

	(ml)		Var. ass.	Var. per cento
	2015	2016		
Utile (perdita) operativo - continuing operations	(3.076)	2.157	5.233	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.136	(175)		
Esclusione special item	7.648	333		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.708	2.315	(3.393)	(59,4)
Dettaglio per settore di attività:				
<i>Exploration & Production</i>	4.182	2.494	(1.688)	(40,4)
Gas & Power	(126)	(390)	(264)	..
<i>Refining & Marketing</i> e Chimica	695	583	(112)	(16,1)
Corporate e altre attività	(369)	(452)	(83)	(22,5)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	1.326	80	(1.246)	
	5.708	2.315	(3.393)	(59,4)
	(ml)		Var. ass.	Var. per cento
	2015	2016		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.708	2.315	(3.393)	(59,4)
Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations	(1.222)	0	1.222	..
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	4.486	2.315	(2.171)	(48,4)

Riguardo ai dati risultanti dalla tabella può osservarsi, relativamente ai vari settori, quanto segue:

- *Exploration & Production*: ha registrato una riduzione di 1.688 ml rispetto al 2015, pari al 40,4 per cento, dovuta alla flessione dei prezzi di realizzo degli idrocarburi equity per l'andamento dello scenario petrolifero (-16,7 per cento la riduzione riferita al Brent) e la flessione dei benchmark di riferimento delle produzioni gas in particolare in Europa e USA, nonché al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri;
- *Gas & Power*: ha registrato maggiori perdite operative di 264 ml rispetto al 2015 a causa dei minori margini dei mercati a premio GNL e della circostanza che il 2015 beneficiava di effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione dei costi di logistica e da maggiori *performance* nel *trading*;
- *Refining & Marketing* e Chimica: *Refining & Marketing* e Chimica: ha registrato una riduzione di utile di 112 ml (-16,1 per cento) rispetto al 2015 attribuibile essenzialmente alla contrazione del risultato del *business Refining & Marketing* di 109 ml (-28,2 per cento) per

effetto dello scenario margini di raffinazione (-49,4 per cento il riferimento SERM che passa da 8,3 \$/bl nel 2015 a 4,2 \$/bl nel 2016), parzialmente compensato da azioni di efficienza.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

La posta, negativa di 885 ml si riduce di 421 ml rispetto al 2015 essenzialmente per la variazione positiva delle differenze cambio al netto del fair value negativo dei derivati su cambi privi dei requisiti formali per essere classificati come hedges accounting (+440 ml), e per la riduzione dei tassi d'interesse su tutte le scadenze che riflette le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a 380 ml, con un incremento di 485 ml rispetto al 2015 dovuto principalmente alle plusvalenze rilevate nel periodo di confronto sulle cessioni delle partecipazioni in Galp e Snam e altre minori, nonché alla riduzione dei dividendi in particolare della Nigeria LNG e delle partecipazioni Snam e Galp.

Riguardano: alle quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto che hanno riportato una perdita netta complessiva di 326 ml principalmente nel settore *Exploration & Production* per le difficoltà finanziarie di alcuni Paesi partner a seguito del deterioramento dello scenario petrolifero; (ii) alle minusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni per 14 ml relative principalmente alla cessione della quota residuale del 2,22 per cento del capitale sociale di Snam SpA (32 ml), compensate dalle plusvalenze di 18 ml realizzate sulla cessione del 100 per cento del capitale sociale di Eni Slovenija doo, Eni Hungaria Zrt ed altre partecipazioni minori; (iii) agli altri oneri netti che comprendono la minusvalenza da impairment test della partecipazione Unión Fenosa Gas SA per 84 ml nel settore G&P, la svalutazione del credito per dividendi verso PetroSucre SA nel settore E&P deliberati dall'investee non ancora distribuiti agli azionisti (65 ml), nonché la svalutazione della partecipazione Genomatica Inc (13 ml) per diluizione dell'interest Eni.

Tali oneri sono stati in parte compensati dai dividendi delle partecipazioni valutate al costo (143 ml), in particolare la Nigeria LNG Ltd (76 ml) e la Saudi European Petrochemical Co (45 ml).

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 1.936 ml con una variazione positiva di 1.186 ml per effetto essenzialmente delle minori svalutazioni di attività per imposte anticipate rispetto a quelle

rilevate nel 2015 (1.740 ml) relative al settore estero E&P e alle consociate italiane, di valore trascurabile nel 2016.

