che hanno generato ricavi, tra vendita di energia e incentivazione, superiori a €1 milione (target del progetto), portando a un risparmio complessivo di CO<sub>2</sub> emessa di circa 900 tonnellate. Nel 2013 l'energia fotovoltaica prodotta potrà essere utilizzata in via sperimentale su alcuni impianti selezionati, per la ricarica delle auto elettriche.

## Chimica

### Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,54	1,47	0,76
Indice di frequenza infortuni contrattisti		5,94	4,60	1,66
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	6.141	6.491	6.418
<b>Intermedi</b>		<b>2.833</b>	<b>2.987</b>	<b>3.110</b>
Polimeri		3.126	3.299	3.128
<b>Altri ricavi</b>		<b>182</b>	<b>205</b>	<b>180</b>
Utile operativo		(86)	(424)	(683)
<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>(96)</b>	<b>(273)</b>	<b>(485)</b>
Utile netto adjusted		(73)	(206)	(395)
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>251</b>	<b>216</b>	<b>172</b>
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.220	6.245	6.090
<b>Vendite di prodotti petrolchimici</b>		<b>4.731</b>	<b>4.040</b>	<b>3.953</b>
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	72,9	65,3	66,7
<b>Dipendenti in servizio a fine periodo</b>	(numero)	<b>5.972</b>	<b>5.804</b>	<b>5.668</b>
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	4,69	4,12	3,69
<b>Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)</b>	(migliaia di tonnellate)	<b>4,71</b>	<b>4,18</b>	<b>4,40</b>
Emissioni SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq)	3,30	3,17	2,19
<b>Emissioni NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)</b>	(migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> eq)	<b>4,87</b>	<b>4,14</b>	<b>3,43</b>
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	82,7	81,8	81,5

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

### Performance dell'anno

- > Nel corso del 2012 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend di miglioramento registrato negli scorsi esercizi (-48,3% e -63,9%, rispettivamente).
- > Nel 2012 le emissioni di gas serra, NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub> sono diminuite sia per il calo dei volumi prodotti, sia per la conclusione di interventi di energy saving. L'incremento delle emissioni di NMVOC è da attribuirsi principalmente al sito di Dunkerque, per indisponibilità dell'impianto di recupero dei NMVOC provenienti dai silos di polietilene.
- > Nel 2012 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €395 milioni con un netto peggioramento di €189 milioni rispetto al 2011, a seguito del debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e del crollo dei margini unitari.
- > Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.953 mila tonnellate sono diminuite di 87 mila tonnellate rispetto al 2011 (-2,1%) a causa del calo dei consumi.
- > Le produzioni di 6.090 mila tonnellate sono diminuite di 155 mila tonnellate (-2,48%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori. In particolare, le riduzioni più significative riguardano il polietilene.
- > Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €38 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 18 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con la Divisione Exploration & Production.

### Espansione nei mercati internazionali

- > Nell'ambito della strategia di internazionalizzazione delle attività della chimica, nell'ottobre 2012 Versalis ha definito due joint venture con importanti operatori della Corea del Sud e Malesia per la realizzazione di impianti per la produzione di elastomeri con tecnologia e know-how Versalis. Tali iniziative si inquadrano nella strategia di espansione internazionale nei mercati asiatici che presentano importanti prospettive di crescita nei segmenti di mercato dove Versalis vanta posizioni di leadership (elastomeri).

## Sviluppo Chimica Verde

➤ Nel gennaio 2013 Versalis e Yulex, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, hanno firmato una partnership strategica per la produzione di bio gomma a base di guayule e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nell'Europa del Sud. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva, dalla coltivazione, all'estrazione della bio gomma, fino alla costruzione di una centrale elettrica a bio-massa. Versalis realizzerà materiali per applicazioni nei mercati di largo consumo, dei settori per uso medicale e dei segmenti dei prodotti con proprietà analergiche accreditati di maggiori margini.

La partnership farà leva sulle competenze agronomiche di Yulex e sulle tecnologie di estrazione della bio gomma per ampliare il portafoglio di prodotti green di Versalis. L'investimento prevede anche un ambizioso progetto di ricerca per lo sviluppo di una tecnologia ad hoc per bio gomma per l'industria dei pneumatici.

Essendo già leader nel settore degli elastomeri, Versalis intende espandere le sue tecnologie innovative nel campo delle gomme sintetiche aggiungendo al suo portafoglio la gomma da guayule come un'opportunità supplementare di business e di un'offerta commerciale diversificata. Nel giugno 2012 è stato firmato un Memorandum of Understanding con Genomatica e Novamont, per la creazione di una joint venture tecnologica con sede italiana che governerà la conduzione di un programma di ricerca congiunto, della durata di 4 anni, finalizzato allo sviluppo di una nuova tecnologia per la produzione del butadiene a partire da fonti rinnovabili. Tale joint venture deterrà anche i diritti in esclusiva per lo sfruttamento industriale dei risultati della ricerca inclusivo delle attività di licensing della tecnologia a terzi.

## Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2012 le **vendite** (3.953 mila tonnellate) sono diminuite di 87 mila tonnellate rispetto al 2011 (-2,2%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto nei principali mercati di riferimento. I **prezzi medi unitari** sono in leggero aumento (+1,3%) rispetto al 2011. I principali incrementi sono stati registrati nel business degli aromatici (+12%), dei fenolo/derivati (+10%) e degli stirenici (+6%); in riduzione il prezzo medio degli elastomeri (-1,3%).

Le **produzioni** ammontano a 6.090 mila tonnellate, 155 mila tonnellate in meno rispetto allo scorso anno, pari al -2,5%, con riduzioni più sensibili negli stirenici e negli elastomeri (rispettivamente -10,3% e -9,4%). Al netto degli effetti della fermata dell'im-

pianto di Porto Torres (a eccezione delle gomme nitriliche) per l'avvio del progetto Chimica Verde e della cessione dell'impianto di Feluy, i volumi prodotti totali sono aumentati di circa il 2%.

All'estero si segnala l'incremento della produzione presso il sito di Dunkerque (+20%), che nel 2011 aveva risentito del difficile avvio della nuova linea swing EVA/LDPE.

La **capacità produttiva nominale** si è ridotta rispetto a quella dello scorso anno a seguito della citata cessione dell'impianto produttivo di Feluy e della fermata degli impianti di Porto Torres, con un tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, che è risultato pari al 66,7% (65,3% quello del 2011).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Intermedi		4.860	4.101	4.112	11	0,3
Polimeri		2.360	2.144	1.978	(166)	(7,7)
<b>Produzioni</b>		<b>7.220</b>	<b>6.245</b>	<b>6.090</b>	<b>(155)</b>	<b>(2,5)</b>
Consumi e perdite		(2.912)	(2.631)	(2.545)	86	(3,3)
Acquisti e variazioni rimanenze		423	426	408	(18)	(4,2)
		<b>4.731</b>	<b>4.040</b>	<b>3.953</b>	<b>(87)</b>	<b>(2,2)</b>

## Andamento per business

## Intermedi

I ricavi degli intermedi (€3.110 milioni) sono aumentati di €123 milioni rispetto al 2011 (+4%), per effetto della performance positiva dei derivati, che riflette l'incremento dei volumi (21%) e dei prezzi medi unitari (+10%), dovuto a una maggiore dinamicità del mercato e disponibilità di prodotto. In calo i volumi venduti di olefine (-2%) e aromatici (-4,5%), penalizzati principalmente dalla fermata degli impianti di polietilene del polo siciliano per mancanza di redditività e dal calo della domanda. Stabili i prezzi

medi delle olefine, mentre sono in aumento i prezzi degli aromatici (+12%), trainati dalla ripresa delle quotazioni del benzene (+18,7%).

Le produzioni di intermedi (4.112 mila tonnellate) sono in linea rispetto all'anno precedente (+0,3%). In aumento i derivati (+12%) per fenolo/derivati e stirolo monomero, che lo scorso anno erano stati penalizzati dalla fermata programmata di Mantova.

In riduzione le produzioni di olefine e aromatici (rispettivamente -2,7% e -5,4%). Questi ultimi risentono della fermata programmata di Sarroch e della riduzione della marcia dell'impianto cracker di Priolo al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario.

### Polimeri

I ricavi dei polimeri (€3.128 milioni) sono diminuiti di €171 milioni rispetto al 2011 (-5,2%), essenzialmente, per la riduzione dei volumi venduti (-5,8%), a causa del rilevante calo della domanda in particolare sul mercato europeo e italiano, parzialmente compensato dalla crescita, seppur a tassi modesti, della domanda nel Mercato dell'Europa dell'Est.

In flessione i prezzi medi unitari degli elastomeri (-1,3%), a causa del calo dei prezzi unitari delle gomme SBR/BR che risentono della crisi del settore automotive e del polietilene (-0,4%), nono-

stante un miglioramento nella seconda parte dell'anno. I prezzi medi degli stirenici sono aumentati mediamente del +6%, trainati dal prezzo del polistirolo espandibile.

Le produzioni dei polimeri (1.978 mila tonnellate) sono diminuite di 167 mila tonnellate rispetto al 2011 (-7,8%), per effetto principalmente della riduzione delle produzioni di elastomeri (-9,4%) a Ravenna e Ferrara, per la crisi del settore automotive e di polietilene (-6%). Nei primi mesi dell'anno sono state interrotte le produzioni del polo siciliano a causa del forte rallentamento della domanda di polietilene, incluso l'impianto di cracking.

La riduzione delle produzioni di stirenici (-10,3%) è invece dovuta alla cessione degli impianti di polistirolo compatto ed espandibile di Feluy (Belgio) a fine 2011.

### Investimenti tecnici

Nel 2012 gli investimenti tecnici di €172 milioni (€216 milioni nel 2011) hanno riguardato: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (€53 milioni), in particolare sul sito di Ravenna; (ii) interventi di recupero energetico (€41 milioni), principalmente riferibili al progetto energy savings volto a ri-

durre le emissioni di CO<sub>2</sub>; (iii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (€38 milioni), relativi prevalentemente all'ottimizzazione nel trattamento delle acque reflue; (iv) interventi di manutenzione (€25 milioni).

## Ingegneria & Costruzioni

### Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	[infortuni/ore lavorate] x 1.000.000	0,45	0,44	<b>0,54</b>
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,33	0,21	<b>0,17</b>
Fatality index	[infortuni mortali/ore lavorate] x 100.000.000	2,14	1,82	<b>0,93</b>
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	[€ milioni]	10.581	11.834	<b>12.771</b>
Utile operativo		1.302	1.422	<b>1.433</b>
Utile operativo adjusted		1.326	1.443	<b>1.465</b>
Utile netto adjusted		994	1.098	<b>1.109</b>
Investimenti tecnici		1.552	1.090	<b>1.011</b>
Ordini acquisiti	[€ milioni]	12.935	12.505	<b>13.391</b>
Portafoglio ordini a fine periodo		20.505	20.417	<b>19.739</b>
Dipendenti in servizio a fine periodo	[numero]	38.826	38.561	<b>43.387</b>
Quota dipendenti estero	[%]	87,3	86,5	<b>89,2</b>
Quota di manager locali		45,3	43,0	<b>42,3</b>
Quota di procurato locale		61,3	56,4	<b>51,0</b>
Spesa salute	[€ migliaia]	19.506	32.410	<b>21.236</b>
Spesa sicurezza		26.403	50.541	<b>81.777</b>
Emissioni dirette di gas serra	[milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq]	1,11	1,32	<b>1,54</b>

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

### Performance dell'anno

- > La percentuale di posizioni manageriali ricoperte da personale assunto in loco si è attestata oltre il 40% del totale di posizioni manageriali, a esclusione di Italia e Francia, risentendo tuttavia di fluttuazioni per apertura di nuovi cantieri e progetti di breve periodo.
- > Su un totale di €9.584 milioni di ordinato nell'anno 2012, €7.802 milioni riguardano spese per i progetti operativi, di cui il 51,8% ordinato presso fornitori locali.
- > Nel 2012 l'indice di frequenza infortuni dei dipendenti ha registrato un peggioramento del 22,7% rispetto al 2011 mentre l'indice di frequenza dei contrattisti un miglioramento del 19%. Saipem continua nel suo impegno alla mitigazione e alla riduzione degli eventi accidentali ed infortuni che possano colpire i propri dipendenti e contrattisti attraverso intense campagne di formazione e addestramento tra cui la campagna "Working at height", il portale dedicato alla formazione HSE e i corsi per gli operatori gruisti.
- > La spesa complessiva in salute e sicurezza è aumentata del 24% rispetto al 2011 (da €83 milioni a €103 milioni).
- > Nel 2012 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato l'utile netto adjusted di €1.109 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (+1%). Tale risultato riflette la solida performance operativa registrata principalmente nel segmento Perforazioni grazie alla piena operatività dello Scarabeo 9 e alla maggiore redditività dall'impiego del mezzo Saipem 10000, quasi completamente compensata dal peggioramento della performance del segmento Engineering & Construction a seguito del rallentamento e della minore marginalità delle attività per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica in atto, registrata in particolare nella seconda metà dell'anno.
- > Gli investimenti tecnici di €1.011 milioni (€1.090 milioni nel 2011) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.
- > Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 13 domande di brevetto.

## Attività dell'anno

- > Gli ordini acquisiti di €13.391 milioni (€12.505 milioni nel 2011) hanno riguardato per il 96% lavori da realizzare all'estero e per il 5% lavori assegnati da imprese Eni.
- > Il portafoglio ordini ammonta a €19.739 milioni al 31 dicembre 2012 (€20.417 milioni al 31 dicembre 2011) di cui €10.943 milioni da realizzarsi nel 2013. La riduzione del portafoglio ordini risente della cancellazione dal carico ordini, nel terzo trimestre 2012, del contratto "Jurassic" (€700 milioni) nell'ambito dell'attività Engineering & Construction Onshore.

## Aree di attività

**Engineering & Construction Offshore**

Nel 2012 i ricavi ammontano a €5.207 milioni in aumento del 5,5% rispetto al 2011 a seguito della maggiore attività in Medio ed Estremo Oriente.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €7.477 milioni (€6.131 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto EPCI per conto di INPEX per l'installazione di una condotta sottomarina della lunghezza di 889 chilometri per il collegamento del giacimento offshore di Ichthys con l'impianto di trattamento a terra situato nei pressi di Darwin in Australia. L'impianto avrà la capacità produttiva di 8,4 milioni di tonnellate di GNL e 1,6 milioni di tonnellate di GPL per anno, oltre a circa 100.000 barili di condensati al giorno nella fase di picco; (ii) il contratto EPCI per conto di Lukoil per la costruzione di due condotte sottomarine di esportazione che collegheranno il blocco offshore di Vladimir Filanovsky, nella parte settentrionale del mar del Caspio, alle valvole di chiusura a terra, situate tra i 10 e 20 chilometri dalla costa, nella Repubblica Russa di Kalmyk. Le attività a mare saranno eseguite principalmente dal pontone posatubi Castoro 12 e dal mezzo di trenching Castoro 16.