UTILE NETTO

Nel 2016 Eni ha registrato la perdita netta delle *continuing operations* di 1.051 ml rispetto alla perdita di 7.952 ml del 2015. Il risultato riflette essenzialmente il moderato recupero dello scenario petrolifero nella seconda parte dell'anno, incorporato nella revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a \$70 rispetto ai precedenti \$65 adottata dal *management* ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20. Tale revisione ha determinato riprese di valore degli *asset Oil & Gas* di 1.005 ml (al netto del relativo effetto fiscale), che sono state assorbite da svalutazioni dovute allo scenario negativo del gas in Europa e altri driver, nonché altri oneri non ricorrenti per un effetto netto negativo di 831 ml. Tale saldo si confronta con oneri straordinari di 8,5 miliardi nel 2015 dovuti alla rilevazione di svalutazioni delle proprietà E&P di 3,9 miliardi e di deferred tax *asset* di 1,8 miliardi a causa del ridimensionamento dello scenario prezzi, la svalutazione di 1 miliardo del *business* Chimica allineato al prevedibile valore di realizzo concordato nell'ambito della negoziazione per la realizzazione di una joint venture industriale poi non andata a buon fine, nonché di altri oneri straordinari di 1,8 miliardi attribuibili principalmente al settore G&P.

Il miglioramento dell'utile di bilancio ha determinato anche, ovviamente, l'emersione di una minore perdita netta per azione, come mostra il prospetto analitico che segue⁵⁶:

	2015	2016
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni <i>(ammontare in euro per azione)</i>		
- semplice e diluito	(2,44)	(0,41)

UTILE NETTO ADJUSTED

La perdita netta *adjusted* delle *continuing operations* di competenza degli azionisti Eni è di 340 ml, con un peggioramento di 1.143 ml rispetto al 2015 che chiudeva con l'utile di 803 ml. Tale

⁵⁶ Nel quale l'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato di 3.601.140.133 rispettivamente negli esercizi 2016 e 2015. L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

peggioramento riflette la flessione della redditività operativa, la riduzione del contributo delle joint venture valutate all'equity riconducibile allo scenario, nonché l'incremento del tax rate (circa 38 punti percentuali). Quest'ultimo riflette: (i) il tax rate superiore al 100 per cento rilevato nei primi nove mesi dell'anno determinato dal debole scenario petrolifero che concentra i risultati ante imposte positivi nei contratti PSA, che più resilienti in scenari decrescenti sono però caratterizzati da tax rate più elevati; (ii) la classificazione fra gli special item dei reversal delle differite attive svalutate nell'esercizio precedente.

8.4. Rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato, viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato.

Tale collegamento è operato tramite il “*free cash flow*”, che costituisce l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

s	(mln)	2015	2016	Var. ass.
Utile (perdita) netto - continuing operations		(7.399)	(1.044)	6.355
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		17.216	7.773	(9.443)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(577)	(48)	529
- dividendi, interessi e imposte		3.215	2.229	(986)
Variazione del capitale di esercizio		4.781	2.112	(2.669)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(4.361)	(3.349)	1.012
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		12.875	7.673	(5.202)
Flusso di cassa netto da attività operativa - <i>discontinued operations</i>		(1.226)	0	1.226
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.649	7.673	(3.976)
Investimenti tecnici - continuing operations		(10.741)	(9.180)	1.561
Investimenti tecnici - <i>discontinued operations</i>		(561)	0	561
Investimenti tecnici		(11.302)	(9.180)	2.122
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(228)	(1.164)	(936)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		2.258	1.054	(1.204)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(1.351)	465	1.816
Free cash flow		1.026	(1.152)	(2.178)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(a)		(300)	5.271	5.571
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.126	(766)	(2.892)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.477)	(2.885)	592
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle <i>discontinued operations</i>		(780)	(3)	777
FLUSSO DI CASSA NETTO		(1.405)	465	1.870
FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVA SU BASE STANDALONE		12.155	7.673	(4.482)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(mln)	2015	2016	Var. ass.
Free cash flow		1.026	(1.152)	(2.178)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		0	0	0
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		83	5.848	5.765
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(818)	284	1.102
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.477)	(2.885)	592
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(3.186)	2.095	5.281

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata determinata dal flusso di cassa netto da attività operativa di 7.673 ml. Gli incassi da dismissioni sono stati 1.054 ml e hanno riguardato principalmente la partecipazione del 12,503 per cento in Saipem (463 ml), la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei *bondholders* (332 ml) nonché attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa. Con la chiusura dell'operazione Saipem, Eni ha ottenuto il rimborso dei crediti finanziari *intercompany* di 5.818 ml.

Nel quadriennio 2013-2016 Eni ha dismesso asset esplorativi, le partecipazioni in Snam, Galp e altri *asset non core* ed ha inoltre ridotto la partecipazione in Saipem, determinandone il deconsolidamento, con un contributo di cassa complessivo di 20 mld, inclusi gli effetti dell'operazione Zohr.

I principali flussi in uscita hanno riguardato gli investimenti tecnici (9.180 ml), dei quali circa 500 ml saranno oggetto di rimborso con il perfezionamento della cessione del 40 per cento di Zohr, il pagamento del saldo dividendo 2015 e dell'acconto dividendo 2016 agli azionisti Eni di 2.881 ml, l'aumento di capitale sociale di Saipem (1.069 ml). Gli investimenti tecnici a cambi omogenei sono stati ridotti del 19 per cento, inclusi gli investimenti nelle partecipate Eni valutate *ad equity*, in linea con i programmi. Sul flusso di cassa dell'esercizio ha inoltre inciso il maggiore volume di crediti commerciali ceduti a società di *factoring* con scadenza successiva 2016 rispetto al periodo di confronto (circa €1 miliardo). I flussi descritti hanno determinato un decremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di 2.095 milioni rispetto al 2015

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. In linea con l'anno precedente, anche nel 2016 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla continua debolezza del prezzo di riferimento del *Brent* nella prima parte dell'anno, a causa dell'eccesso di offerta. Nella seconda parte del 2016, il mercato petrolifero ha però registrato un'inversione di tendenza che si è andata consolidando in particolare nel quarto trimestre con prezzi in aumento rispetto al 2015.

La strategia di risposta del *management*, in continuità con quella del periodo precedente, è stata quella di proseguire nel processo di trasformazione aziendale e di razionalizzazione degli investimenti verso progetti ad elevato valore, con ritorni accelerati ed interventi di riduzione dei costi.

Nei piani del *management* l'esplorazione dei giacimenti non è solo finalizzata ad accrescere le riserve, ma anche a monetizzare *asset*, con la cessione di quote di minoranza, nell'invarianza del ruolo di operatore principale, secondo “*il dual exploration model*”.

Eni inoltre, come altre compagnie operanti nel settore, si trova ad affrontare l'esigenza emersa dalla Conferenza dell'Onu (Cop21) sul riscaldamento globale legata al graduale processo di decarbonizzazione del sistema energetico, accordo ratificato dall'Italia nel 2016. A tale scopo la società ha istituito il 27 luglio 2017 un *Advisory Board*, costituito da alcuni dei massimi esperti internazionali, chiamato ad analizzare i principali *trend* geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative alla decarbonizzazione.

In questo contesto il gas naturale rappresenta, per la società, un'opportunità di riposizionamento strategico in virtù della minore intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

Nel cennato scenario, Eni ha comunque riconosciuto agli azionisti un dividendo 2016 di 0,80 euro per azione valore che, in considerazione del processo di trasformazione del Gruppo e degli obiettivi di piano strategico, viene mantenuto anche per il dividendo 2017.

2. Con riguardo ai principali profili gestori per l'esercizio 2016, trattati nella parte specifica del presente referto, rileva l'utile netto di Eni spa di 4.521 ml in aumento di 2.338 ml rispetto al 2015 (si sostanzierà in 2.183 ml) ed è relativo a *continuing operations* per 4.166 ml ed a *discontinued operations* per 355 ml.

L'utile netto delle *continuing operations* è aumentato di 2.032 ml rispetto al 2015 per effetto

essenzialmente dei maggiori proventi netti su partecipazioni (in particolare per le minori svalutazioni effettuate nell'esercizio 2016) nonché della riduzione della perdita operativa di 460 ml rispetto al 2015 per effetto essenzialmente del miglioramento del risultato operativo, in particolare della Refining & Marketing e della Gas & Power. Il patrimonio netto si è attestato a 41.935 ml in aumento del 9 per cento rispetto al 2015 anno in cui si sostanzia in 38.570 ml.

Il Gruppo Eni ha conseguito una perdita netta di 1.457 ml in diminuzione di 7.916 ml rispetto al 2015 (si sostanzia in 9.373 ml) ed è relativa a *continuing operations* per 1.044 ml ed a *discontinued operations* per 413 ml. La perdita netta delle *continuing operations* escluse le interessenze di terzi (1.051 ml) è diminuita di 6.901 ml rispetto al 2015 per effetto essenzialmente del moderato recupero dello scenario petrolifero nella seconda parte dell'anno e delle minori svalutazioni nette principalmente determinate da oneri straordinari.