Nel corso del 2012 è proseguito l'impegno di Saipem nello sviluppo di tecnologie all'avanguardia finalizzate allo svolgimento di attività in acque profonde e ultra profonde, alla progettazione degli impianti galleggianti di liquefazione, allo sviluppo di nuovi metodi per l'installazione e interro di condotte sottomarine in condizioni estreme. In particolare le attività hanno riguardato: (i) la progettazione di un sistema di trasferimento del gas naturale liquefatto tra due unità di Floating LNG; (ii) la progettazione e lo sviluppo di soluzioni sottomarine per la separazione gas/liquido o liquido/liquido, e il trattamento dell'acqua di produzione e di mare; (iii) la ricerca su materiali innovativi per le condotte e l'adattamento dei metodi di installazione a tali condotte; (iv) studi su tecnologie di riscaldamento delle condotte; (v) studi su tecnologie di monitoraggio delle condotte durante l'installazione, nonché dei metodi di riparazione e di risposta d'emergenza. Inoltre è proseguito durante l'anno lo sviluppo di tecniche per il monitoraggio e la riduzione dell'impatto ambientale durante le operazioni di installazione, nonché lo sviluppo delle energie rinnovabili sia onshore che offshore.

**Engineering & Construction Onshore**

Nel 2012 i ricavi ammontano a €5.745 milioni in aumento del 3,9% rispetto al 2011 a seguito della maggiore attività in Medio Oriente e America del Nord.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €3.972 milioni (€5.006 milioni nel 2011), in riduzione per effetto principalmente della

cancellazione nel terzo trimestre 2012 del contratto Jurassic. Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto chiavi in mano per conto di Shell relativo al progetto SSAGS (Southern Swamp Associated Gas) inerente la realizzazione di quattro impianti di compressione e di nuove strutture di produzione per il trattamento del gas raccolto, presso diverse località situate nello stato del Delta, in Nigeria; (ii) Il contratto EPC per conto di Saudi Aramco e Sumitomo Chemical per il Naphtha and Aromatics Package (RP 2) del Progetto Rabigh II, che prevede l'espansione del complesso integrato di impianti petrolchimici e di raffinazione della città di Rabigh situato sulla costa occidentale dell'Arabia Saudita. La suddetta espansione consentirà di trattare ulteriori 30 milioni di piedi cubi standard di etano al giorno e 3 milioni di tonnellate di nafta all'anno rispetto alla capacità produttiva originaria di 20 milioni di tonnellate all'anno di petrolio.

L'attività di ricerca e sviluppo finalizzata al miglioramento di tecnologie di processo proprietarie e all'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali, ha riguardato: (i) lo studio sul miglioramento della compatibilità ambientale della tecnologia proprietaria per la produzione di Urea; (ii) lo sviluppo di nuove tecnologie che consentano la riduzione dei costi di cattura della CO<sub>2</sub>; (iii) l'applicazione di una metodologia di Life Cycle Assessment all'analisi dell'impatto ambientale su un progetto in Congo.

**Perforazioni mare**

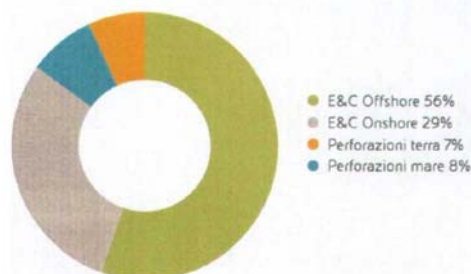
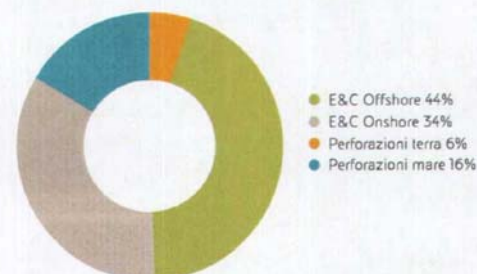
Nel 2012 i ricavi ammontano a €1.089 milioni in aumento del 30,6% rispetto al 2011. I ricavi relativi all'utilizzo delle piattaforme sommergibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9, entrati in esercizio nel 2012, sono stati parzialmente compensati dalle fermate per upgrading delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 3 e Scarabeo 6.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €1.025 milioni (€780 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per quindici mesi del contratto del mezzo di perforazione semisommergibile Scarabeo 7 che opererà in acque indonesiane; (ii) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo del jack up Perro Negro 8 che opererà al largo delle coste italiane.

**Perforazioni terra**

Nel 2012 i ricavi ammontano a €730 milioni in lieve aumento rispetto al 2011.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €917 milioni (€588 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto per il noleggio alla società Saudi Aramco di quindici impianti con una durata da tre a cinque anni, in Arabia Saudita; (ii) contratti per l'utilizzo di otto impianti in Sud America, Arabia Saudita, Kazakhstan, Algeria, Mauritania e Italia con una durata compresa tra due mesi e due anni.