Il risultato è riferibile in massima parte alla debolezza strutturale del mercato petrolifero che ha eroso la redditività operativa e il valore degli *asset* di Eni. La gestione industriale del 2016 ha risentito negativamente della marcata debolezza dello scenario nella prima parte dell'anno e della contrazione, anno su anno, del 16,7 per cento del prezzo medio Brent (da 52,5 \$/barile nel 2015 a 43,7 \$/barile), del 28,2 per cento del prezzo del gas e del 49,4 per cento del margine di raffinazione - che hanno determinato una flessione del 23 per cento del fatturato consolidato - nonché del fermo di circa 4 mesi e mezzo della produzione del Centro olio Val d'Agri.

Il patrimonio netto di Gruppo, comprese le interessenze di terzi (53.086 ml) è diminuito di 4.323 ml per effetto della perdita di conto economico di 1.457 ml, del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (1.872 ml) nonché della distribuzione di dividendi di 2.885 ml.

3. Sotto il profilo operativo, la produzione di idrocarburi è stata di 1,76 ml di boe/giorno in linea con il 2015, nonostante il fermo in Val D'Agri; le riserve certe di idrocarburi a fine anno si attestano a 7,5 mld di boe (6,89 mld di boe nel 2015) con un tasso di rimpiazzo organico del 193 per cento (148 per cento nel 2015).

Le vendite di gas naturale sono state di 88,93 miliardi di metri cubi con una diminuzione del 2 per cento rispetto al 2015 (90,88 miliardi di metri cubi): in linea con il 2015 le vendite in Italia (38,44 miliardi di metri cubi); in leggero calo le vendite nei mercati internazionali (50,50 miliardi di metri cubi contro i 52,44 del 2015).

Le lavorazioni di petrolio e semilavorati in conto proprio sono state di 24,52 ml di tonnellate con una diminuzione del 7 per cento rispetto al corrispondente periodo del 2015 (26,41 ml di tonnellate); le vendite prodotti petroliferi (33,41 ml di tonnellate) sono diminuite di 1,83 ml di

tonnellate rispetto al 2015, (35,51 ml di tonnellate) con un calo pari al 5,2 per cento, per effetto principalmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del secondo semestre 2016.

4. Il *cash flow* di Gruppo ammonta a 7,7 mld, in diminuzione del 37 per cento circa rispetto al 2015 (12,2 mld). Tale flusso di cassa, unitamente agli incassi da dismissioni di circa 1 mld, ha consentito di finanziare la gran parte dei fabbisogni relativi agli investimenti esplorativi, provvedere al pagamento di dividendi agli azionisti Eni per 2,88 mld (3,46 nel 2015) e ridurre l'indebitamento finanziario.

In particolare, gli incassi da dismissioni sono stati 1.054 ml ed hanno riguardato principalmente la partecipazione del 12,503 per cento in Saipem (463 ml), la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei *bondholders* (332 ml), nonché l'attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa. Con la chiusura dell'operazione Saipem, Eni ha ottenuto il rimborso dei crediti finanziari *intercompany* di 5.818 ml.

5. Il costo del lavoro del Gruppo, nel 2016, segna una diminuzione di 125 ml rispetto al 2015 (- 4 per cento), che la Società riferisce principalmente al decremento dell'occupazione media all'estero. Di converso, il costo del lavoro del personale di Eni nel 2016 (1.179 ml) è aumentato di 31 ml per effetto, secondo quanto emerge dalla relazione sulla gestione, del maggior numero di forza lavoro e della dinamica retributiva.

6. Anche nel 2016 Eni si conferma nell'esplorazione al vertice dell'industria con la scoperta di risorse aggiuntive di 1,1 miliardi di boe, principalmente in Egitto, e con risorse esplorative degli ultimi tre anni pari a 3,4 miliardi di boe.

Questi risultati sono da porre in relazione con la scelta della società di convertire rapidamente i successi esplorativi in valore economico, avviando i progetti e nel contempo cedendone alcune quote in applicazione del “*dual exploration model*”, che consente di anticipare la conversione delle risorse minerarie in flussi finanziari.

Ciò si è verificato anche per la scoperta di Zohr, ceduta per il 40 per cento con incassi attesi di circa 2 mld, compreso il rimborso dei costi sostenuti da Eni nel 2016, e con rilevanti riduzioni nella spesa per investimenti mantenendo un elevato tasso di crescita produttiva.

Dal punto di vista industriale l'esplorazione è stata, quindi, ancora una volta, uno dei principali *driver* nella creazione di valore. Importanti sono state le scoperte in Egitto, Ghana, Marocco, Norvegia e Regno Unito e soprattutto nell'*offshore* profondo egiziano a Zohr, come sopra accennato.

7. Per quanto riguarda le dismissioni, che costituiscono nella strategia del *management* uno strumento essenziale per il contributo alla generazione di cassa e per lo sviluppo dell'azione esplorativa, Eni ha dismesso *asset* esplorativi, le partecipazioni in Snam, Galp e altri *asset non core* ed ha inoltre ridotto la partecipazione in Saipem, determinandone il deconsolidamento, con un contributo di cassa complessivo pari a 20 mld, inclusi gli effetti dell'operazione Zohr, nel quadriennio 2013-2016. La cessione di Galp Energia SGPS SA ha riguardato l'8 per cento (intera quota posseduta) per 560 ml; quella di Snam SpA il 6,03 per cento per 865 ml.

Per Saipem si è definita la complessa transazione, finalizzata a ristrutturare l'assetto proprietario della controllata quotata attraverso l'ingresso nell'azionariato di un nuovo socio allo scopo di focalizzare le risorse nel *core business upstream*, reperendo ulteriori fonti finanziarie da investire nello sviluppo delle risorse minerarie e per rafforzare la struttura patrimoniale.

8. Segnali di ulteriore ripresa si rilevano dai risultati consolidati per l'esercizio 2017, resi noti al mercato nel marzo u.s. dal *management* della Società, che saranno portati all'esame dell'Assemblea ordinaria degli azionisti del 10 maggio p.v. e sui quali la Corte riferirà nella prossima relazione al Parlamento.

APPENDICE

APPENDICE

ACRONIMI E GLOSSARIO

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo **Eni.com**. Di seguito sono elencati quelli di uso più corrente:

Divisione Exploration & Production	E&P
Divisione Gas & Power	G&P
Divisione <i>Refining & Marketing</i>	R&M
Oil-Gas Energy Committee	OGEC
Securities Exchange Commission	SEC

TERMINI FINANZIARI

Cash flow per boe - Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

Coverage - Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e oneri finanziari netti.

Current ratio - Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage - Misura chiave utilizzata dalle società di *rating* per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Dividend Yield - Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio.

Finding & Development cost per boe - Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, ad estensioni e nuove scoperte ed a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932).

Idrocarburi equity - quota parte del greggio estratto dal giacimento che, sulla base dell'accordo in essere con il Paese produttore di petrolio, spetta alla compagnia petrolifera che lo estrae.

IFRS (International financial reporting standard) – Principi contabili da osservarsi dalle società quotate nella redazione e nella presentazione dei bilanci.

Hedge accounting – Regole contabili differenziate per tipologia di coperture applicabili nell'utilizzazione di strumenti derivati.

Leverage - Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Opex per boe - Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività *upstream* di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Profit per boe - Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Roace - Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Roae - Esprime la redditività per gli azionisti Eni ed è calcolato come rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto escluse le interessenze di terzi azionisti.

TSR (Total Shareholder Return) Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde - Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile - Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe - Barrel of Oil Equivalent Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Carbon capture and storage (CCS) – Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO₂ prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio ed, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.

Codice di rete - Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati - Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti cash flow hedge – Contratti derivati di copertura.

Contratti di concessione - Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Conversione - Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il *visbreaking*, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) - Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la

forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds) - Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (ad es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (ad es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. E' incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il *venting*, ecc..

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) - Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di *flaring*, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) - Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas *flaring* (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc..

EPC - (Engineering Procurement, Construction) Contratto tipico del settore delle costruzioni sulla terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti, nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC - (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore*, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO), nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni od un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Esplorazione – Esplorazione di olio e gas naturale che include le seguenti attività: studi geologici e geofisici, raccolta ed analisi di dati sismici e perforazione di pozzi.

Extrarete - Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato

nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto di gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel - Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni.

Green house gases (GHG) – Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla Terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica, metano, protossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi e esafluoruro di zolfo. I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.

GJ – Il giga joule è pari ad un miliardo joule. Sei giga joule sono, circa, la quantità di energia chimica in un barile di petrolio.

GNL - Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL - Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

ISO – (Independent system operator) gestore di sistema indipendente.

ITO – (Independent transmission operator) gestore di trasmissione indipendente.

NGL - Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore- Il termine *offshore* è usato per indicare le attività che si svolgono in mare aperto; *onshore* è riferito alle attività che si svolgono sulla terra ferma.