**Ordini acquisiti**  
(€13.391 milioni)**Portafoglio ordini**  
(€19.739 milioni)

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
<b>Ordini acquisiti</b>		<b>12.935</b>	<b>12.505</b>	<b>13.391</b>	<b>886</b>	<b>7,1</b>
Engineering & Construction Offshore		4.600	6.131	7.477	1.346	22,0
Engineering & Construction Onshore		7.744	5.006	3.972	(1.034)	(20,7)
Perforazioni mare		326	780	1.025	245	31,4
Perforazioni terra		265	588	917	329	56,0
di cui:						
- Eni		962	822	631	(191)	(23,2)
- Terzi		11.973	11.683	12.760	1.077	9,2
di cui:						
- Italia		825	1.116	485	(631)	(56,5)
- Estero		12.110	11.389	12.906	1.517	13,3

Portafoglio ordini	(€ milioni)	Dic. 31, 2010	Dic. 31, 2011	Dic. 31, 2012	Var. ass.	Var. %
<b>Portafoglio ordini</b>		<b>20.505</b>	<b>20.417</b>	<b>19.739</b>	<b>(678)</b>	<b>(3,3)</b>
Engineering & Construction Offshore		5.544	6.600	8.721	2.121	32,1
Engineering & Construction Onshore		10.543	9.604	6.701	(2.903)	(30,2)
Perforazioni mare		3.354	3.301	3.238	(63)	(1,9)
Perforazioni terra		1.064	912	1.079	167	18,3
di cui:						
- Eni		3.349	2.883	2.526	(357)	(12,4)
- Terzi		17.156	17.534	17.213	(321)	(1,8)
di cui:						
- Italia		1.310	1.816	1.719	(97)	(5,3)
- Estero		19.195	18.601	18.020	(581)	(3,1)

## Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni di €1.011 milioni hanno riguardato: (i) nell'Engineering & Construction Offshore la realizzazione di un nuovo pipelayer, il proseguimento dei lavori di fabbricazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia, l'inizio dei lavori di costruzione di una nuova yard in Brasile nonché lavori di mantenimento; (ii) nell'Engineering &

Construction Onshore il completamento dello Scarabeo 8; l'upgrading dello Scarabeo 6 per renderlo idoneo a operare in profondità d'acqua fino a 1.100 metri, (iii) nel Drilling Offshore la realizzazione/potenziamento di strutture operative nel settore perforazioni mare nonché (iv) nel Drilling Onshore l'acquisto di materiali e apparecchiature e il periodico mantenimento dell'asset base esistente.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		706	400	505	105	26,3
Engineering & Construction Onshore		11	45	66	21	46,7
Perforazioni mare		559	507	281	(226)	(44,6)
Perforazioni terra		253	121	120	(1)	..
Altri investimenti		23	17	39	22	..
		<b>1.552</b>	<b>1.090</b>	<b>1.011</b>	<b>(79)</b>	<b>(7,2)</b>



## Dismissioni

### Cessione Snam

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali l'avvenuta concessione del nulla osta da parte dell'Antitrust, Eni ha completato l'operazione di cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") di 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam SpA, pari al 30% meno un'azione del capitale votante, al prezzo di €3,47 per azione, come previsto dal contratto preliminare di compravendita del 15 giugno 2012, che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €2,02 miliardi. Il corrispettivo totale dell'operazione di €3.517 milioni è stato incassato per il 75% entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato a febbraio 2013. Il deconsolidamento di Snam, per effetto della perdita del controllo a partire dal quarto trimestre 2012, che aveva già rimborsato quasi per intero i finanziamenti intercompany prima della transazione ha comportato la riduzione dei debiti finanziari pari a €12,45 miliardi.

L'operazione attua le disposizioni della Legge n. 27/2012 sulle "liberalizzazioni" che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") a garanzia della piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia.

Inoltre, il DPCM ha stabilito la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €612,5 milioni, pari a €3,43 per azione.

La partecipazione residua in Snam, alla data della perdita del controllo è classificata come strumento finanziario ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.451 milioni al prezzo corrente di €3,5 per azione e i successivi adeguamenti di fair value a patrimonio netto con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile. Lo smobilizzo della partecipazione è proseguito nel gennaio 2013 attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I Bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam ad un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei Bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Gli effetti sono stati trascurabili. In caso di mancato raggiungimento dello strike price, Eni ha comunque la facoltà alla scadenza del bond di rimborsare gli obbligazionisti con le azioni Snam sottostanti valorizzate al prezzo di mercato corrente alla data di rimborso.

Per effetto di tali transazioni la partecipazione residua di Eni in Snam alla data di bilancio è pari al 20,2% del capitale sociale pari a circa 683,9 milioni di azioni iscritta al fair value di €2.408 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €3,52 per azione.

Alla data del closing della transazione, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole su quest'ultima ed è sottoposta a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'Operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parte correlata ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 come modificato dalla delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 e della Procedura adottata dalla Società in materia di operazioni con parti correlate<sup>1</sup>, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento e della citata procedura aziendale.

Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

[1] La Management System Guideline "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni il 18 novembre 2010 e modificata dallo stesso il 19 gennaio 2012. Il documento è disponibile sul sito internet eni.com, nella sezione "Governance - Parti correlate".

**Cessione Galp**

Il disinvestimento della partecipazione in Galp Energia SGPS SA ("Galp") è stato avviato il 29 marzo 2012 a seguito della modifica degli accordi parasociali tra Eni e gli altri azionisti di riferimento, Amorim Energia BV e Caixa Geral de Depositos SA, in forza dei quali il 20 luglio 2012 Eni ha ceduto ad Amorim Energia il 5% del capitale sociale Galp uscendo dal patto parasociale. In base agli accordi con i soci del patto, Eni ha facoltà di cedere in via autonoma sul mercato fino al 18% di tale partecipazione (elevabile al 20% in caso di emissione di bond convertibili); ad Amorim Energia è riconosciuto un diritto di prelazione sul restante azioni Galp in mano a Eni.

La transazione ha riguardato 41,5 milioni di azioni al prezzo unitario di €14,25 per il corrispettivo totale di €582 milioni e una plusvalenza di conto economico di €288 milioni nel terzo trimestre 2012. A seguito di tale transazione la partecipazione residua di Eni del 28,34% assume natura finanziaria ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €865 milioni al prezzo corrente di €10,78 per azione sempre nel terzo trimestre; in considerazione dell'emissione del prestito obbligazionario convertibile su parte delle azioni Galp si è optato per l'esercizio della fair value option sulle azioni al servizio della conversione.

Il 27 novembre 2012, Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa 33,2 milioni di azioni di Galp, corrispondenti al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo pari a circa €381 milioni e una plusvalenza di conto economico di €23 milioni. Contestualmente Eni ha emesso un prestito obbligazionario dell'importo di circa €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione implica un premio del 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante dei bond convertibili in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. La variazione del fair value di tale pacchetto azionario è imputata a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del collegamento) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €11,76 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €65 milioni parzialmente compensato dalla variazione del fair value dell'opzione implicita nel bond pari a €26 milioni. In caso di mancato raggiungimento dello strike price, Eni ha comunque la facoltà alla scadenza del bond di rimborsare gli obbligazionisti con le azioni Galp sottostanti valorizzate al prezzo di mercato corrente alla data di rimborso. Per effetto di tali transazioni alla data di bilancio la partecipazione residua di Eni in Galp di 201,84 milioni di azioni pari al 24,34% del capitale sociale è iscritta al fair value di €2.374 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €11,76 per azione.

In seguito all'offerta bond, in base agli accordi firmati il 29 marzo 2012, Amorim Energia detiene un diritto di prelazione fino al 3,34% nel caso in cui esercitasse la sua call option o fino all'8,34% nel caso in cui non la esercitasse.



## Commento ai risultati economico-finanziari

In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati dei Business regolati Italia gestiti dalla Snam e oggetto di cessione come sancito nel Decreto Libera-

lizzazioni 1/2012, convertito in legge il 14 marzo 2012, sono stati rappresentati nel 2012 come "discontinued operations". Gli esercizi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

### Conto economico <sup>1</sup>

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
96.617	Ricavi della gestione caratteristica	107.690	127.220	19.530	18,1
967	Altri ricavi e proventi	926	1.546	620	67,0
(73.202)	Costi operativi	(83.199)	(100.021)	(16.822)	(20,2)
246	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(69)			
131	Altri proventi e oneri operativi	171	(158)	(329)	..
(9.031)	Ammortamenti e svalutazioni	(8.785)	(13.561)	(4.776)	(54,4)
<b>15.482</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>16.803</b>	<b>15.026</b>	<b>(1.777)</b>	<b>(10,6)</b>
(749)	Proventi (oneri) finanziari	(1.146)	(1.307)	(161)	(14,0)
1.112	Proventi netti su partecipazioni	2.123	2.881	758	35,7
<b>15.845</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>17.780</b>	<b>16.600</b>	<b>(1.180)</b>	<b>(6,6)</b>
(8.581)	Imposte sul reddito	(9.903)	(11.659)	(1.756)	(17,7)
54,2	Tax rate (%)	55,7	70,2	14,5	
<b>7.264</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>7.877</b>	<b>4.941</b>	<b>(2.936)</b>	<b>(37,3)</b>
<b>119</b>	<b>Utile netto - discontinued operations</b>	<b>(74)</b>	<b>3.732</b>	<b>3.806</b>	<b>..</b>
<b>7.383</b>	<b>Utile netto</b>	<b>7.803</b>	<b>8.673</b>	<b>870</b>	<b>11,1</b>
	<i>di competenza:</i>				
<b>6.318</b>	<b>Eni:</b>	<b>6.860</b>	<b>7.788</b>	<b>928</b>	<b>13,5</b>
<b>6.252</b>	<b>- continuing operations</b>	<b>6.902</b>	<b>4.198</b>	<b>(2.704)</b>	<b>(39,2)</b>
66	- discontinued operations	(42)	3.590	3.632	..
<b>1.065</b>	<b>Interessenze di terzi:</b>	<b>943</b>	<b>885</b>	<b>(58)</b>	<b>(6,2)</b>
1.012	- continuing operations	975	743	(232)	(23,8)
53	- discontinued operations	(32)	142	174	..

#### Utile netto

Nel 2012, l'utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations di €4.198 milioni è diminuito di €2.704 milioni rispetto all'anno 2011, pari al 39,2%.

Tale riduzione è dovuta al minore utile operativo di €1.777 milioni su cui hanno inciso svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali di €4.029 milioni (€1.031 milioni nel 2011) rilevate principalmente nei business Mercato gas e raffinazione, le cui prospettive reddituali sono penalizzate dalla contrazione del ciclo economico europeo. Inoltre hanno inciso le maggiori imposte sul reddito di €1.756 milioni dovute alla maggiore incidenza sull'utile

imponibile consolidato della Divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote particolarmente elevate e la svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il saldo negativo oneri finanziari e su cambi netti evidenzia un incremento (-€161 milioni) dovuto principalmente a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto della riduzione dei tassi.

[1] Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nella presente Relazione finanziaria annuale sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information riportata nel paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

In positivo la gestione partecipazioni (+€758 milioni) influenzata dalle plusvalenze da rivalutazione e cessione della Galp, compreso il provento della transazione Galp-Petrogal, per complessivi €2,08 miliardi, parzialmente assorbite dai minori risultati delle collegate, svalutazioni di partecipazioni (€156 milioni), nonché la circostanza che nel 2011 erano state realizzate importanti plusvalenze sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni).

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni che include il

contributo delle discontinued operations è stato di €7.788 milioni, con un incremento di €928 milioni (+13,5% rispetto al 2011). Il risultato delle discontinued operations riflette, oltre alla gestione di Snam fino alla data della perdita del controllo, la plusvalenza sulla cessione del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti per €2.019 milioni e la rivalutazione ai valori di mercato della partecipazione residua per €1.451 milioni (complessivamente €3.425 milioni al netto del relativo effetto fiscale).

### Utile netto adjusted

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.252	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	6.902	4.198	[2.704]	[39,2]
[610]	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	[724]	[23]		
1.128	Esclusione special item	760	2.953		
	di cui:				
[246]	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.374	- altri special item	691	2.953		
6.770	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations <sup>(a)</sup>	6.938	7.128	190	2,7

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted"

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations è stato di €7.128 milioni con un aumento di €190 milioni rispetto al 2011, pari al 2,7% che si eleva al 7,6% escludendo il contributo di Snam che corrisponde all'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. Tale performance riflette il miglioramento dei settori Exploration & Production e downstream, parzialmente compensato dai minori proventi su partecipazione e dalla maggiore incidenza fiscale della Divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote fiscali più elevate e dalla svalutazione d'imposte differite attive delle società italiane che, benché non ripetitive, non sono state classificate come special item (circa €230 milioni).

L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €23 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €2.953 milioni, determinando una rettifica positiva di €2.930 milioni.

Gli special item dell'utile operativo da continuing operations di €4.744 milioni si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni e immobilizzazioni materiali per €4.029 milioni rilevate principalmente nel Mercato gas e nell'attività Refining a causa della perdurante debolezza del quadro congiunturale europeo, volatilità dei prezzi/margini delle commodity e pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica;
- (ii) costi e accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi principalmente a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata,

considerati special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra;

- (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (un onere di €79 milioni);
- (iv) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€64 milioni) e oneri ambientali (€63 milioni);
- (v) la plusvalenza sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement (€343 milioni).

Gli special item non operativi comprendono:

- (i) le plusvalenze Galp sulla cessione del 9% (€311 milioni) realizzate in due distinte transazioni (il 5% a luglio con il socio Amorim BV e il 4% a novembre sul mercato), sulla rivalutazione (€865 milioni) e sul provento del primo trimestre (€835 milioni) dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita;
- (ii) la svalutazione di attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana (nei limiti dell'ammontare relativo ai saldi iniziali pari a circa €800 milioni della svalutazione complessiva di €1.030 milioni) valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane.

L'analisi dell'**utile netto adjusted da continuing operations** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
5.609	Exploration & Production	6.865	7.425	560	8,2
1.267	Gas & Power	252	473	221	87,7
(56)	Refining & Marketing	(264)	(179)	85	32,2
(73)	Chimica	(206)	(395)	(189)	(91,7)
994	Ingegneria & Costruzioni	1.098	1.109	11	1,0
(216)	Altre attività	(225)	(247)	(22)	(9,8)
(867)	Corporate e società finanziarie	(753)	(976)	(223)	(29,6)
1.124	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>	1.146	661	(485)	
<b>7.782</b>	<b>Utile netto adjusted - continuing operations</b>	<b>7.913</b>	<b>7.871</b>	<b>(42)</b>	<b>(0,5)</b>
<i>di competenza:</i>					
1.012	- interessenze di terzi	975	743	(232)	(23,8)
<b>6.770</b>	<b>- azionisti Eni</b>	<b>6.938</b>	<b>7.128</b>	<b>190</b>	<b>2,7</b>

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato da un prezzo di riferimento del Brent di 111,58 \$/barile sostanzialmente in linea rispetto al 2011. Il mercato del gas è stato caratterizzato dalla debolezza della domanda a causa della recessione economica nell'eurozona, mentre l'offerta si è confermata abbondante con mercati spot continentali molto liquidi. La competizione sul pricing ha continuato ad essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In aumento il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 5% rispetto ai valori del 2011; tale incremento non ha comportato un miglioramento dei margini di commercializzazio-

ne del gas Eni a causa dell'elevato costo oil-linked dell'approvvigionato e della pressione competitiva. I margini di raffinazione, pur evidenziando un trend in ripresa rispetto al 2011 (TRC Brent a 4,83 \$/barile, +2,77 \$/barile), sono rimasti su livelli non remunerativi in un quadro di estrema volatilità a causa della debolezza della domanda di carburanti su cui ha inciso la recessione economica, eccesso di capacità ed elevati costi della carica petrolifera con l'ulteriore effetto trascinarsi sui costi delle utility energetiche di stabilimento. Inoltre le lavorazioni complesse sono state penalizzate dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti. I risultati dell'esercizio hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,7%).

2010		2011	2012	Var. %
79,47	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	111,27	111,58	0,3
1,327	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,392	1,285	(7,7)
59,89	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,94	86,83	8,6
2,66	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	2,06	4,83	..
3,47	Margine di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	2,90	4,94	70,3
2,00	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,48	3,76	..
6,56	Prezzo gas NBP <sup>(d)</sup>	9,03	9,48	5,0
0,8	Euribor - euro a tre mesi (%)	1,4	0,6	(57,1)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,4	33,3

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di btu. Fonte: Platt's Oilgram.

## Analisi delle voci del conto economico – continuing operations

### Ricavi della gestione caratteristica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
29.497	Exploration & Production	29.121	35.881	6.760	23,2
27.806	Gas & Power	33.093	36.200	3.107	9,4
43.190	Refining & Marketing	51.219	62.656	11.437	22,3
6.141	Chimica	6.491	6.418	(73)	(1,1)
10.581	Ingegneria & Costruzioni	11.834	12.771	937	7,9
105	Altre attività	85	119	34	40,0
1.386	Corporate e società finanziarie	1.365	1.369	4	0,3
100	Effetto eliminazione utili interni	(54)	(75)	(21)	
(22.189)	Elisioni di consolidamento	(25.464)	(28.119)	(2.655)	
<b>96.617</b>		<b>107.690</b>	<b>127.220</b>	<b>19.530</b>	<b>18,1</b>

I ricavi della gestione caratteristica da continuing operations conseguiti nel 2012 (€127.220 milioni) sono aumentati di €19.530 milioni rispetto al 2011 (+18,1%) per effetto dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Exploration & Production (€35.881 milioni) sono aumentati di €6.760 milioni (+23,2%) per effetto della maggiore produzione venduta grazie alla ripresa delle attività in Libia, dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +0,5%; gas naturale +9,9%) e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Gas & Power (€36.200 milioni) sono aumentati di €3.107 milioni (+9,4%) per effetto dell'andamento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi di vendita del gas e della modesta ripresa dei prezzi spot.

I ricavi del settore Refining & Marketing (€62.656 milioni) sono aumentati di €11.437 milioni (+22,3%) per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti e dell'effetto cambio, nonché dell'incremento delle vendite di prodotti petroliferi (+3,31 milioni di tonnellate rispetto al 2011, pari al 7,4%).

I ricavi della Chimica (€6.418 milioni) sono diminuiti di €73 milioni rispetto al 2011 (-1,1%) per effetto essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-2,1%) dovuta alla continua debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto, solo parzialmente compensato dalla ripresa dei prezzi medi unitari di vendita.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€12.771 milioni) sono aumentati di €937 milioni (+7,9%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati in particolare nel business Engineering & Construction in Medio ed Estremo Oriente.

### Costi operativi

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
68.774	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.795	95.363	16.568	21,0
(246)	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.459	- altri special item	265	1.154		
4.428	Costo lavoro	4.404	4.658	254	5,8
400	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	203	64		
<b>73.202</b>		<b>83.199</b>	<b>100.021</b>	<b>16.822</b>	<b>20,2</b>

I costi operativi sostenuti nel 2012 (€100.021 milioni) sono aumentati di €16.822 milioni rispetto al 2011, pari al 20,2%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€95.363 milioni) sono aumentati di €16.568 milioni (+21%) per effetto principalmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono

special item di €1.154 milioni (€334 milioni nel 2011) relativi principalmente a costi e accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi principalmente a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata, considerati special item in quanto inerenti a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra, e ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura.