

Eni

Relazione Finanziaria Semestrale
Consolidata al 30 giugno 2022





La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



Eni

Relazione Finanziaria Semestrale
Consolidata al 30 giugno 2022

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Per il Glossario si rinvia al sito internet eni.com.

Indice

1. RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

| | |
|--|----|
| Highlights | 4 |
| Principali dati quantitativi ed economico-finanziari | 10 |
| Andamento operativo | |
| Exploration & Production | 12 |
| Global Gas & LNG Portfolio | 14 |
| Refining & Marketing e Chimica | 16 |
| Plenitude & Power | 19 |
| Commento ai risultati e altre informazioni | |
| Commento ai risultati economico-finanziari | 22 |
| Fattori di rischio e incertezza | 44 |
| Evoluzione prevedibile della gestione | 54 |
| Altre informazioni | 55 |

2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

| | |
|--|-----|
| Schemi di bilancio | 58 |
| Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato | 64 |
| Attestazione del management | 103 |
| Relazione della Società di revisione | 104 |

3. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

| | |
|--|-----|
| Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022 | 106 |
| Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre | 141 |

Highlight

► Performance finanziaria

- Nonostante i rischi sistemici relativi all'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina e ai segnali di rallentamento economico, i risultati del primo semestre 2022 sono stati favoriti da un contesto di rafforzamento delle commodities energetiche: il Brent è cresciuto da 65 \$/barile nel primo semestre 2021 a 108 \$/barile del semestre 2022 (+66%); i prezzi del gas in Europa sono quintuplicati. Anche lo scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo ha raggiunto valori del benchmark SERM molto remunerativi (8,2 \$/barile in media nel semestre 2022 rispetto a -0,5 \$/barile in media nello stesso periodo del 2021) che segnalano un mercato fisico corto e fondamentali bilanciati.
- **Utile operativo adjusted di Gruppo in crescita:** €11 miliardi nel primo semestre, in miglioramento di €7,7 miliardi rispetto al semestre 2021, in particolare in:
 - E&P, che registra un EBIT di €9,25 miliardi, +187% rispetto al periodo di confronto, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero nonché dalla gestione disciplinata dei costi;
 - business R&M che registra un EBIT di €1 miliardo (una perdita di €171 milioni nel semestre 2021) sostenuto dal significativo rialzo dei margini di raffinazione, ma con prestazioni migliori dello scenario grazie al maggiore tasso di utilizzo degli impianti, all'ottimizzazione delle produzioni, alle azioni di efficienza per ridurre il consumo di gas naturale, nonostante maggiori costi sostenuti per sostituire il greggio russo nei processi di lavorazione delle raffinerie;
 - settore GGP con EBIT di €917 milioni (a break-even nel semestre 2021) a seguito del significativo incremento dello scenario prezzi e dell'impatto delle ottimizzazioni e delle diversificate indicizzazioni dei prezzi;
 - stabili risultati di Plenitude con un EBIT di €251 milioni, sostanzialmente in linea, grazie ai ramp-up dei volumi prodotti di energia rinnovabile e ai maggiori prezzi all'ingrosso, nonché alla gestione attiva della base clienti.

In controtendenza:

- il business della Chimica che ha conseguito un EBIT di €10 milioni in riduzione rispetto al semestre 2021 (-€231 milioni), negativamente impattato dal forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e dall'andamento dei costi delle utilities industriali indicizzati ai prezzi del gas, in parte compensati da diverse iniziative di efficienza nonché dai margini sostanzialmente stabili dei polimeri.
- **Utile netto adjusted:** €7,08 miliardi nel semestre, con un incremento di €5,9 miliardi rispetto al semestre 2021, per effetto della performance operativa, del significativo incremento (oltre €1 miliardo) del risultato delle società partecipate e dell'andamento del tax rate (38% nel primo semestre 2022 rispetto al 58% nel semestre 2021) che esclude l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022.
- **Flusso di cassa operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo):** €10,8 miliardi, più che raddoppiato. Dopo il finanziamento di capex netti di €3,44 miliardi (+18% rispetto al periodo di confronto), generato un free cash flow organico di circa €5 miliardi.
- **Portafoglio organico:** esborsi netti di circa €0,9 miliardi, che includono il debito acquisito, interamente dedicati all'accelerazione della crescita del portafoglio rinnovabili.
- **Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16:** €7,9 miliardi, -€1,1 miliardi vs. 31 dicembre 2021. Leverage in riduzione a 0,15 (0,20 al 31 dicembre 2021).

► Politica di remunerazione degli azionisti

- **Distribuzione del dividendo:** a maggio è stato pagato il saldo del dividendo per l'esercizio 2021 di €0,43 per azione pari a €1,52 miliardi. La prima rata del dividendo atteso per l'esercizio 2022 di €0,22 per azione sarà messo in pagamento nel mese di settembre 2022.
- **Programma buy-back:** in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti dell'11 maggio 2022, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie da realizzarsi entro aprile 2023, che prevede un esborso minimo di €1,1 miliardi, incrementabile fino a un massimo di €2,5 miliardi in funzione dell'andamento dello scenario.
- Dall'inizio del programma (fine maggio 2022) fino al 29 luglio, sono state acquistate 33,4 milioni di azioni al costo di €400 milioni. A seguito della revisione dello scenario prezzo per il riferimento Brent, previsto a 105 \$/bbl per l'intero anno 2022, nonché degli effetti dell'apprezzamento del dollaro e dei più robusti flussi di cassa del Gruppo, è stato aumentato **l'impegno di buy-back di un importo di €1,3 miliardi a €2,4 miliardi.**

► Rafforzamento del portafoglio gas

- **Assicurate fonti alternative di approvvigionamento di gas naturale all'Italia e all'Europa,** facendo leva sulle alleanze strategiche dell'Eni, accelerando la crescita di una componente chiave della strategia di lungo termine di Eni costituita dal ruolo crescente del gas equity.
- **Firmati nuovi accordi di fornitura di gas** con l'Algeria, l'Egitto e il Congo. Ulteriori opportunità potrebbero emergere dall'allargamento del portafoglio globale Eni del gas naturale ad altri paesi, quali Libia, Angola, Mozambico, Indonesia e Italia.
- Queste iniziative intendono conseguire fino a 20 miliardi di metri cubi di forniture alternative di gas entro il 2025, coprendo effettivamente il 100% delle importazioni annue di gas russo.
- A giugno Eni è entrata nel progetto **North Field East LNG del Qatar**, il più grande al mondo, espandendo la propria presenza in Medio Oriente e ottenendo l'accesso a un paese leader nella produzione di GNL.

► Performance operativa

- **Produzione d'idrocarburi:** 1,62 milioni di boe/giorno. La crescita sostenuta dal ramp-up produttivo in Indonesia, dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+, da maggiori produzioni in Algeria e Angola nonché in Italia e nel Regno Unito che hanno beneficiato di minori attività manutentive rispetto al primo semestre 2021, è stata compensata dalla flessione dovuta alla forza maggiore in Kazakhstan, Libia e Nigeria.
- Nel primo semestre, **aggiunte circa 300 milioni di boe di nuove risorse** alla nostra reserve base. Le principali scoperte sono state realizzate in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il nostro modello di sviluppo fast-track: in Algeria vicino ai giacimenti di Bir Rebaa Nord e nel bacino di Berkine Nord, in Angola nel Blocco 15/06 l'appraisal di Ndungu-2 con l'incremento delle risorse e in Abu Dhabi col pozzo esplorativo XF-002. Inoltre, le recenti scoperte nelle concessioni di Meleiha, nel deserto occidentale dell'Egitto, sono già state allacciate agli impianti di estrazione esistenti.
- **Appraisal della scoperta di Baleine:** il pozzo Baleine East-1X nel Blocco CI-802 ha evidenziato un incremento del potenziale esplorativo dell'area a circa 2,5 miliardi di barili e 3,3 Tcf di gas associato in posto. Il pozzo, testato con successo, consente di ottimizzare i piani di sviluppo in corso e futuri.
- Start-up del giacimento di **Ndungu nell'offshore dell'Angola**, collegato alla nave Ngoma Floating Production Storage and Offloading (FPSO) nel Blocco 15/06 operato da Eni.
- Avviata la fase di commissioning della nave **Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)**, al largo del Mozambico, pompando il gas naturale dal giacimento di Coral South nell'impianto di

trattamento in modo sicuro e affidabile. La nave FLNG è ora pronta a consegnare il primo carico di GNL previsto per la seconda metà del 2022.

- **Portafoglio esplorativo rinnovato** con circa 5.900 chilometri quadrati di nuovi permessi in Algeria, Norvegia e Costa d'Avorio.
- Al 30 giugno 2022 la **capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo** è pari a 1,6 GW; +33% rispetto al 31 dicembre 2021 (1,2 GW). **Produzione di energia da fonti rinnovabili di Gruppo** è pari a 1.366 GWh, in crescita del 17% rispetto al 31 dicembre 2021 (1.166 GWh).
- Completata la costruzione di un impianto di raccolta e spremitura dei semi oleosi (**agri-hub**) a Makueni, in **Kenya**, con l'avvio della produzione del primo olio vegetale per bioraffinerie. Il primo agri-hub avrà una capacità installata di 15.000 tonnellate con una produzione prevista di 2.500 tonnellate nel 2022.
- Inaugurato il **parco eolico Badamsha 2** situato nella regione di Aktobe, in Kazakhstan, il secondo impianto eolico nella regione che consente di raddoppiare la capacità installata del progetto Badamsha 1 (48 MW, per un totale complessivo di 96 MW installati nel Paese).

Sviluppi di business:

- Il 2 agosto sono state avviate le operazioni di **Azule Energy**, la joint venture paritetica partecipata da bp ed Eni. Azule Energy combina le attività angolane nell'upstream, nel GNL e nel solare delle due società ed è il più grande produttore indipendente di petrolio e gas dell'Angola.
- Finalizzata con il fondo azionario HitecVision, la **quotazione** della partecipata **Vår Energi** presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil&Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una quota del 16,2% del capitale sociale della partecipata.
- Firmati accordi con **Mozambico** e **Benin** per lo sviluppo di progetti di economia circolare e di agricoltura non in competizione con la catena alimentare per la produzione di bio-feedstock da destinare alle bio-raffinerie di Eni. Gli accordi prevedono anche iniziative di protezione delle foreste e di decarbonizzazione del mix energetico locale.
- Il progetto **HyNet North-West**, sviluppato da un consorzio guidato da Eni UK per la costruzione di un hub per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ (CCS), ha ricevuto 19 manifestazioni di interesse da parte di aziende industriali che stanno pianificando la riduzione delle proprie emissioni attraverso la cattura, trasporto e stoccaggio nei giacimenti di idrocarburi esauriti di Eni UK.
- A luglio, raggiunta dal New Gas Consortium (Eni 25,6%, operatore) la decisione finale di investimento (FID) per lo sviluppo dei campi **Quiluma e Maboqueiro in Angola**. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, sarà avviato nel 2026 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno.
- A luglio, siglato con Sonatrach, Oxy e TotalEnergies un nuovo Production Sharing Contract (PSC) per i **blocchi 404 e 208** nel bacino del Berkine **in Algeria**. Il contratto consentirà di potenziare gli investimenti, aumentando le riserve di idrocarburi dei giacimenti, consentendo inoltre la futura valorizzazione di quantità di gas associato, disponibili per l'esportazione, contribuendo alla diversificazione delle forniture di gas all'Europa.
- **Solenova**, joint-venture tra Eni e la società nazionale dello Stato Angolano Sonangol, ha avviato la costruzione della prima centrale fotovoltaica in Caraculo, capacità di generazione mirata a 50 MW, con una prima fase da 25 MW.
- Firmato con Sonatrach un Memorandum of Understanding (MoU) per valutare la fattibilità di un progetto di idrogeno verde nella concessione Bir Rebaa North, per consentire la **decarbonizzazione delle operazioni**.
- Annunciata la creazione di una società di **Sustainable Mobility** finalizzata ad accrescere il valore attraverso l'integrazione delle bioraffinerie, la solida base clienti e la rete di punti vendita multi-energy e multiservizio.
- Stipulati accordi con le società italiane "SEA" e "Aeroporti di Roma" che gestiscono i principali aeroporti nazionali per accelerare la decarbonizzazione nell'aviazione e nelle operazioni a terra attraverso l'utilizzo dei **carburanti sostenibili di Eni** (SAF e HVO).

- A giugno, è stata inaugurata a Venezia Mestre la **prima stazione di servizio Eni per il rifornimento di idrogeno** per la mobilità. L'impianto è dotato di due punti di erogazione, con una capacità di oltre 100 kg/giorno, dove autoveicoli e autobus possono essere ricaricati in circa 5 minuti.
- **Enjoy**, il servizio di car sharing a marchio Eni, ha messo a disposizione le prime 100 minicar-EV XEV per la mobilità urbana nella città di Torino. La XEV YOYO è una city car elettrica progettata per la sostituzione della batteria in soli pochi minuti.
- Firmata lettera d'intenti con **Iveco**, volta allo sviluppo di una **piattaforma integrata di mobilità sostenibile** per le flotte di veicoli commerciali, attraverso l'offerta di mezzi innovativi alimentati da biocarburanti e altri vettori energetici sostenibili, nonché delle relative infrastrutture.
- Nell'ambito della strategia volta a rilanciare il segmento delle plastiche riciclate, **Versalis**, azienda chimica di Eni, ha firmato un accordo con Forever Plast player italiano, per l'acquisizione di una licenza esclusiva per la realizzazione di un'unità di riciclo meccanico per la trasformazione di rifiuti plastici selezionati ottenuti dalla raccolta differenziata, in grado di produrre 50 mila tonnellate/anno di composti polimerici riciclati con avvio previsto nel 2024. L'impianto sarà ubicato presso il polo petrolchimico di Porto Marghera e contribuirà alla sua trasformazione.
- **Versalis** ha avviato il riciclo della plastica da imballaggi industriali usati. Il progetto ha testato con successo sacchi realizzati con il 50% di materiale riciclato per l'imballaggio e la spedizione di prodotti in polietilene. Il nuovo prodotto sarà distribuito in tutti gli hub industriali Versalis.
- Firmato un accordo con la cinese Shandong Eco Chemical Co. Ltd. per la concessione in licenza della tecnologia proprietaria di **Versalis** per la produzione di polimeri stirenici in massa continua a basse emissioni.
- Rafforzata la partnership tra **Versalis** e Novamont per lo sviluppo del business della chimica verde condotto attraverso la joint venture Matrica stabilendo un nuovo patto parasociale, in base al quale Versalis ha incrementato la propria partecipazione in Novamont dal 25% al 35%.
- Avviata la produzione di bioetanolo da biomassa forestale presso l'hub di **Crescentino**, gestito da Versalis. L'impianto è in grado di lavorare biomassa per 200 mila tonnellate/anno, con una capacità produttiva massima di bioetanolo di circa 25 mila tonnellate/anno.
- **GreenIT**, la joint venture tra Plenitude e l'italiana CDP Equity, impegnata nello sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha firmato: (i) un accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW; (ii) un accordo per l'acquisizione dell'intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in Italia con una capacità complessiva di 110 MW.
- Acquisita la società greca **Solar Konzept Greece "SKGR"**, proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW.
- Acquisito un portafoglio di **capacità rinnovabile in Texas (USA)** da BayWa r.e. con una capacità installata di circa 266 MW e un progetto di stoccaggio in fase di sviluppo avanzato di circa 200 MW/400 MWh.
- **Plenitude** e HitecVision hanno sottoscritto un accordo per l'espansione dell'attività della joint venture norvegese Vårgrønn con l'obiettivo di consolidarne la presenza tra i più importanti player del settore eolico offshore. Gli accordi prevedono che Plenitude cederà alla joint venture la sua quota del 20% in Dogger Bank (Regno Unito) che detiene importanti progetti eolici offshore. Grazie a questa operazione, HitecVision vedrà aumentare la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale.
- Siglato un **accordo con Ansaldo Energia** per valutare tecnologie per l'accumulo di energia elettrica alternative alle batterie elettrochimiche. Tali tecnologie saranno implementate in sinergia in alcuni siti industriali di Eni in Italia, sfruttando le potenzialità degli esistenti sistemi di produzione e consumo di energia elettrica.
- **Plenitude** ha avviato una partnership di lungo termine con EnerOcean S.L., una società spagnola che sviluppa W2Power, una tecnologia innovativa e competitiva per impianti eolici galleggianti.

Plenitude contribuirà al programma di sviluppo di EnerOcean S.L. con capitali e competenze, con una quota del 25% della società che continuerà a operare in modo indipendente.

- Finalizzata a fine luglio la cessione del 49% delle nostre **centrali power** ad azionisti di minoranza con un incasso in quota Eni di €0,55 miliardi.

Iniziative di decarbonizzazione:

- Completata con successo l'**IPO di New Energy One Acquisition Corporation Plc** ("NEOA") sul mercato principale della Borsa di Londra, raccogliendo £175 milioni di fondi azionari, a cui Eni contribuirà con £17,5 milioni. NEOA è stata costituita con lo scopo di creare una business combination con l'obiettivo di partecipare o beneficiare della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.
- Siglato un **accordo con Edison e Ansaldo Energia** per valutare la fattibilità economica della produzione di idrogeno verde derivato dall'elettrolisi dell'acqua, ovvero idrogeno blu con l'utilizzo di gas naturale e di un sistema associato per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ emessa nel processo, con l'obiettivo di sostituire una porzione di gas naturale come combustibile nel nuovo impianto Edison di Porto Marghera.
- Avviata la **collaborazione con Air Liquide** per valutare la migliore implementazione di soluzioni di cattura e sequestro del carbonio (CCS) per contribuire alla decarbonizzazione dei settori industriali difficili da abbattere nella regione mediterranea dell'Europa.
- Assegnata la commessa relativa a **undici progetti idrici integrati a energia solare negli Stati di Borno e Yobe nel nord-est della Nigeria**, che forniranno acqua dolce per il consumo domestico e la microirrigazione. Questi progetti sono stati realizzati nell'ambito dell'iniziativa 'Access to Water' sviluppata dalla FAO e da Eni, in collaborazione con la Nigerian National Petroleum Corporation.
- Nel luglio, assegnato ad Eni il premio **Energy Innovation Award** di Energy Intelligence, a riconoscimento delle strategie messe in atto per la realizzazione della transizione energetica e dell'accelerazione negli investimenti a basse emissioni di carbonio. Eni si è classificata al primo posto per gli obiettivi di riduzione delle emissioni, resilienza del portafoglio e trasformazione del proprio modello di business.
- Nell'ambito dell'impegno di Eni per lo sviluppo degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite** è stata rafforzata la collaborazione con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO), attraverso lo sviluppo di iniziative congiunte sull'idrogeno verde, le rinnovabili, l'efficienza energetica, la formazione tecnica, l'occupazione giovanile e la catena del valore agricola, in particolare in Africa.
- Eni ha avviato in Costa d'Avorio un'iniziativa di sostenibilità per la **distribuzione di fornelli** a famiglie vulnerabili. Nell'ambito del progetto, Eni distribuirà 100.000 fornelli in 6 anni a partire già dal 2022, dalla Regione di Gbèkè, raggiungendo oltre 300.000 persone.

► Performance ESG

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,38, in riduzione rispetto al primo semestre 2021 grazie al miglioramento delle performance registrate tra i dipendenti.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1):** pari a 19,9 milioni di tonnellate di CO₂ eq. in lieve aumento a seguito dell'incremento delle attività, in particolare nei business Power e GGP.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream):** pari a 20,8 tonnellate di CO₂ eq./migliaia di boe, in peggioramento rispetto al periodo di confronto, in relazione a mutate condizioni operative e un lieve calo delle produzioni.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1):** pari a 28 migliaia di tonnellate di CH₄. Il lieve incremento è in linea con il trend delle emissioni dirette di GHG (Scope 1).

- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine** pari a 0,5 miliardi di Sm³, in calo rispetto al primo semestre 2021.
- **Volumi totali di oil spill**: in riduzione di oltre il 10% rispetto al primo semestre 2021. Il miglioramento nelle attività operative upstream è stato in parte compensato dall'incremento dei volumi da sabotaggio in Nigeria, dove prosegue il programma di installazione della tecnologia proprietaria e-vpms (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System) per la rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nelle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse.
- **Acqua di formazione reiniettata (upstream)**: in riduzione rispetto al primo semestre 2021 a seguito della razionalizzazione di asset produttivi non strategici.

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

| PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI | Primo Semestre | | |
|--|----------------|---------|---------|
| | 2022 | 2021 | |
| Ricavi della gestione caratteristica | (€ milioni) | 63.685 | 30.788 |
| Utile (perdita) operativo | | 11.322 | 3.857 |
| Utile (perdita) operativo adjusted ^(a) | | 11.032 | 3.366 |
| <i>Exploration & Production</i> | | 9.248 | 3.219 |
| <i>Global Gas & LNG Portfolio</i> | | 917 | (6) |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | | 1.013 | 70 |
| <i>Plenitude & Power</i> | | 325 | 310 |
| Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)} | | 7.078 | 1.199 |
| <i>per azione ^(c)</i> | (€) | 1,98 | 0,32 |
| <i>per ADR ^{(c)(d)}</i> | (\$) | 4,33 | 0,77 |
| Utile (perdita) netto ^(b) | | 7.398 | 1.103 |
| <i>per azione ^(c)</i> | (€) | 2,07 | 0,30 |
| <i>per ADR ^{(c)(d)}</i> | (\$) | 4,53 | 0,72 |
| Utile (perdita) complessivo ^(b) | (€ milioni) | 9.106 | 1.971 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | (€ milioni) | 7.281 | 4.093 |
| Investimenti tecnici | | 3.211 | 2.405 |
| di cui: <i>ricerca esplorativa</i> | | 285 | 160 |
| <i>sviluppo riserve di idrocarburi</i> | | 2.062 | 1.594 |
| Totale attività a fine periodo | | 163.377 | 119.989 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | | 52.012 | 40.580 |
| Indebitamento finanziario netto post IFRS 16 | | 12.777 | 15.323 |
| Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 | | 7.872 | 10.040 |
| Capitale investito netto | | 64.789 | 55.903 |
| di cui: <i>Exploration & Production</i> | | 50.861 | 46.488 |
| <i>Global Gas & LNG Portfolio</i> | | (3.585) | 387 |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | | 10.810 | 9.103 |
| <i>Plenitude & Power</i> | | 9.425 | 3.463 |
| Leverage ante IFRS 16 | (%) | 15 | 25 |
| Leverage post IFRS 16 | | 25 | 38 |
| Gearing | | 20 | 27 |
| Coverage | | 21,4 | 8,2 |
| Current ratio | | 1,2 | 1,4 |
| Debt coverage | | 57,0 | 26,7 |
| Prezzo delle azioni a fine periodo | (€) | 11,33 | 10,27 |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione | (milioni) | 3.538,3 | 3.572,5 |
| Capitalizzazione di borsa ^(e) | (€ miliardi) | 40,5 | 37,0 |

(a) Misura di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nel periodo. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

| DIPENDENTI | Primo Semestre | | |
|---|----------------|--------|--------|
| | 2022 | 2021 | |
| Exploration & Production | (numero) | 9.336 | 9.616 |
| Global Gas & LNG Portfolio | | 858 | 862 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 13.086 | 11.394 |
| Plenitude & Power | | 2.593 | 2.252 |
| Corporate e altre attività | | 6.689 | 7.312 |
| Totale dipendenti gruppo | | 32.562 | 31.436 |
| di cui: - <i>donne</i> | | 8.424 | 7.668 |
| - <i>all'estero</i> | | 11.836 | 10.148 |
| Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri) | (%) | 27 | 27 |



**SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)**

| | | Primo Semestre | |
|---|--|----------------|-------|
| | | 2022 | 2021 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <i>dipendenti</i> | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,38 | 0,39 |
| <i>contrattisti</i> | | 0,16 | 0,56 |
| | | 0,48 | 0,31 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 19,9 | 19,5 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream) | (tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe) | 20,8 | 20,2 |
| Emissioni dirette di metano (Scope 1) | (migliaia di tonnellate di CH ₄) | 28,0 | 26,9 |
| Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine | (miliardi di Sm ³) | 0,5 | 0,6 |
| Volumi totali oil spill (>1 barile) <i>di cui: da atti di sabotaggio</i> | (barili) | 2.741 | 3.049 |
| | | 2.062 | 1.904 |
| Costi di ricerca e sviluppo | (€ milioni) | 87 | 73 |
| Capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo | (megawatt) | 1.586 | 396 |
| Produzioni energia da fonti rinnovabili di Gruppo | (gigawattora) | 1.366 | 311 |

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

**DATI OPERATIVI**

| | | Primo Semestre | |
|---|--|----------------|-------|
| | | 2022 | 2021 |
| EXPLORATION & PRODUCTION | | | |
| Produzione di idrocarburi ^(a) <i>petrolio e condensati</i> | (migliaia di boe/giorno) | 1.616 | 1.650 |
| <i>gas naturale</i> | (migliaia di barili/giorno) | 760 | 797 |
| | (milioni di metri cubi/giorno) | 129 | 128 |
| Produzione venduta | (milioni di boe) | 270 | 277 |
| Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi | (\$/boe) | 76,75 | 43,36 |
| Acqua di formazione reiniettata | (%) | 58 | 59 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b) | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 10,68 | 11,24 |
| Oil spill operativi (>1 barile) ^(b) | (barili) | 678 | 243 |
| GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO | | | |
| Vendite gas naturale | (miliardi di metri cubi) | 31,64 | 34,43 |
| <i>di cui: in Italia</i> | | 16,28 | 17,73 |
| <i>internazionali</i> | | 15,36 | 16,70 |
| Vendite GNL | | 5,2 | 5,2 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b) | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 1,03 | 0,33 |
| REFINING & MARKETING E CHIMICA | | | |
| Capacità di bioraffinazione | (milioni di tonnellate/anno) | 1,1 | 1,1 |
| Lavorazioni bio | (migliaia di tonnellate) | 235 | 303 |
| Tasso di utilizzo medio bioraffinerie | (%) | 47 | 60 |
| Quota di mercato rete in Italia | | 21,8 | 22,4 |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 3,55 | 3,26 |
| Erogato medio per stazione di servizio rete Europa | (migliaia di litri) | 743 | 684 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale | (%) | 80 | 72 |
| Produzioni di prodotti petrolchimici | (migliaia di tonnellate) | 4.191 | 4.354 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici | (%) | 69 | 69 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b) | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 3,16 | 3,29 |
| Emissioni di SO _x (ossido di zolfo) | (migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.) | 1,45 | 1,48 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie ^(b) | (tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate) | 221 | 219 |
| PLENITUDE & POWER | | | |
| Vendite retail e business gas | (miliardi di metri cubi) | 4,37 | 4,60 |
| Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali | (terawattora) | 9,58 | 7,53 |
| Produzione termoelettrica | | 11,06 | 10,20 |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi | | 11,34 | 12,97 |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo | (megawatt) | 1.524 | 359 |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | (gigawattora) | 1.220 | 264 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b) | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 5,00 | 4,63 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) ^(b) | (gCO ₂ eq./kWh eq.) | 389 | 384 |

(a) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Calcolato sul 100% degli asset operati.

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

PRODUZIONE E PREZZI

| | | Primo Semestre | | Var.ass. | var % |
|--------------------------------|-----------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 | | |
| Produzioni | | | | | |
| Petrolio | (migliaia di barili/g) | 760 | 797 | (37) | (4,6) |
| Gas naturale | (milioni di metri cubi/g) | 129 | 128 | 1 | 0,8 |
| Idrocarburi | (migliaia di boe/g) | 1.616 | 1.650 | (34) | (2,1) |
| Prezzi medi di realizzo | | | | | |
| Petrolio | (\$/barile) | 99,54 | 60,56 | 38,98 | 64,4 |
| Gas naturale | (\$/migliaia di metri cubi) | 350,59 | 167,67 | 182,92 | 109,1 |
| Idrocarburi | (\$/boe) | 76,75 | 43,36 | 33,39 | 77,0 |

Nel primo semestre 2022 la **produzione di idrocarburi** di 1,616 milioni di boe/giorno è diminuita del 2% rispetto al primo semestre 2021. La flessione è dovuta alla forza maggiore al terminale di esportazione dell'oleodotto CPC che ha penalizzato il livello produttivo in Kazakhstan, alla fermata degli impianti in Libia per la ripresa dei conflitti interni nonché l'incremento di atti di sabotaggio e bunkering in Nigeria. Al netto di tali effetti, a parità di prezzo e considerando il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ (in particolare negli Emirati Arabi Uniti), la produzione è invariata rispetto al periodo di confronto 2021. La crescita è stata sostenuta dal ramp-up produttivo in Indonesia, in un contesto di forte domanda globale per il GNL, dalle maggiori produzioni in Algeria e Angola, nonché in Italia e nel Regno Unito che hanno beneficiato di minori attività manutentive rispetto al primo semestre 2021.

La **produzione di petrolio** è stata di 760 mila barili/giorno, in riduzione del 5% rispetto al primo semestre 2021. La riduzione in Kazakhstan, Nigeria e Libia è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Angola, Algeria e Italia nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+.

La **produzione di gas naturale** è stata di 129 milioni di metri cubi/giorno in crescita del 1% rispetto al primo semestre 2021. Il ramp-up produttivo in Indonesia e le maggiori produzioni in Algeria, nel Regno Unito e in Italia sono state parzialmente compensate dalle riduzioni in Libia e Nigeria.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 269,5 milioni di boe. La differenza di 22,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 292,4 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (21 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2022 Eni detiene titoli minerari in 41 paesi. Al 30 giugno 2022, il portafoglio minerario di Eni consiste in 752 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 312.738 chilometri quadrati in quota Eni, di cui 643 chilometri quadrati relativi all'attività CCUS in Regno Unito e in Norvegia. Al 31 dicembre 2021 la superficie complessiva in quota Eni era di 335.501 chilometri quadrati.

Nel primo semestre 2022 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Algeria, Norvegia e Costa d'Avorio, nonché il progetto CCUS in Norvegia per una superficie di circa 5.900 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Sudafrica, Bahrain e Irlanda per circa 26.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota principalmente in Vietnam e Congo per complessivi 700 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Indonesia e Norvegia, per complessivi 2.900 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 17 pozzi esplorativi (7,9 in quota Eni), a fronte di 14 pozzi (7,1 in quota Eni) del primo semestre 2021.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

| | | Primo Semestre | |
|--|---------------------|----------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 |
| Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)} | (migliaia di boe/g) | 1.616 | 1.650 |
| Italia | | 83 | 82 |
| Resto d'Europa | | 196 | 205 |
| Africa Settentrionale | | 254 | 260 |
| Egitto | | 353 | 363 |
| Africa Sub-Sahariana | | 282 | 301 |
| Kazakhstan | | 135 | 150 |
| Resto dell'Asia | | 177 | 158 |
| America | | 124 | 114 |
| Australia e Oceania | | 12 | 17 |
| Produzione venduta ^(a) | (milioni di boe) | 270 | 277 |

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

| | | Primo Semestre | |
|--|-----------------------------|----------------|------------|
| | | 2022 | 2021 |
| Produzione di petrolio e condensati | (migliaia di barili/giorno) | 760 | 797 |
| Italia | | 37 | 34 |
| Resto d'Europa | | 113 | 128 |
| Africa Settentrionale | | 119 | 128 |
| Egitto | | 79 | 82 |
| Africa Sub-Sahariana | | 181 | 190 |
| Kazakhstan | | 94 | 101 |
| Resto dell'Asia | | 76 | 76 |
| America | | 61 | 58 |
| Australia e Oceania | | | |

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

| | | Primo Semestre | |
|-----------------------------------|--------------------------------|----------------|------------|
| | | 2022 | 2021 |
| Produzione di gas naturale | (milioni di metri cubi/giorno) | 129 | 128 |
| Italia | | 7 | 7 |
| Resto d'Europa | | 13 | 12 |
| Africa Settentrionale | | 20 | 20 |
| Egitto | | 41 | 42 |
| Africa Sub-Sahariana | | 15 | 17 |
| Kazakhstan | | 6 | 7 |
| Resto dell'Asia | | 15 | 12 |
| America | | 10 | 8 |
| Australia e Oceania | | 2 | 3 |

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (116 e 111 mila boe/giorno nel primo semestre 2022 e 2021, rispettivamente).

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 31,80 miliardi di metri cubi con una riduzione di 2,60 miliardi di metri cubi, pari al 7,6%, rispetto al primo semestre 2021.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (30,18 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono diminuiti di 2,26 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2021 (-7%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-3,26 miliardi di metri cubi), Libia (-0,41 miliardi di metri cubi), Norvegia (-0,39 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (-0,26 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati principalmente sui mercati europei (Francia, Germania, Spagna) ed Egitto (complessivamente +3,03 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (1,62 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione rispetto al periodo di confronto (-17,3%).

| | (miliardi di metri cubi) | Primo Semestre | | | |
|---|--------------------------|----------------|--------------|---------------|---------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var. % |
| ITALIA | | 1,62 | 1,96 | (0,34) | (17,3) |
| Russia | | 10,53 | 13,79 | (3,26) | (23,6) |
| Algeria (incluso il GNL) | | 5,34 | 5,35 | (0,01) | (0,2) |
| Libia | | 1,19 | 1,60 | (0,41) | (25,6) |
| Paesi Bassi | | 0,72 | 0,98 | (0,26) | (26,5) |
| Norvegia | | 3,35 | 3,74 | (0,39) | (10,4) |
| Regno Unito | | 1,12 | 1,15 | (0,03) | (2,6) |
| Indonesia (GNL) | | 0,78 | 0,76 | 0,02 | 2,6 |
| Qatar (GNL) | | 1,14 | 1,16 | (0,02) | (1,7) |
| Altri acquisti di gas naturale | | 3,89 | 0,86 | 3,03 | .. |
| Altri acquisti di GNL | | 2,12 | 3,05 | (0,93) | (30,5) |
| ESTERO | | 30,18 | 32,44 | (2,26) | (7,0) |
| TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE | | 31,80 | 34,40 | (2,60) | (7,6) |
| Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio | | (0,12) | (0,34) | 0,22 | 64,7 |
| Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni | | (0,04) | (0,01) | (0,03) | .. |
| DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE | | 31,64 | 34,05 | (2,41) | (7,1) |
| Disponibilità per la vendita delle società collegate | | 0,00 | 0,38 | (0,38) | .. |
| TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA | | 31,64 | 34,43 | (2,79) | (8,1) |

VENDITE

| | | Primo Semestre | | | |
|--|----------------------------|----------------|--------------|---------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var. % |
| Prezzo spot del Gas Italia al PSV | (€/migliaia di metri cubi) | 1.037 | 231 | 806 | 348,9 |
| TTF | | 1.014 | 229 | 785 | 342,2 |
| Vendite di gas naturale | (miliardi di metri cubi) | | | | |
| Italia | | 16,28 | 17,73 | (1,45) | (8,2) |
| Resto d'Europa | | 13,91 | 13,90 | 0,01 | 0,1 |
| di cui: Importatori in Italia | | 1,10 | 1,45 | (0,35) | (24,1) |
| Mercati europei | | 12,81 | 12,45 | 0,36 | 2,9 |
| Resto del Mondo | | 1,45 | 2,80 | (1,35) | (48,2) |
| Totale vendite gas (*) | | 31,64 | 34,43 | (2,79) | (8,1) |
| di cui: vendite di GNL | | 5,20 | 5,20 | | |

(*) Include vendite intercompany.

Nel primo semestre 2022 le **vendite di gas naturale** di 31,64 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'8,1% rispetto al primo semestre 2021, principalmente per i minori volumi commercializzati nel mercato italiano e nei mercati extraeuropei. Le vendite in Italia di 16,28 miliardi di metri cubi sono diminuite di 1,45 miliardi di metri cubi pari all'8,2% rispetto al primo semestre 2021 (17,73 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati principalmente all'hub e al settore grossisti, solo in parte compensati dalle maggiori vendite al settore termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (12,81 miliardi di metri cubi) hanno registrato un incremento del 2,9% grazie alla ripresa dei consumi, in particolare in Germania e Benelux che hanno più che compensato le minori vendite effettuate presso il mercato francese.

| | (miliardi di metri cubi) | Primo Semestre | | | |
|---------------------------------|--------------------------|----------------|--------------|---------------|---------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var.% |
| ITALIA | | 16,28 | 17,73 | (1,45) | (8,2) |
| Grossisti | | 7,09 | 7,44 | (0,35) | (4,7) |
| PSV e borsa | | 4,05 | 4,81 | (0,76) | (15,8) |
| Industriali | | 1,79 | 2,07 | (0,28) | (13,5) |
| Termoelettrici | | 0,53 | 0,43 | 0,10 | 23,3 |
| Autoconsumi | | 2,82 | 2,98 | (0,16) | (5,4) |
| VENDITE INTERNAZIONALI | | 15,36 | 16,70 | (1,34) | (8,0) |
| Resto d'Europa | | 13,91 | 13,90 | 0,01 | 0,1 |
| Importatori in Italia | | 1,10 | 1,45 | (0,35) | (24,1) |
| Mercati europei: | | 12,81 | 12,45 | 0,36 | 2,9 |
| <i>Penisola Iberica</i> | | 2,09 | 1,90 | 0,19 | 10,0 |
| <i>Germania/Austria</i> | | 0,83 | 0,24 | 0,59 | .. |
| <i>Benelux</i> | | 2,20 | 1,91 | 0,29 | 15,2 |
| <i>Regno Unito</i> | | 1,13 | 1,15 | (0,02) | (1,7) |
| <i>Turchia</i> | | 4,24 | 4,06 | 0,18 | 4,4 |
| <i>Francia</i> | | 2,27 | 3,05 | (0,78) | (25,6) |
| <i>Altro</i> | | 0,05 | 0,14 | (0,09) | (64,3) |
| Mercati extra europei | | 1,45 | 2,80 | (1,35) | (48,2) |
| TOTALE VENDITE GAS MONDO | | 31,64 | 34,43 | (2,79) | (8,1) |

| | (miliardi di metri cubi) | Primo Semestre | | | |
|--|--------------------------|----------------|--------------|---------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var.% |
| Vendite delle società consolidate | | 31,64 | 33,97 | (2,33) | (6,9) |
| Italia (inclusi autoconsumi) | | 16,28 | 17,73 | (1,45) | (8,2) |
| Resto d'Europa | | 13,91 | 13,58 | 0,33 | 2,4 |
| Extra Europa | | 1,45 | 2,66 | (1,21) | (45,5) |
| Vendite delle società collegate (quota Eni) | | 0,00 | 0,46 | (0,46) | .. |
| Resto d'Europa | | 0,00 | 0,32 | (0,32) | .. |
| Extra Europa | | 0,00 | 0,14 | (0,14) | .. |
| TOTALE VENDITE GAS MONDO | | 31,64 | 34,43 | (2,79) | (8,1) |

VENDITE DI GNL

| | (miliardi di metri cubi) | Primo Semestre | | | |
|---------------------------|--------------------------|----------------|------------|-----------|--------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var.% |
| Europa | | 3,8 | 2,4 | 1,4 | 58,3 |
| Extra Europa | | 1,4 | 2,8 | (1,4) | (50,0) |
| TOTALE VENDITE GNL | | 5,2 | 5,2 | | |

Le **vendite di GNL** (5,2 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente da Qatar, Nigeria ed Indonesia e commercializzato principalmente in Europa e nei mercati asiatici.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

| | | Primo Semestre | | | |
|---|--------------------------|----------------|--------------|---------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| Standard Eni Refining Margin (SERM) | (\$/barile) | 8,2 | (0,5) | 8,7 | .. |
| Lavorazioni in conto proprio Italia | (milioni di tonnellate) | 8,13 | 7,85 | 0,28 | 3,6 |
| Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo | | 5,35 | 5,30 | 0,05 | 0,9 |
| Totale lavorazioni | | 13,48 | 13,15 | 0,33 | 2,5 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale | (%) | 80 | 72 | | |
| Lavorazioni bio | (migliaia di tonnellate) | 235 | 303 | (68) | (22,4) |
| Tasso di utilizzo medio bioraffinerie | (%) | 47 | 60 | | |
| MARKETING | | | | | |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 3,55 | 3,26 | 0,29 | 8,9 |
| Vendite rete Italia | | 2,55 | 2,31 | 0,24 | 10,4 |
| Vendite rete resto d'Europa | | 1,00 | 0,95 | 0,05 | 5,3 |
| Quota di mercato rete Italia | (%) | 21,8 | 22,4 | | |
| Vendite extrarete Europa | (milioni di tonnellate) | 4,11 | 3,72 | 0,39 | 10,5 |
| Vendite extrarete Italia | | 2,92 | 2,75 | 0,17 | 6,2 |
| Vendite extrarete resto d'Europa | | 1,19 | 0,97 | 0,22 | 22,9 |
| CHIMICA | | | | | |
| Vendite di prodotti petrolchimici | (milioni di tonnellate) | 2,20 | 2,32 | (0,12) | (5,0) |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti | (%) | 69 | 69 | | |

REFINING & MARKETING

Nel primo semestre 2022 il **margin di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 8,2 \$/barile, registrando un eccezionale trend rialzista rispetto ai valori negativi riportati nello stesso periodo del 2021. Dalla seconda metà di marzo 2022, a seguito del riavvio delle attività economiche, si è manifestata una forte crescita della domanda di benzina, jet fuel e gasolio, in un contesto di offerta limitata, in particolare gasolio, dovuto ai vincoli di capacità in tutto il settore, con una conseguente forte crescita dei crack spread sui prodotti.

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 13,48 milioni di tonnellate, con un incremento del 2,5% rispetto al primo semestre 2021, grazie allo scenario di raffinazione favorevole. I principali incrementi sono stati registrati presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo. Le lavorazioni nel resto del mondo sono aumentate di circa l'1% rispetto al 2021, beneficiando dei maggiori volumi processati in Germania. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (80%) aumenta di 8 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione bio** pari a 235 mila tonnellate sono in diminuzione del 22,4% rispetto al periodo di confronto. I minori volumi processati presso la bioraffineria di Gela, a seguito della fermata occorsa nei primi mesi dell'anno, sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni registrate presso la bioraffineria di Venezia.

| | (milioni di tonnellate) | Primo Semestre | | | |
|---|-------------------------|----------------|--------------|---------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var.% |
| Rete | | 2,55 | 2,31 | 0,24 | 10,4 |
| Extrarete | | 2,92 | 2,75 | 0,17 | 6,2 |
| Petrochimica | | 0,24 | 0,30 | (0,06) | (20,0) |
| Altre vendite | | 4,41 | 4,91 | (0,50) | (10,2) |
| Vendite in Italia | | 10,12 | 10,27 | (0,15) | (1,5) |
| Rete resto d'Europa | | 1,00 | 0,95 | 0,05 | 5,3 |
| Extrarete resto d'Europa | | 1,19 | 0,97 | 0,22 | 22,7 |
| Extrarete mercati extra europei | | 0,25 | 0,25 | | |
| Altre vendite | | 0,76 | 0,66 | 0,10 | 15,2 |
| Vendite all'estero | | 3,20 | 2,83 | 0,37 | 13,1 |
| VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO | | 13,32 | 13,10 | 0,22 | 1,7 |

Nel primo semestre 2022, le **vendite di prodotti petroliferi** (13,32 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,22 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2021 (+1,7%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,55 milioni di tonnellate risultano in aumento del 10,4% per effetto dei maggiori volumi commercializzati di gasolio, benzine e GPL. La quota di mercato del semestre 2022 si è attestata al 21,8% (22,4% nel primo semestre 2021).

Al 30 giugno 2022, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.051 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.127 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (68 unità), della riduzione delle concessioni autostradali (6 unità), del saldo negativo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (2 unità).

L'erogato medio in Italia (673 mila litri) è in aumento di 61 mila litri rispetto al primo semestre 2021 (613 mila litri).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,92 milioni di tonnellate aumentano del 6,2% rispetto al primo semestre 2021 per effetto principalmente delle maggiori vendite di jet fuel a seguito della ripresa economica e della maggiore mobilità delle persone rispetto al periodo di confronto, che ha più che compensato le minori vendite degli altri prodotti.

Le **vendite alla Petrolchimica** (0,24 milioni di tonnellate) sono in riduzione del 20% rispetto al periodo di confronto a causa della contrazione delle attività produttive registrata nel settore.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 2,19 milioni di tonnellate si incrementano del 14,1% rispetto al primo semestre 2021 per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati in Germania, Austria e Spagna, parzialmente bilanciati dalle minori vendite in Svizzera.

Le **altre vendite in Italia e all'estero** (5,17 milioni di tonnellate) registrano un decremento rispetto al primo semestre 2021 (-7,2%).

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale

| | (milioni di tonnellate) | Primo Semestre | | | |
|---|-------------------------|----------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var. % |
| ITALIA | | 5,47 | 5,06 | 0,41 | 8,1 |
| Vendite rete | | 2,55 | 2,31 | 0,24 | 10,4 |
| Benzina | | 0,68 | 0,59 | 0,09 | 15,3 |
| Gasolio | | 1,70 | 1,56 | 0,14 | 9,0 |
| GPL | | 0,16 | 0,14 | 0,02 | 14,3 |
| Altri prodotti | | 0,01 | 0,02 | (0,01) | (50,0) |
| Vendite extrarete | | 2,92 | 2,75 | 0,17 | 6,2 |
| Gasolio | | 1,46 | 1,48 | (0,02) | (1,2) |
| Oli combustibili | | 0,01 | 0,13 | (0,12) | (90,0) |
| GPL | | 0,09 | 0,09 | (0,00) | (2,2) |
| Benzina | | 0,20 | 0,04 | 0,16 | .. |
| Lubrificanti | | 0,02 | 0,04 | (0,02) | (42,5) |
| Bunker | | 0,25 | 0,31 | (0,06) | (19,7) |
| Jet fuel | | 0,71 | 0,28 | 0,43 | .. |
| Altri prodotti | | 0,18 | 0,38 | (0,20) | (52,6) |
| ESTERO (RETE + EXTRARETE) | | 2,44 | 2,17 | 0,27 | 12,4 |
| Benzina | | 0,52 | 0,46 | 0,06 | 13,0 |
| Gasolio | | 1,43 | 1,27 | 0,16 | 12,8 |
| Jet fuel | | 0,05 | 0,02 | 0,03 | .. |
| Oli combustibili | | 0,06 | 0,03 | 0,03 | .. |
| Lubrificanti | | 0,04 | 0,06 | (0,02) | (33,3) |
| GPL | | 0,25 | 0,26 | (0,01) | (2,3) |
| Altri prodotti | | 0,09 | 0,07 | 0,02 | 28,6 |
| TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE | | 7,91 | 7,23 | 0,68 | 9,4 |

CHIMICA

| | (migliaia di tonnellate) | Primo Semestre | | Var. ass. | Var. % |
|---|--------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2022 | 2021 | | |
| Intermedi | | 3.076 | 3.225 | (149) | (4,6) |
| Polimeri | | 1.111 | 1.122 | (11) | (1,0) |
| Biochem | | 4 | 7 | (3) | (42,9) |
| Produzioni di prodotti petrolchimici | | 4.191 | 4.354 | (163) | (3,7) |
| Moulding & Compounding | | 46 | | 46 | .. |
| Totale produzioni | | 4.237 | 4.354 | (117) | (2,7) |
| Consumi e perdite | | (2.315) | (2.344) | 29 | 1,2 |
| Acquisti e variazioni rimanenze | | 282 | 312 | (30) | (9,6) |
| TOTALE DISPONIBILITA' | | 2.204 | 2.322 | (118) | (5,1) |
| Intermedi | | 1.303 | 1.352 | (49) | (3,6) |
| Polimeri | | 846 | 951 | (105) | (11,0) |
| Oilfield chemicals | | 11 | 13 | (2) | (15,4) |
| Biochem | | 1 | 6 | (5) | (83,3) |
| Vendite di prodotti petrolchimici | | 2.161 | 2.322 | (161) | (6,9) |
| Moulding & Compounding | | 43 | | 43 | .. |
| TOTALE VENDITE | | 2.204 | 2.322 | (118) | (5,1) |

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 4.191 mila tonnellate sono diminuite di 163 mila tonnellate (-3,7%). La principale riduzione è stata registrata presso il segmento degli intermedi a causa delle fermate produttive di Porto Marghera per riconversione e delle minori produzioni dell'impianto di Priolo.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 2.161 mila tonnellate registrano una riduzione di 161 mila tonnellate (-6,9%); in particolare i minori volumi venduti hanno riguardato il segmento polimeri (-105 mila tonnellate) e intermedi (-49 mila tonnellate) a causa della ridotta disponibilità di prodotto e per lo scenario sfavorevole.

Le **vendite di moulding & compounding** pari nel primo semestre a 43 mila tonnellate si riferiscono ai semilavorati e ai prodotti del gruppo Finproject, tra i quali il compound di ultima generazione a base di Poliolefine espandibili a marchio Levirex® e il materiale plastico ultraleggero a marchio XL Extralight®.

I **margini degli elastomeri e stirenici** hanno registrato un recupero grazie alla crescita dei prezzi dovuta alla ripresa della domanda del settore packaging ed isolamento termico, per gli stirenici, e di pneumatici, per gli elastomeri. I margini degli stirenici hanno beneficiato anche delle minori importazioni. Il margine del polietilene ha riportato una riduzione in confronto al primo semestre 2021.

PLENITUDE & POWER

| | | Primo Semestre | | | |
|--|-------------------|----------------|-------|-----------|--------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| Plenitude | | | | | |
| Vendite retail e business gas | mld di metri cubi | 4,37 | 4,60 | (0,23) | (5,1) |
| Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali | terawattora | 9,58 | 7,53 | 2,05 | 27,2 |
| Clienti retail/business | mln pdf | 9,95 | 9,95 | | |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | gigawattora | 1.220 | 264 | 956 | 362 |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo | megawatt | 1.524 | 359 | 1.165 | 324,8 |
| <i>di cui: - fotovoltaico</i> | % | 57 | 74 | | |
| <i>- eolico</i> | | 42 | 24 | | |
| <i>- potenza installata di storage</i> | | 1 | 2 | | |
| Power | | | | | |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi | terawattora | 11,34 | 12,97 | (1,63) | (12,6) |
| Produzione termoelettrica | | 11,06 | 10,20 | 0,86 | 8,4 |

PLENITUDE

RETAIL GAS & POWER

| | | Primo Semestre | | | |
|---|--|----------------|-------------|---------------|---------------|
| (miliardi di metri cubi) | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| ITALIA | | 2,94 | 2,97 | (0,03) | (1,0) |
| Rivenditori | | 0,14 | 0,10 | 0,04 | 40,0 |
| Industriali | | 0,18 | 0,17 | 0,01 | 5,9 |
| PMI e terziario | | 0,41 | 0,42 | (0,01) | (2,4) |
| Residenziali | | 2,21 | 2,28 | (0,07) | (3,1) |
| VENDITE INTERNAZIONALI | | 1,43 | 1,63 | (0,20) | (12,5) |
| Mercati europei: | | | | | |
| <i>Francia</i> | | 1,08 | 1,33 | (0,25) | (18,9) |
| <i>Grecia</i> | | 0,24 | 0,24 | (0,00) | (0,4) |
| <i>Altro</i> | | 0,11 | 0,06 | 0,05 | 80,0 |
| TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS | | 4,37 | 4,60 | (0,23) | (5,1) |

Nel primo semestre 2022, le **vendite retail e business di gas** in Italia e nel resto d'Europa sono state di 4,37 miliardi di metri cubi, evidenziando una riduzione di 0,23 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2021, pari al -5,1%. Le vendite in Italia pari a 2,94 miliardi di metri cubi si riducono dell'1% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto delle minori vendite al segmento residenziale, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati al segmento rivenditori.

Le vendite sui mercati europei di 1,43 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 12,5% (-0,20 miliardi di metri cubi) rispetto al primo semestre 2021. In aumento di 0,05 miliardi di metri cubi le vendite negli altri mercati europei a seguito dell'acquisizione delle attività nella Penisola Iberica.

Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** di 9,58 TWh effettuate da Plenitude e dalle società controllate in Francia, Penisola Iberica e Grecia registrano un trend positivo con un incremento pari al 27,2% rispetto al primo semestre 2021, grazie alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa, beneficiando dell'espansione nei mercati di Spagna e Portogallo a seguito dell'acquisizione di Aldro Energía.

RENEWABLES

| | | Primo Semestre | | | |
|---|---------------|----------------|------------|------------|------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | (gigawattora) | 1.220 | 264 | 956 | 362 |
| di cui: fotovoltaico | | 505 | 141 | 364 | 259 |
| di cui: eolico | | 715 | 123 | 592 | .. |
| di cui: Italia | | 443 | 68 | 375 | 549 |
| di cui: estero | | 777 | 196 | 581 | .. |

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1.220 GWh, riferita per 715 GWh all'ambito eolico e per 505 GWh al fotovoltaico, con un aumento di 956 GWh rispetto al primo semestre 2021. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in produzione di nuovi impianti in Italia e all'estero, nonché del contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti.

Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

| | | Primo Semestre | | | |
|--|------------|----------------|------------|--------------|-------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo | (megawatt) | 1.524 | 359 | 1.165 | 325 |
| di cui: fotovoltaico | | 871 | 264 | 607 | .. |
| di cui: eolico | | 646 | 87 | 559 | .. |
| di cui: potenza installata di storage | | 7 | 8 | (1) | (13) |

Capacità installata a fine periodo (dati in quota Eni)

| | | Primo Semestre | | | |
|--|----------------|----------------|------------|--------------|------------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| | (megawatt) | | | | |
| | (tecnologia) | | | | |
| ITALIA | fotovoltaico | 116 | 112 | 5 | 4 |
| ESTERO | | 762 | 160 | 602 | .. |
| Algeria * | fotovoltaico | | 5 | (5) | .. |
| Australia | fotovoltaico | 64 | 64 | | |
| Francia | fotovoltaico | 111 | | 111 | |
| Pakistan * | fotovoltaico | | 10 | (10) | .. |
| Tunisia * | fotovoltaico | | 9 | (9) | .. |
| Stati Uniti | fotovoltaico | 587 | 72 | 515 | .. |
| TOTALE CAPACITA' INSTALLATA FOTOVOLTAICO | | 878 | 272 | 606 | .. |
| ITALIA | eolico onshore | 406 | 24 | 382 | .. |
| ESTERO | | 240 | 63 | 177 | .. |
| Kazakhstan | eolico onshore | 96 | 48 | 48 | |
| Spagna | eolico onshore | 129 | | 129 | |
| Stati Uniti | eolico onshore | 15 | 15 | | |
| TOTALE CAPACITA' INSTALLATA EOLICO ONSHORE | | 646 | 87 | 559 | .. |
| TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE) | | 1.524 | 359 | 1.165 | 325 |
| di cui potenza installata di storage | | 7 | 8 | (1) | (13) |

* Asset trasferiti ad altri settori.

Al 30 giugno 2022, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1.524 MW, più che quadruplicata rispetto al primo semestre 2021. L'incremento di 1.165 MW rispetto al 30 giugno 2021 è riferito principalmente all'acquisizione di asset in operation negli Stati Uniti (Corazon) e in Italia (Fortore Energia), nonché all'installazione del primo lotto del campo fotovoltaico di Brazoria (USA).

POWER

| | | Primo Semestre | | | |
|---------------------------------|--------------------------|----------------|-------|-----------|-------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| Acquisti di gas naturale | (milioni di metri cubi) | 2.219 | 2.170 | 49 | 2,3 |
| Acquisti di altri combustibili | (migliaia di tep) | 81 | 3 | 78 | .. |
| Produzione di energia elettrica | (terawattora) | 11,06 | 10,20 | 0,86 | 8,4 |
| Produzione di vapore | (migliaia di tonnellate) | 3.734 | 3.801 | (67) | (1,8) |

| Disponibilità di energia elettrica | | Primo Semestre | | | |
|--|--|----------------|--------------|---------------|---------------|
| (terawattora) | | 2022 | 2021 | Var. ass. | var % |
| Produzione di energia elettrica | | 11,06 | 10,20 | 0,86 | 8,4 |
| Acquisti di energia elettrica ^(a) | | 4,42 | 5,49 | (1,07) | (19,5) |
| Disponibilità | | 15,48 | 15,69 | (0,21) | (1,3) |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi | | 11,34 | 12,97 | (1,63) | (12,6) |
| Vendita di energia elettrica a Plenitude | | 4,14 | 2,72 | 1,42 | 52,2 |

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 30 giugno 2022, la potenza installata in esercizio è di 4,5 GW. Nel primo semestre 2022, la **produzione di energia elettrica** è stata di 11,06 TWh, in crescita rispetto al primo semestre 2021. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 4,42 TWh di energia elettrica (-19,5% rispetto al periodo di confronto) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** di 11,34 TWh registrano un decremento pari al 12,6%, a seguito dei minori volumi venduti presso la Borsa elettrica.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

| | Primo Semestre | | | | |
|---|----------------|---------------|--------------|--------------|-----------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var. % |
| Ricavi della gestione caratteristica | | 63.685 | 30.788 | 32.897 | 106,9 |
| Altri ricavi e proventi | | 618 | 651 | (33) | (5,1) |
| Costi operativi | | (48.595) | (23.677) | (24.918) | (105,2) |
| Altri proventi e oneri operativi | | (774) | 48 | (822) | .. |
| Ammortamenti | | (3.390) | (3.322) | (68) | (2,0) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing | | (175) | (602) | 427 | 70,9 |
| Radiazioni | | (47) | (29) | (18) | (62,1) |
| Utile (perdita) operativo | | 11.322 | 3.857 | 7.465 | .. |
| Proventi (oneri) finanziari | | (528) | (473) | (55) | (11,6) |
| Proventi (oneri) netti su partecipazioni | | 1.509 | (427) | 1.936 | .. |
| Utile (perdita) prima delle imposte | | 12.303 | 2.957 | 9.346 | .. |
| Imposte sul reddito | | (4.895) | (1.845) | (3.050) | .. |
| Tax rate (%) | | 39,8 | 62,4 | (22,6) | |
| Utile (perdita) netto | | 7.408 | 1.112 | 6.296 | .. |
| <i>di competenza:</i> | | | | | |
| - azionisti Eni | | 7.398 | 1.103 | 6.295 | .. |
| - interessenze di terzi | | 10 | 9 | 1 | 11,1 |

Risultati reported

I risultati del primo semestre 2022 sono stati conseguiti in un contesto di riferimento che vede un rafforzamento di tutte le commodities: il Brent è cresciuto da 65 \$/barile nel primo semestre 2021 a 108 \$/barile del semestre 2022 (+66%); i prezzi del gas in Europa sono quintuplicati; per il settore della chimica lo spread polietilene-etilene ha raggiunto valori record. Anche lo scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo ha raggiunto valori del benchmark SERM ai massimi storici (8,2 \$/barile in media nel semestre 2022 rispetto a -0,5 \$/barile in media nello stesso periodo del 2021) che segnalano un mercato fisico molto corto e una migliore performance dei sottostanti.

In particolare, dopo il rafforzamento registrato nel primo trimestre 2022, le condizioni macroeconomiche e la stabilità dei mercati finanziari sono considerevolmente peggiorate nel secondo trimestre 2022 a seguito delle continue tensioni e incertezze legate agli approvvigionamenti energetici globali e dell'estrema volatilità dei prezzi, implicando il rischio di una recessione globale che guadagna terreno in un contesto di crescenti pressioni inflazionistiche e di rischio sistemico legato all'attuale invasione militare Russa in Ucraina.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** nel primo semestre 2022 è stato di €7.398 milioni rispetto a €1.103 milioni del primo semestre 2021, con un incremento di €6,3 miliardi sostenuto dall'eccellente performance operativa in tutti i segmenti di business (+€7,5 miliardi il risultato operativo). Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato un incremento del 78% a €7.281 milioni, mentre l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 è di €7.872 milioni, in riduzione di €1.115 milioni rispetto al 31 dicembre 2021.

Il risultato netto ottenuto in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati è stato sostenuto dalla performance operativa ed ha beneficiato del significativo contributo dei risultati conseguiti dalle società partecipate (+€1,9 miliardi), nonché del tax rate tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

| | Primo Semestre | | |
|---|----------------|-------|-------|
| | 2022 | 2021 | Var % |
| Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a) | 107,59 | 64,86 | 65,9 |
| Cambio medio EUR/USD ^(b) | 1,093 | 1,205 | (9,3) |
| Prezzo medio in euro del greggio Brent dated | 98,44 | 53,83 | 82,9 |
| Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c) | 8,2 | (0,5) | .. |
| PSV ^(d) | 1.037 | 231 | 348,9 |
| TTF ^(d) | 1.014 | 229 | 342,2 |

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

| | (€ milioni) | Primo Semestre | | | |
|---|-------------|----------------|--------------|--------------|-----------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Utile (perdita) operativo | | 11.322 | 3.857 | 7.465 | .. |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | | (1.351) | (815) | | |
| Esclusione special item | | 1.061 | 324 | | |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 11.032 | 3.366 | 7.666 | .. |
| Dettaglio per settore di attività: | | | | | |
| <i>Exploration & Production</i> | | 9.248 | 3.219 | 6.029 | 187,3 |
| <i>Global Gas & LNG Portfolio</i> | | 917 | (6) | 923 | .. |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | | 1.013 | 70 | 943 | .. |
| <i>Plenitude & Power</i> | | 325 | 310 | 15 | 4,8 |
| <i>Corporate e altre attività</i> | | (294) | (257) | (37) | (14,4) |
| <i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i> | | (177) | 30 | (207) | |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | 7.398 | 1.103 | 6.295 | .. |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | | (962) | (581) | | |
| Esclusione special item | | 642 | 677 | | |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | 7.078 | 1.199 | 5.879 | .. |

Nel primo semestre 2022 l'**utile operativo adjusted** di €11.032 milioni è aumentato di €7,7 miliardi, più che triplicato rispetto al primo semestre 2021, sostenuto dalla robusta performance dell'upstream guidata dalla ripresa dello scenario energetico e dai minori costi, e dal notevole contributo del business Refining & Marketing che ha conseguito un utile operativo di €1 miliardo, facendo leva su un SERM medio del semestre di 8,2 \$/barile. Robusto anche il contributo del settore GGP grazie alla performance positiva, in particolare nel primo trimestre dell'anno, del business GNL e alla flessibilità del portafoglio.

Il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €7.078 milioni, un incremento di €5.879 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto della migliore performance operativa, del significativo incremento (oltre €1 miliardo) del risultato delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, joint ventures e collegate. Il risultato ha inoltre beneficiato dell'andamento del tax rate (38% nel primo semestre 2022 rispetto al 58% nel semestre 2021) che non include l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022. Il trend del tax rate consolidato rispetto allo scorso anno riflette principalmente l'impatto del settore E&P per effetto del miglioramento dello scenario prezzi e di un più favorevole mix geografico dei profitti con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità, nonché il recupero di redditività delle controllate italiane, considerando che nel 2021 la rilevazione delle imposte differite sulle perdite di periodo era limitata dalle minori prospettive di redditività.

| | Primo Semestre | | |
|--|----------------|--------------|-------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | | 1.061 | 324 |
| - oneri ambientali | | 224 | 79 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | | 175 | 602 |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | | | 22 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | | (9) | (88) |
| - accantonamenti a fondo rischi | | 12 | 27 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | | 106 | 56 |
| - derivati su commodity | | 490 | (269) |
| - differenze e derivati su cambi | | 90 | 53 |
| - altro | | (27) | (158) |
| Oneri (proventi) finanziari | | (91) | 2 |
| <i>di cui:</i> | | | |
| - riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo | | (90) | (53) |
| Oneri (proventi) su partecipazioni | | (467) | 402 |
| <i>di cui:</i> | | | |
| - plusvalenza cessione Vår Energi | | (432) | |
| - svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni | | | 402 |
| Imposte sul reddito | | 139 | (51) |
| Totale special item dell'utile (perdita) netto | | 642 | 677 |

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €1.061 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €125 milioni rappresentati principalmente da svalutazioni di asset per adeguare il valore di libro al fair value (€43 milioni), svalutazione di crediti (€27 milioni), oneri per esodi agevolati (€17 milioni) e accantonamenti al fondo rischi (€7 milioni);
- **G&P:** oneri netti di €2.977 milioni rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l' hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (onere di €2.874 milioni) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas, nonché dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €53 milioni). Inoltre, le rettifiche positive comprendono la riclassifica del saldo positivo di €148 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €122 milioni riferiti principalmente ad oneri ambientali (€124 milioni) e al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€103 milioni). Tali oneri sono stati in parte compensati dalla riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €41 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio, un provento assicurativo (€23 milioni), proventi netti da cessione di asset per €7 milioni nonché proventi da derivati su commodity privi dei requisiti per l' hedge accounting (€27 milioni).
- **Plenitude & Power:** proventi netti di €2.288 milioni rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l' hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dalle quotazioni record raggiunte dal gas naturale.

Gli **altri special item** del semestre 2022 comprendono essenzialmente: (i) la plusvalenza derivante dalla quotazione di una quota della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa di Oslo; (ii) l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 prevista dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 (conversione del D.L. 21/2022 c.d. "Decreto Ucraina"); (iii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti della raffineria ADNOC.

► Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi

| | Primo Semestre | | | | |
|---|----------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Exploration & Production | | 16.196 | 8.921 | 7.275 | 81,5 |
| Global Gas & LNG Portfolio | | 22.837 | 5.943 | 16.894 | .. |
| Refining & Marketing e Chimica | | 29.685 | 17.584 | 12.101 | 68,8 |
| - Refining & Marketing | | 27.245 | 15.691 | 11.554 | 73,6 |
| - Chimica | | 3.720 | 2.720 | 1.000 | 36,8 |
| - Elisioni | | (1.280) | (827) | (453) | |
| Plenitude & Power | | 9.967 | 4.742 | 5.225 | .. |
| - Plenitude | | 6.889 | 3.624 | 3.265 | 90,1 |
| - Power | | 3.945 | 1.207 | 2.738 | .. |
| - Elisioni | | (867) | (89) | (778) | |
| Corporate e altre attività | | 860 | 812 | 48 | 5,9 |
| Elisioni di consolidamento | | (15.860) | (7.214) | (8.646) | |
| Ricavi della gestione caratteristica | | 63.685 | 30.788 | 32.897 | 106,9 |
| Altri ricavi e proventi | | 618 | 651 | (33) | (5,1) |
| Totale ricavi | | 64.303 | 31.439 | 32.864 | 104,5 |

I ricavi complessivi ammontano a €64.303 milioni, più del doppio rispetto al semestre 2021. I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2022 (€63.685 milioni) in crescita del 107% rispetto al primo semestre 2021, riflettono gli effetti indotti dal rafforzamento di tutte le commodities (il Brent cresciuto da 65 \$/barile nel primo semestre 2021 a 108 \$/barile nel semestre 2022; i prezzi spot del gas in Italia e in Europa quintuplicati e lo spread polietilene-etilene, indicatore di riferimento per la chimica, al valore record di circa 800 \$/tonnellata) nonché dalla ripresa dei volumi commercializzati favoriti dalla progressiva riapertura dell'economia principalmente in R&M e nella Chimica che ha catturato la ripresa della domanda globale di commodity in settori finali chiave quali l'automotive, il packaging e il settore dei beni di largo consumo, nonché volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti e il minore import da paesi produttori (USA e Medio Oriente). Il retail gas e power ha beneficiato della positiva performance del business extracommodity e delle azioni commerciali Italia.

Costi operativi

| | Primo Semestre | | | |
|---|----------------|---------------|---------------|---------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | | 46.882 | 22.117 | 24.765 |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti | | 165 | 67 | 98 |
| Costo lavoro | | 1.548 | 1.493 | 55 |
| <i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i> | | 106 | 56 | 50 |
| | | 48.595 | 23.677 | 24.918 |

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2022 (€48.595 milioni) sono aumentati di €24.918 milioni rispetto al primo semestre 2021. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€46.882 milioni) sono più che raddoppiati per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€1.548 milioni) è aumentato di €55 milioni (+3,7%) rispetto al periodo di confronto principalmente a seguito del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e di maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

Proventi (oneri) finanziari netti

| | Primo Semestre | | | |
|--|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. |
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | | (549) | (404) | (145) |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | | (241) | (234) | (7) |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | | (91) | 19 | (110) |
| - Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori | | (59) | (44) | (15) |
| - Interessi passivi su passività per beni in leasing | | (171) | (153) | (18) |
| - Interessi attivi verso banche | | 5 | 2 | 3 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | | 8 | 6 | 2 |
| Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati | | (88) | (218) | 130 |
| - Strumenti finanziari derivati su valute | | (139) | (235) | 96 |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | | 49 | 17 | 32 |
| - Opzioni su titoli | | 2 | | 2 |
| Differenze di cambio | | 180 | 246 | (66) |
| Altri proventi (oneri) finanziari | | (84) | (129) | 45 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | | 47 | 27 | 20 |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) | | (70) | (75) | 5 |
| - Altri proventi (oneri) finanziari | | (61) | (81) | 20 |
| | | (541) | (505) | (36) |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | | 13 | 32 | (19) |
| | | (528) | (473) | (55) |

Gli **oneri finanziari netti** di €528 milioni aumentano di €55 milioni rispetto al primo semestre 2021 per effetto principalmente: (i) dell'incremento degli oneri finanziari correlati all'indebitamento (+€145 milioni) parzialmente compensato dall'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€32 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IFRS 9; (ii) della variazione negativa delle differenze cambio per €66 milioni compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€96 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9; (iii) dell'incremento degli interessi su passività per beni in leasing per effetto cambio (+€18 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un miglioramento di €20 milioni principalmente a seguito dell'attualizzazione nel 2021 di un credito nel settore E&P.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

| | Primo Semestre | | Var. ass. | |
|--|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | | 2021 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | | 850 | (477) | 1.327 |
| Dividendi | | 151 | 66 | 85 |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni | | 434 | | 434 |
| Altri proventi (oneri) netti | | 74 | (16) | 90 |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | | 1.509 | (427) | 1.936 |

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €1.509 milioni, in sostanziale incremento rispetto agli oneri contabilizzati nello stesso periodo dell'anno precedente (+€1.936 milioni) e riguardano:

- le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €850 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza della JV Vår Energi, di ADNOC Refinery e di Angola Lng Ltd, nonché la quota Eni della perdita della joint venture Saipem;
- i dividendi di €151 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€113 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€20 milioni);
- plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€434 milioni) riferite quasi esclusivamente al collocamento di una quota del capitale Eni in Vår Energi sulla borsa di Oslo.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

| | (€ milioni) | 30 Giu. 2022 | 31 Dic. 2021 | Var. ass. |
|--|-------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Capitale immobilizzato | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | 54.871 | 56.299 | (1.428) |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | | 4.401 | 4.821 | (420) |
| Attività immateriali | | 4.851 | 4.799 | 52 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | | 1.307 | 1.053 | 254 |
| Partecipazioni | | 7.300 | 7.181 | 119 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | | 2.087 | 1.902 | 185 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento | | (2.040) | (1.804) | (236) |
| | | 72.777 | 74.251 | (1.474) |
| Capitale di esercizio netto | | | | |
| Rimanenze | | 8.820 | 6.072 | 2.748 |
| Crediti commerciali | | 15.853 | 15.524 | 329 |
| Debiti commerciali | | (16.202) | (16.795) | 593 |
| Attività (passività) tributarie nette | | (4.835) | (3.678) | (1.157) |
| Fondi per rischi e oneri | | (11.959) | (13.593) | 1.634 |
| Altre attività (passività) d'esercizio | | (4.300) | (2.258) | (2.042) |
| | | (12.623) | (14.728) | 2.105 |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | (803) | (819) | 16 |
| Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili | | 5.438 | 139 | 5.299 |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | | 64.789 | 58.843 | 5.946 |
| Patrimonio netto degli azionisti Eni | | 51.917 | 44.437 | 7.480 |
| Interessenze di terzi | | 95 | 82 | 13 |
| Patrimonio netto | | 52.012 | 44.519 | 7.493 |
| Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16 | | 7.872 | 8.987 | (1.115) |
| Passività in leasing | | 4.905 | 5.337 | (432) |
| - di cui <i>working interest Eni</i> | | 4.417 | 3.653 | 764 |
| - di cui <i>working interest follower</i> | | 488 | 1.684 | (1.196) |
| Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 | | 12.777 | 14.324 | (1.547) |
| COPERTURE | | 64.789 | 58.843 | 5.946 |
| Leverage | | 0,25 | 0,32 | (0,08) |
| Gearing | | 0,20 | 0,24 | (0,05) |

Al 30 giugno 2022, il **capitale immobilizzato** di €72.777 milioni è in riduzione di €1.474 milioni rispetto al 31 dicembre 2021, per effetto della riclassifica degli asset petroliferi in Angola come disponibili per la vendita, a seguito dell'accordo di business combination firmato con bp nel marzo 2022. Gli altri movimenti includono gli investimenti/acquisizioni del periodo e l'effetto positivo delle differenze cambio (al 30 giugno 2022, il tasso di cambio puntuale euro/dollaro è stato pari a 1,039, rispetto a 1,133 al 31 dicembre 2021, -8,3%) che sono stati in parte compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni del periodo (€3.612 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€12.623 milioni) aumenta di €2.105 milioni per effetto dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity (+€2,7 miliardi), in parte compensato dalle maggiori passività per imposte al netto dei pagamenti effettuati (-€1,2 miliardi) nonché dalla riduzione delle altre passività d'esercizio (-€2,04 miliardi) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati.

Il **patrimonio netto** (€52.012 milioni) è aumentato di €7.493 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile di periodo (€7.408 milioni), delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA vs. euro rispetto al 31 dicembre 2021 (+€3.522 milioni), in parte

¹ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

compensate dalla variazione negativa di €2.735 milioni della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas e dal pagamento dividendi.

L'**indebitamento finanziario netto**² ante lease liability al 30 giugno 2022 è pari a €7.872 milioni, in riduzione di €1.115 milioni rispetto al 2021. Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,15 al 30 giugno 2022, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2021 (0,20).

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 39.

³ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁴

| | Primo Semestre | | | |
|--|----------------|---------------|--------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. |
| Utile (perdita) netto | | 7.408 | 1.112 | 6.296 |
| <i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i> | | | | |
| - ammortamenti e altre componenti non monetarie | | 2.765 | 4.273 | (1.508) |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività | | (444) | (88) | (356) |
| - dividendi, interessi e imposte | | 5.185 | 2.135 | 3.050 |
| Variazione del capitale di esercizio | | (3.840) | (1.797) | (2.043) |
| Dividendi incassati da partecipate | | 305 | 354 | (49) |
| Imposte pagate | | (3.664) | (1.502) | (2.162) |
| Interessi (pagati) incassati | | (434) | (394) | (40) |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 7.281 | 4.093 | 3.188 |
| Investimenti tecnici | | (3.193) | (2.387) | (806) |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | | (1.267) | (871) | (396) |
| Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni | | 904 | 237 | 667 |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento | | 256 | 73 | 183 |
| Free cash flow | | 3.981 | 1.145 | 2.836 |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | | 1.670 | (1.185) | 2.855 |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | | (706) | (361) | (345) |
| Rimborso di passività per beni in leasing | | (556) | (445) | (111) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (1.713) | (844) | (869) |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | | (87) | 1.975 | (2.062) |
| Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità | | 79 | 22 | 57 |
| VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI | | 2.668 | 307 | 2.361 |
| Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted | | 10.797 | 4.757 | 6.040 |

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

| | Primo Semestre | | | |
|---|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. |
| Free cash flow | | 3.981 | 1.145 | 2.836 |
| Rimborso di passività per beni in leasing | | (556) | (445) | (111) |
| Debiti e crediti finanziari società acquisite | | (88) | (241) | 153 |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | | (422) | (62) | (360) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (1.713) | (844) | (869) |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | | (87) | 1.975 | (2.062) |
| VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING | | 1.115 | 1.528 | (413) |
| Rimborsi lease liability | | 556 | 445 | 111 |
| Accensioni del periodo e altre variazioni | | (124) | (710) | 586 |
| Variazione passività per beni in leasing | | 432 | (265) | 697 |
| VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING | | 1.547 | 1.263 | 284 |

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €7.281 milioni con un incremento di €3,2 miliardi, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal rilevante contributo del business R&M. La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2,7 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,6 miliardi rispetto all'ammontare ceduto a fine 2021, in leggero miglioramento rispetto a quanto fatto nel primo semestre 2021.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3,8 miliardi è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccaggi gas e al pagamento delle forniture di gas. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Vår Energi e Nigeria LNG.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €10.797 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas

⁴ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, il pagamento della prima tranche dell'imposta italiana straordinaria delle imprese energetiche per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa operativo.

La riconduzione del **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito:

| | Primo Semestre | | |
|--|----------------|---------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 7.281 | 4.093 |
| Variazione del capitale di esercizio | | 3.840 | 1.797 |
| Esclusione derivati su commodity | | 490 | (269) |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (1.351) | (815) |
| Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo | | 10.260 | 4.806 |
| Accantonamenti straordinari su crediti, per oneri e altro | | 537 | (49) |
| Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted | | 10.797 | 4.757 |

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1,1 miliardi è principalmente dovuta al free cash flow organico di circa €5 miliardi, parzialmente compensato dal pagamento del saldo dividendo 2021 agli azionisti Eni (€1,5 miliardi), dall'acquisto di azioni proprie (€0,2 miliardi), dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €0,9 miliardi), dal pagamento delle rate di leasing di €0,6 miliardi e delle cedole relative ai bond ibridi, nonché dalle differenze cambio e altre variazioni minori dell'indebitamento finanziario netto (€0,6 miliardi).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

| | Primo Semestre | | | | |
|---|----------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Exploration & Production ^(a) | | 2.569 | 1.806 | 763 | 42,2 |
| di cui: - acquisto di riserve proved e unproved | | 153 | 13 | 140 | .. |
| - ricerca esplorativa | | 285 | 160 | 125 | 78,1 |
| - sviluppo di idrocarburi | | 2.062 | 1.594 | 468 | 29,4 |
| - progetti CCUS e agro-biofeedstock | | 53 | 20 | 33 | .. |
| - altro | | 16 | 19 | (3) | (15,8) |
| Global Gas & LNG Portfolio | | 9 | 15 | (6) | (40,0) |
| Refining & Marketing e Chimica | | 231 | 333 | (102) | (30,6) |
| - Refining & Marketing | | 171 | 232 | (61) | (26,3) |
| - Chimica | | 60 | 101 | (41) | (40,6) |
| Plenitude & Power | | 322 | 160 | 162 | 101,3 |
| - Plenitude | | 258 | 135 | 123 | 91,1 |
| - Power | | 64 | 25 | 39 | .. |
| Corporate e altre attività | | 81 | 94 | (13) | (13,8) |
| Effetto eliminazione utili interni | | (1) | (3) | 2 | |
| Investimenti tecnici ^(a) | | 3.211 | 2.405 | 806 | 33,5 |
| Investimenti in partecipazioni/business combination | | 1.267 | 871 | 396 | 45,5 |
| Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination | | 4.478 | 3.276 | 1.202 | 36,7 |

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel primo semestre 2022.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €4.478 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank C nel Mare del Nord, del 100% della società SKGR proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia, un portafoglio di capacità da fonti rinnovabili addizionale negli Stati Uniti e la sottoscrizione dell'aumento di capitale della JV Saipem al fine di supportare un nuovo piano industriale e la ristrutturazione finanziaria della società. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dal collocamento di una quota del capitale di Vår Energi con un incasso in quota Eni di circa €0,5 miliardi.

Gli **investimenti tecnici** di €3.211 milioni (€2.405 milioni nel primo semestre 2021; +34%) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.062 milioni) in particolare in Egitto, Stati Uniti, Angola, Messico, Emirati Arabi Uniti, Kazakhstan, Congo, Costa d'Avorio, Iraq, Italia e Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€139 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€32 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€258 milioni) principalmente per iniziative di marketing, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo nel business delle rinnovabili.

► Risultati per settore di attività⁵

Exploration & Production

| | Primo Semestre | | | | |
|---|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Utile (perdita) operativo | | 9.123 | 3.665 | 5.458 | .. |
| Esclusione special items | | 125 | (446) | | |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 9.248 | 3.219 | 6.029 | 187,3 |
| Proventi (oneri) finanziari netti | | (115) | (193) | 78 | |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | | 884 | 219 | 665 | |
| <i>di cui: Vår Energi</i> | | 455 | 143 | 312 | |
| Imposte sul reddito | | (3.869) | (1.473) | (2.396) | |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 6.148 | 1.772 | 4.376 | .. |
| I risultati includono: | | | | | |
| Costi di ricerca esplorativa: | | 160 | 132 | 28 | 21,2 |
| - costi di prospezioni, studi geologici e geofisici | | 105 | 102 | 3 | |
| - radiazione di pozzi di insuccesso | | 55 | 30 | 25 | |

Nel primo semestre 2022 il settore Exploration & Production ha continuato il trend di forte crescita con un incremento di €6 miliardi dell'**utile operativo adjusted** rispetto al primo semestre 2021, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto, i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 64% per i liquidi, mentre i prezzi del gas sono aumentati del 109% rispetto allo stesso periodo del 2021.

L'**utile netto adjusted** di €6.148 milioni, con un incremento di €4.376 milioni rispetto al 2021, beneficiando dei maggiori risultati delle partecipate Vår Energi (+€312 milioni) e Angola LNG, nonché della riduzione del tax rate (circa 7 punti percentuali) dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità.

Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è aumentato in media del 109% nel semestre per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è stato ridotto in media di 23,03 \$/migliaia di metri cubi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 1.242 milioni di metri cubi. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo dicembre 2021- dicembre 2022. Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza:

| | | Primo Semestre 2022 |
|--|-----------------------------|---------------------|
| Gas naturale | (milioni di metri cubi) | |
| Volumi venduti | | 19.818 |
| Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge" | | 1.242 |
| Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati | (\$/migliaia di metri cubi) | 373,62 |
| Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati | | (23,03) |
| Prezzo medio di realizzo | | 350,59 |

⁵ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)" alle pagine seguenti della presente relazione.

Global Gas & LNG Portfolio

| | (€ milioni) | Primo Semestre | | | |
|---|-------------|----------------|--------------|----------------|-------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Utile (perdita) operativo | | (2.060) | (240) | (1.820) | .. |
| Esclusione special item | | 2.977 | 234 | | |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 917 | (6) | 923 | .. |
| Proventi (oneri) finanziari netti | | (20) | (4) | (16) | |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | | 2 | (2) | 4 | |
| Imposte sul reddito | | (301) | (11) | (290) | |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 598 | (23) | 621 | .. |

Nel primo semestre 2022 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un incremento dell'**utile operativo adjusted** di €923 milioni rispetto alla perdita operativa del corrispondente periodo del 2021, per effetto del forte scenario prezzi e delle ottimizzazioni dei margini, che hanno beneficiato della flessibilità del portafoglio di approvvigionamento gas nella gestione del magazzino e sulle diversificate indicizzazioni di prezzo di acquisto/vendita.

Il settore ha chiuso il semestre con un **utile netto adjusted** di €598 milioni rispetto alla perdita netta adjusted di €23 milioni del semestre 2021.

Refining & Marketing e Chimica

| | (€ milioni) | Primo Semestre | | | |
|---|-------------|----------------|--------------|--------------|--------|
| | | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Utile (perdita) operativo | | 2.279 | (115) | 2.394 | .. |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (1.388) | (832) | | |
| Esclusione special item | | 122 | 1.017 | | |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 1.013 | 70 | 943 | .. |
| - Refining & Marketing | | 1.003 | (171) | 1.174 | .. |
| - Chimica | | 10 | 241 | (231) | (95,9) |
| Proventi (oneri) finanziari netti | | (29) | (10) | (19) | |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | | 218 | (33) | 251 | |
| di cui: ADNOC R> | | 196 | (49) | 245 | |
| Imposte sul reddito | | (324) | (3) | (321) | |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 878 | 24 | 854 | .. |

Nel primo semestre 2022 il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €1.013 milioni, in sostanziale incremento rispetto all'utile operativo adjusted di €70 milioni dello stesso periodo del 2021.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.003 milioni, in significativo miglioramento rispetto alla perdita operativa adjusted dello stesso periodo dell'anno precedente (-€171 milioni nel semestre 2021). La performance è stata sostenuta da margini di raffinazione molto favorevoli, pienamente sfruttati dal business tramite una maggiore disponibilità degli impianti, nonché dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche. La positiva performance del marketing ha beneficiato di maggiori volumi commercializzati, favoriti dalla riapertura dell'economia e dall'aumento della mobilità.

Il risultato del business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito un utile operativo adjusted di €10 milioni nel primo semestre 2022, in riduzione di €231 milioni rispetto al semestre 2021 che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nella prima parte del 2021. La performance è stata negativamente impattata dal forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e dei maggiori costi per utilities industriali indicizzati al prezzo del gas naturale in parte compensato dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici nonché dai margini sostanzialmente stabili dei polimeri.

Il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'**utile netto adjusted** pari a €878 milioni (utile netto di €24 milioni nel periodo di confronto) dovuto al sostanziale miglioramento di R&M.

Plenitude & Power

| | Primo Semestre | | | | |
|---|----------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| | (€ milioni) | 2022 | 2021 | Var. ass. | Var % |
| Utile (perdita) operativo | | 2.613 | 828 | 1.785 | .. |
| Esclusione special item | | (2.288) | (518) | | |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 325 | 310 | 15 | 4,8 |
| - <i>Plenitude</i> | | 251 | 247 | 4 | 1,6 |
| - <i>Power</i> | | 74 | 63 | 11 | 17,5 |
| Proventi (oneri) finanziari netti | | (7) | (1) | (6) | |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | | (2) | 3 | (5) | |
| Imposte sul reddito | | (102) | (89) | (13) | |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 214 | 223 | (9) | (4,0) |

Nel primo semestre 2022 il business **Plenitude** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €251 milioni, sostanzialmente in linea al semestre di confronto, grazie al ramp-up dei volumi prodotti di energia elettrica rinnovabile e ai maggiori prezzi all'ingrosso, nonché alla gestione attiva della base clienti. Tali effetti sono stati in parte compensati dagli effetti negativi del contesto di mercato e regolatorio.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €74 milioni nel primo semestre 2022 con un incremento del 17,5% rispetto al periodo di confronto 2021, beneficiando principalmente dei maggiori proventi da servizi (capacità e dispacciamento).

L'**utile netto adjusted** di settore è pari a €214 milioni, in peggioramento del 4% a seguito principalmente dell'incremento delle imposte sul reddito.

▶ Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measure.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più ammortamenti e svalutazioni. Indica la redditività dell'azienda sulla base delle decisioni operative.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli 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.

| | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plenitude & Power | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------|------------------------------------|---------------|
| I semestre 2022 | (€ milioni) | | | | | | |
| Utile (perdita) operativo | 9.123 | (2.060) | 2.279 | 2.613 | (419) | (214) | 11.322 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | (1.388) | | | 37 | (1.351) |
| Esclusione special item: | | | | | | | |
| - oneri ambientali | 2 | | 124 | | 98 | | 224 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | 43 | 3 | 103 | 3 | 23 | | 175 |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | | | | | | | |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (2) | | (7) | | | | (9) |
| - accantonamenti a fondo rischi | 7 | | | | 5 | | 12 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 17 | 3 | 10 | 69 | 7 | | 106 |
| - derivati su commodity | | 2.874 | (27) | (2.357) | | | 490 |
| - differenze e derivati su cambi | (14) | 148 | (41) | (3) | | | 90 |
| - altro | 72 | (51) | (40) | | (8) | | (27) |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | 125 | 2.977 | 122 | (2.288) | 125 | | 1.061 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | 9.248 | 917 | 1.013 | 325 | (294) | (177) | 11.032 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (115) | (20) | (29) | (7) | (448) | | (619) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 884 | 2 | 218 | (2) | (60) | | 1.042 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (3.869) | (301) | (324) | (102) | 178 | 51 | (4.367) |
| Tax rate (%) | | | | | | | 38,1 |
| Utile (perdita) netto adjusted | 6.148 | 598 | 878 | 214 | (624) | (126) | 7.088 |
| di competenza: | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | 10 |
| - azionisti Eni | | | | | | | 7.078 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | 7.398 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | (962) |
| Esclusione special item | | | | | | | 642 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | 7.078 |

(a) Escludono gli special item.

| | (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plenitude & Power | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|-------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------|------------------------------------|--------------|
| I semestre 2021 | | | | | | | | |
| Utile (perdita) operativo | | 3.665 | (240) | (115) | 828 | (294) | 13 | 3.857 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | (832) | | | 17 | (815) |
| Esclusione special item: | | | | | | | | |
| - oneri ambientali | | 9 | | 65 | | 5 | | 79 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | | (376) | | 970 | | 8 | | 602 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | | (75) | | (13) | (1) | 1 | | (88) |
| - accantonamenti a fondo rischi | | 32 | | (4) | | (1) | | 27 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | | 15 | | 18 | 1 | 22 | | 56 |
| - derivati su commodity | | | 215 | 32 | (516) | | | (269) |
| - differenze e derivati su cambi | | 1 | 56 | (2) | (2) | | | 53 |
| - altro | | (74) | (37) | (49) | | 2 | | (158) |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | | (446) | 234 | 1.017 | (518) | 37 | | 324 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 3.219 | (6) | 70 | 310 | (257) | 30 | 3.366 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | | (193) | (4) | (10) | (1) | (263) | | (471) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 219 | (2) | (33) | 3 | (212) | | (25) |
| Imposte sul reddito ^(a) | | (1.473) | (11) | (3) | (89) | (77) | (9) | (1.662) |
| Tax rate (%) | | | | | | | | 57,9 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 1.772 | (23) | 24 | 223 | (809) | 21 | 1.208 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | 9 |
| - azionisti Eni | | | | | | | | 1.199 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | 1.103 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | | (581) |
| Esclusione special item | | | | | | | | 677 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | 1.199 |

(a) Escludono gli special item.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

| | (€ milioni) | 30 giugno 2022 | 31 dicembre 2021 | Var. ass. |
|--|-------------|----------------|------------------|----------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari | | 27.717 | 27.794 | (77) |
| - Debiti finanziari a breve termine | | 5.701 | 4.080 | 1.621 |
| - Debiti finanziari a lungo termine | | 22.016 | 23.714 | (1.698) |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | (10.900) | (8.254) | (2.646) |
| Titoli held for trading | | (6.304) | (6.301) | (3) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | | (2.641) | (4.252) | 1.611 |
| Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16 | | 7.872 | 8.987 | (1.115) |
| Passività per beni in leasing | | 4.905 | 5.337 | (432) |
| - di cui working interest Eni | | 4.417 | 3.653 | 764 |
| - di cui working interest follower | | 488 | 1.684 | (1.196) |
| Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 | | 12.777 | 14.324 | (1.547) |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | | 52.012 | 44.519 | 7.493 |
| Leverage ante lease liability ex IFRS 16 | | 0,15 | 0,20 | (0,05) |
| Leverage post lease liability ex IFRS 16 | | 0,25 | 0,32 | (0,07) |

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

| | Primo Semestre | |
|---|----------------|--------------|
| | 2022 | 2021 |
| | (€ milioni) | |
| Utile (perdita) netto del periodo | 7.408 | 1.112 |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | 98 | 18 |
| <i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i> | 71 | |
| <i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i> | 41 | 16 |
| <i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i> | 1 | 2 |
| <i>Effetto fiscale</i> | (15) | |
| Componenti riclassificabili a conto economico | 1.611 | 850 |
| <i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i> | 3.522 | 1.037 |
| <i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i> | (2.735) | (221) |
| <i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i> | 36 | (30) |
| <i>Effetto fiscale</i> | 788 | 64 |
| Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo | 1.709 | 868 |
| Totale utile (perdita) complessivo del periodo | 9.117 | 1.980 |
| di competenza: | | |
| - azionisti Eni | 9.106 | 1.971 |
| - interessenze di terzi | 11 | 9 |

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

| | (€ milioni) | |
|--|-------------|---------------|
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021 | | 37.493 |
| Totale utile (perdita) complessivo | 1.980 | |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni | (857) | |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate | (5) | |
| Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue | 2.000 | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (10) | |
| Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue | (15) | |
| Altre variazioni | (6) | |
| Totale variazioni | | 3.087 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2021 | | 40.580 |
| di competenza: | | |
| - azionisti Eni | | 40.496 |
| - interessenze di terzi | | 84 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022 | | 44.519 |
| Totale utile (perdita) complessivo | 9.117 | |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni | (1.522) | |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate | (13) | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (87) | |
| Acquisto azioni proprie | (212) | |
| Altre variazioni | 210 | |
| Totale variazioni | | 7.493 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2022 | | 52.012 |
| di competenza: | | |
| - azionisti Eni | | 51.917 |
| - interessenze di terzi | | 95 |

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

| | Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato | 30 giugno 2022 | | 31 dicembre 2021 | |
|---|--|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| | | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato |
| (€ milioni) | | | | | |
| Capitale immobilizzato | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | | 54.871 | | 56.299 |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | | | 4.401 | | 4.821 |
| Attività immateriali | | | 4.851 | | 4.799 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | | | 1.307 | | 1.053 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni | | | 7.300 | | 7.181 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | (vedi nota 14) | | 2.087 | | 1.902 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da: | | | (2.040) | | (1.804) |
| - passività per attività di investimento correnti | (vedi nota 8) | (2) | | (16) | |
| - passività per attività di investimento non correnti | (vedi nota 8) | (103) | | (87) | |
| - crediti per attività di disinvestimento | (vedi nota 6) | 9 | | 8 | |
| - crediti per attività di disinvestimento non correnti | (vedi nota 8) | 23 | | 23 | |
| - debiti verso fornitori per attività di investimento | (vedi nota 15) | (1.967) | | (1.732) | |
| Totale Capitale immobilizzato | | | 72.777 | | 74.251 |
| Capitale di esercizio netto | | | | | |
| Rimanenze | | | 8.820 | | 6.072 |
| Crediti commerciali | (vedi nota 6) | | 15.853 | | 15.524 |
| Debiti commerciali | (vedi nota 15) | | (16.202) | | (16.795) |
| Attività (passività) tributarie nette, composti da: | | | (4.835) | | (3.678) |
| - passività per imposte sul reddito correnti | | (1.179) | | (648) | |
| - passività per imposte sul reddito non correnti | | (372) | | (374) | |
| - passività per altre imposte correnti | (vedi nota 8) | (2.166) | | (1.435) | |
| - passività per imposte differite | | (5.651) | | (4.835) | |
| - passività per altre imposte non correnti | (vedi nota 8) | (70) | | (27) | |
| - attività per imposte sul reddito correnti | | 193 | | 195 | |
| - attività per imposte sul reddito non correnti | | 112 | | 108 | |
| - attività per altre imposte correnti | (vedi nota 8) | 592 | | 442 | |
| - attività per imposte anticipate | | 3.545 | | 2.713 | |
| - attività per altre imposte non correnti | (vedi nota 8) | 160 | | 182 | |
| - crediti per consolidato fiscale | (vedi nota 6) | 3 | | 3 | |
| - debiti per consolidato fiscale | (vedi nota 15) | (2) | | (2) | |
| Fondi per rischi e oneri | | | (11.959) | | (13.593) |
| Altre attività (passività), composti da: | | | (4.300) | | (2.258) |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine | (vedi nota 14) | 42 | | 39 | |
| - crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri | (vedi nota 6) | 3.239 | | 3.315 | |
| - altre attività correnti | (vedi nota 8) | 25.035 | | 13.192 | |
| - altri crediti e altre attività non correnti | (vedi nota 8) | 1.266 | | 824 | |
| - acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri | (vedi nota 15) | (3.022) | | (3.191) | |
| - altre passività correnti | (vedi nota 8) | (28.481) | | (14.305) | |
| - altri debiti e altre passività non correnti | (vedi nota 8) | (2.379) | | (2.132) | |
| Totale Capitale di esercizio netto | | | (12.623) | | (14.728) |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | | (803) | | (819) |
| Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili | | | 5.438 | | 139 |
| composte da: | | | | | |
| - attività destinate alla vendita | | 9.823 | | 263 | |
| - passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | | (4.385) | | (124) | |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | | | 64.789 | | 58.843 |
| Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi | | | 52.012 | | 44.519 |
| Indebitamento finanziario netto | | | | | |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da: | | | 27.717 | | 27.794 |
| - passività finanziarie a lungo termine | | 22.016 | | 23.714 | |
| - quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | | 451 | | 1.781 | |
| - passività finanziarie a breve termine | | 5.250 | | 2.299 | |
| a dedurre: | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | | (10.900) | | (8.254) |
| Titoli held-for-trading | | | (6.304) | | (6.301) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (vedi nota 14) | | (2.641) | | (4.252) |
| Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16 | | | 7.872 | | 8.987 |
| Passività per beni in leasing, composti da: | | | 4.905 | | 5.337 |
| - passività per beni in leasing a lungo termine | | 4.070 | | 4.389 | |
| - quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | | 835 | | 948 | |
| Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16^(a) | | | 12.777 | | 14.324 |
| COPERTURE | | | 64.789 | | 58.843 |

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 17 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

| | Primo Semestre 2022 | | Primo Semestre 2021 | |
|---|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato |
| (€ milioni) | | | | |
| Utile (perdita) netto | | 7.408 | | 1.112 |
| Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa: | | | | |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari | | 2.765 | | 4.273 |
| - ammortamenti | 3.390 | | 3.322 | |
| - valutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing | 175 | | 602 | |
| - radiazioni | 47 | | 29 | |
| - effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (850) | | 477 | |
| - altre variazioni | (52) | | (176) | |
| - variazione fondo per benefici ai dipendenti | 55 | | 19 | |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (444) | | (88) |
| Dividendi, interessi e imposte | | 5.185 | | 2.135 |
| - dividendi | (151) | | (66) | |
| - interessi attivi | (49) | | (38) | |
| - interessi passivi | 490 | | 394 | |
| - imposte sul reddito | 4.895 | | 1.845 | |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | | (3.840) | | (1.797) |
| - rimanenze | (3.073) | | (890) | |
| - crediti commerciali | (147) | | (1.916) | |
| - debiti commerciali | (645) | | 1.016 | |
| - fondi per rischi e oneri | 108 | | (242) | |
| - altre attività e passività | (83) | | 235 | |
| Dividendi incassati | | 305 | | 354 |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | | (3.664) | | (1.502) |
| Interessi (pagati) incassati | | (434) | | (394) |
| - Interessi incassati | 13 | | 15 | |
| - Interessi pagati | (447) | | (409) | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 7.281 | | 4.093 |
| Investimenti | | (3.193) | | (2.387) |
| - attività materiali | (3.072) | | (2.276) | |
| - attività immateriali | (121) | | (111) | |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | | (1.267) | | (871) |
| - partecipazioni | (1.097) | | (540) | |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite | (170) | | (331) | |
| Disinvestimenti | | 904 | | 237 |
| - attività materiali | 7 | | 176 | |
| - attività immateriali | 12 | | 1 | |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute | 4 | | 76 | |
| - imposte pagate sulle dismissioni | | | (35) | |
| - partecipazioni | 881 | | 19 | |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento | | 256 | | 73 |
| - titoli e crediti strumentali all'attività operativa | (146) | | (69) | |
| - diritto di utilizzo prepagato beni in leasing | | | (2) | |
| - variazione debiti relativi all'attività di investimento | 297 | | 75 | |
| - titoli e crediti strumentali all'attività operativa | 80 | | 79 | |
| - variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento | 25 | | (10) | |
| Free cash flow | | 3.981 | | 1.145 |

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

| | Primo Semestre 2022 | | Primo Semestre 2021 | |
|---|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato |
| (€ milioni) | | | | |
| Free cash flow | | 3.981 | | 1.145 |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | | 1.670 | | (1.185) |
| - variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 1.670 | | (1.185) | |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | | (706) | | (361) |
| - assunzione di debiti finanziari non correnti | 129 | | 1.333 | |
| - rimborsi di debiti finanziari non correnti | (3.694) | | (1.912) | |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari correnti | 2.859 | | 218 | |
| Rimborso di passività per beni in leasing | | (556) | | (445) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (1.713) | | (844) |
| - rimborso di capitale ad azionisti terzi | 20 | | | |
| - acquisto di azioni proprie | (195) | | | |
| - acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate | (5) | | | |
| - dividendi pagati agli azionisti Eni | (1.520) | | (839) | |
| - dividendi pagati ad altri azionisti | (13) | | (5) | |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | | (87) | | 1.975 |
| - emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue | | | 1.985 | |
| - pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue | (87) | | (10) | |
| Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | 79 | | 22 |
| - effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | 79 | | 22 | |
| VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI | | 2.668 | | 307 |

Fattori di rischio e incertezza

Si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2021 per la descrizione esaustiva dei rischi strategici, industriali, legali e di compliance dell'emittente. In questa sede sono illustrati i principali sviluppi intervenuti nel corso del primo semestre 2022 e l'outlook per la seconda metà dell'anno.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITA' DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta e dal livello degli stock globali di petrolio e prodotti, oltre che da fattori di natura finanziaria e geopolitica. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici variabili ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, l'inflazione e le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel medio-lungo termine intervengono anche altre variabili che rendono più complessa la stima della domanda petrolifera globale quali la propensione al consumo, l'espansione demografica, l'aumento del potenziale di crescita dell'economia, il miglioramento degli standard di vita dei Paesi in via di sviluppo, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e. nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO₂ in risposta ai rischi posti all'ecosistema dal cambiamento climatico.

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera sostanziale dalle politiche di produzione dell'OPEC+, l'alleanza che include i membri dell'originario cartello OPEC poi estesa ad altri importanti Paesi produttori come Russia e Kazakhstan, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. La posizione dell'OPEC era stata indebolita dalla rivoluzione dello shale oil USA, portando l'Arabia Saudita ad allearsi con la Russia per rafforzare il ruolo del cartello. Il ruolo strategico dell'Arabia Saudita è dovuto alla disponibilità della maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, hanno un forte impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni economiche e finanziarie adottate, in particolare, dagli USA e dall'UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, come ad esempio l'embargo che impedisce le esportazioni di greggio dall'Iran, crisi geopolitiche regionali con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

Il primo semestre 2022 è stato caratterizzato dall'andamento rialzista dei prezzi del petrolio e in generale delle commodity energetiche in un contesto di estrema volatilità, a causa di un'offerta complessivamente corta e dei rischi associati all'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia (v. paragrafo specifico), che ha alimentato i timori degli operatori di possibili interruzioni dei flussi di export russi di greggio e di gas naturale. Escludendo il rischio "guerra", il quadro fondamentale del mercato petrolifero si è progressivamente rafforzato grazie alla costante crescita della domanda per effetto della tenuta del ciclo macroeconomico e, in particolare dal secondo trimestre, dalla ripresa unisona dei consumi di prodotti raffinati in tutti i segmenti: mobilità delle persone, industria/trasporto commerciale, traffico aereo, i cui effetti sono stati solo in minima parte attenuati dalla politica di zero tolleranza contro il COVID-19 delle autorità cinesi che hanno imposto lockdown molto severi in alcuni grandi distretti (Shanghai). Si stima che la domanda abbia quasi recuperato i livelli pre-COVID di circa 100 milioni di barili/giorno nel corso del secondo trimestre 2022. L'offerta di petrolio è rimasta sotto controllo per due ordini di motivi. Innanzitutto,

le compagnie petrolifere quotate, in particolare gli shale producers USA, hanno confermato la nuova politica di disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi del COVID-19, limitando il commitment per gli investimenti a quelli necessari al mantenimento delle produzioni e a selezionate nuove iniziative, privilegiando l'allocazione del free cash flow prodotto dalla gestione alla ristrutturazione/riduzione dell'indebitamento e alla remunerazione degli azionisti. La disciplina finanziaria è la risposta del management delle compagnie petrolifere alla volatilità dei mercati, alle spinte degli investitori ad ottenere ritorni più attrattivi e ai vincoli ESG delle banche che limitano l'accesso a nuovi finanziamenti. Per effetto di tale policy, la produzione USA è rimasta stabile a un livello di circa 12 milioni di barili/giorno (contro i 13 milioni del livello pre-COVID). L'altro driver è stato l'underperformance dei paesi del cartello OPEC+, che hanno prodotto a un livello significativamente inferiore rispetto ai tetti oggetto di progressivo innalzamento in occasione delle riunioni ministeriali a inizio di ciascun mese per rientrare del taglio storico di 10 milioni di barili adottato nel maggio 2020 in risposta alla crisi del COVID-19. Secondo stime di mercato, negli ultimi diciotto mesi il cartello ha prodotto in media oltre un milione di barili/giorno meno della quota di riferimento. Da ultimo, tra maggio e giugno, l'escalation nella contrapposizione tra le due fazioni politiche della Libia e la ripresa delle proteste sociali hanno comportato il blocco quasi totale della produzione petrolifera del paese, pari a circa 1,2 milioni di barili/giorno ante forza maggiore.

In tale contesto, le scorte globali di olio e prodotti hanno continuato a flettere al ritmo di oltre 1 milione di barili/giorno; in particolare nel mercato USA i dati di maggio evidenziano stock complessivi di olio e prodotti sui valori minimi dal 2015 a 1,7 miliardi di barili vs 2,1 miliardi durante il picco del COVID-19. In tale contesto il prezzo spot del petrolio per il riferimento Brent si è riportato sui valori massimi dal 2014, sfiorando a inizio giugno i 130 \$/barile, per una media del primo semestre di circa 108 \$/barile con un incremento di circa 43 \$/barile rispetto al primo semestre 2021. Nello stesso mese i mercati finanziari globali hanno registrato una significativa correzione dovuta ai timori di una recessione economica e al cambio di politica monetaria della Federal Reserve per contrastare la ripresa dell'inflazione attraverso il rialzo dei tassi d'interesse e la stretta quantitativa. Al pari di tutte le asset class, il prezzo del petrolio ha registrato una flessione rilevante di circa il 15% dovuta alla liquidazione di posizioni lunghe da parte dei trader, nonostante il mercato fisico abbia continuato a segnalare un'offerta corta come evidenziato da una struttura di prezzi a termine in forte backwardation.

Nonostante la ripresa dell'inflazione, il rallentamento dell'economia cinese e i rischi geopolitici connessi all'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina, un "soft landing" dell'economia rimane lo scenario più probabile, sostenendo le prospettive del mercato petrolifero nella seconda metà dell'anno e nel breve termine. Inoltre, le sanzioni economiche dei paesi occidentali nei confronti della Russia e la decisione delle compagnie petrolifere internazionali di uscire dal settore upstream del Paese privandolo del sostegno tecnologico e finanziario potrebbero comportare un impatto significativo sulle capacità russe di mantenere i livelli produttivi correnti. Immediatamente prima dell'aggressione militare dell'Ucraina, la Russia produceva circa 10,6 milioni di barili/giorno pari a circa il 12% dell'offerta globale di petrolio. Sulla base di questi andamenti il management ha rivisto al rialzo la previsione 2022 di prezzo del riferimento Brent a 105 \$/barile (rispetto a 80 \$/barile di assunzione iniziale) e vede un certo rafforzamento nel triennio '23-'25 rispetto alle proiezioni di pianificazione sottostanti le valutazioni di bilancio 2021 per il medesimo periodo (in media circa +20 \$/barile rispetto ai circa 70 \$/barile previsti). È confermata la previsione di declino del petrolio nel lungo termine in relazione ai rischi di progressivo phase-out dal mix energetico dal 2030 in poi in relazione al conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi (assunzione Eni: 46 \$/barile in termini reali nel 2050).

La ripresa della domanda di prodotti petroliferi e la saturazione delle scorte, in particolare di gasolio, hanno innescato dal secondo trimestre 2022 una ripresa senza precedenti dei margini di raffinazione che sono passati da valori negativi mai registrati nella prima parte dell'anno (il SERM, margine indicatore del sistema di raffinazione Eni, ha toccato -8 \$/barile a inizio marzo) a superare 25 \$/barile nel mese di giugno. Tale scenario è dovuto anche alle conseguenze del lungo processo di ristrutturazioni e chiusure di impianti, attuato in USA e in Europa Occidentale a causa della crisi strutturale del settore dal 2014 fino a tutto il 2021. In alcune aree, gli impianti in marcia hanno registrato nei mesi recenti tassi di utilizzo ai massimi da trent'anni. Nonostante l'aumento delle lavorazioni, la mancanza di nuova capacità produttiva e le strozzature nel sistema, hanno alimentato la competizione tra i diversi sottosettori di utilizzo (benzina, gasolio, jet fuel, cariche petrolchimiche) spingendo i crack spread dei prodotti su valori particolarmente elevati. Per effetto di tali andamenti, il SERM

medio del primo semestre è stato positivo di 8 \$/barile, rispetto a un valore prossimo allo zero nel comparative period. La correzione del mese di giugno relativa in particolare alle materie prime, il rallentamento della domanda di benzina negli USA registrato a luglio e la ripresa delle esportazioni di gasolio da Russia e Asia hanno determinato un significativo ridimensionamento dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo che a fine luglio sono tornati a livelli vicini allo zero.

Il mercato europeo del gas ha vissuto a inizio d'anno una nuova fase di estrema volatilità per l'effetto combinato di fondamentali "corti" (dinamica della domanda, attività industriale, offerta limitata) e dell'invasione militare dell'Ucraina da parte della Russia per i possibili rischi di interruzioni dei flussi di import di gas russo, anche in relazione alle ipotizzate sanzioni dell'UE nei confronti del settore energetico russo (v. paragrafo successivo). Nei mesi seguenti il mercato è entrato in una fase di relativa stabilità aiutato dalla stagionalità dei consumi e dal massiccio incremento dei volumi esportati dagli impianti di liquefazione del Golfo del Messico con destinazione Asia ed Europa. Nel primo semestre il prezzo medio dei principali benchmark europei (PSV per l'Italia, TTF per i mercati nordoccidentali) si è attestato a circa 30 \$/mmBtu vs circa 8 \$/mmBtu nel periodo di confronto. Le condizioni di offerta corta a livello globale sono evidenziate dalla tendenza rialzista segnata dal riferimento USA Henry Hub che, dopo aver oscillato nell'intorno dei 4 \$/mmBTU per l'intero 2021, nel corso del primo semestre 2022 ha rotto le resistenze storiche raggiungendo i massimi dal 2008 a circa 10 \$/mmBtu. La fase di stabilità è stata interrotta in maniera repentina nella seconda metà di giugno a causa di un incidente occorso a un terminale di esportazione nel Golfo del Messico che comporterà un fermo di diversi mesi e dei timori di interruzioni delle forniture dalla Russia in relazione alla manutenzione del gasdotto Nord Stream 1. Nell'arco di un paio di settimane il prezzo spot del gas in Europa è praticamente raddoppiato a testimonianza della gravità della crisi energetica del continente.

In considerazione della volatilità dei prezzi delle commodity e dell'incertezza prevalente nel mercato, il management non ha eseguito alcuna ripresa di valore relativamente agli asset oil&gas nonostante l'evidente rafforzamento dei prezzi.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel primo semestre 2022 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) e la generazione di cassa operativa hanno registrato incrementi rispettivamente di circa €8 e €3 miliardi, rispetto al corrispondente periodo 2021 dovuto all'aumento dei prezzi degli idrocarburi.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 40% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato come la fase di eccezionale volatilità del prezzo del gas che si è verificata nel quarto trimestre 2021 in considerazione della quale il management ha valutato di fissare mediante operazioni di copertura i margini di una porzione dei volumi equity prodotti nei dodici mesi successivi, a partire da dicembre 2021 (v. infra). La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo ha una limitata prevedibilità poiché è soggetto alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi, considerate le politiche di risk management che non prevedono la copertura del rischio prezzo attraverso strumenti finanziari derivati (posizioni "unhedged"), salvo particolari situazioni di mercato (v. infra). Le altre variabili che influenzano il cash flow sono: (i) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (ii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iii) i rischi geopolitici; (iv) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli

investimenti tecnici “committed”, la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nonostante Eni non abbia al momento sperimentato alcuna difficoltà di accesso al credito, l’ottenimento di nuovi finanziamenti è esposto al rischio del crescente disimpegno da parte di banche e altre istituzioni finanziarie dalla concessione di prestiti a sostegno di nuovi progetti Oil & Gas in relazione alla transizione energetica e al rispetto del mandato ESG. Questo potrebbe comportare un aumento del costo delle nuove emissioni o la necessità di rivedere i programmi di sviluppo.

L’esperienza dei cicli passati e della crisi del COVID-19 nel 2020 dimostrano come correzioni di proporzioni rilevanti del prezzo del petrolio possono accadere in lassi temporali molto ristretti e in maniera repentina. Gli impatti sui risultati finanziari e sulle prospettive del Gruppo dipendono dall’entità e durata dei cicli ribassisti. Uno scenario di prolungata contrazione dovuta a cause esterne (recessione, crisi finanziarie, etc..) o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity in relazione, ad esempio, all’afferinarsi di vettori energetici alternativi al petrolio potrebbero avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Compagnia di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell’impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull’autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l’azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

A seguito della crisi del COVID-19 che potrebbe aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera e in risposta alla variabilità del prezzo e ai rischi della transizione energetica, il management ha adottato una politica di disciplina finanziaria che prevede l’applicazione di rigorosi criteri di selezione dei progetti d’investimento oil&gas sulla base dei rendimenti attesi e della coerenza con i profili emissivi target, la copertura esclusiva mediante autofinanziamento e un tetto massimo di spesa predefinito. Nel quadriennio corrente il management ha pianificato un programma di capex per lo sviluppo delle riserve oil&gas di circa €4,5 miliardi/anno (prima del COVID-19 erano nell’intorno dei €6 miliardi). Per il 2022 è atteso un livello di investimenti organici pari a €8,3 miliardi, in linea con la guidance originaria di €7,7 miliardi a cambi costanti.

La disciplina finanziaria e la selettività degli investimenti sono le variabili cruciali per il conseguimento di un’adeguata redditività e dell’equilibrio patrimoniale considerata l’incertezza dei flussi di cassa. Con tali leve il management punta a incrementare la resilienza del portafoglio di asset Oil & Gas alla volatilità del prezzo, riducendo il livello del Brent in corrispondenza del quale il cash flow operativo di Eni è in grado di coprire gli investimenti pianificati e il pagamento del dividendo base. Nel 2022 tale prezzo di cash neutrality è previsto a circa 40 \$/barile. In considerazione dell’andamento favorevole dello scenario, il management prevede per il 2022 un dividendo annuale di €0,88 per azione, di cui €0,36 costituisce la componente base, da corrispondere in quattro rate di pari ammontare, nonché l’attivazione di un programma di buy-back del titolo Eni dalla data di autorizzazione dell’Assemblea del 12 maggio u.s., da eseguirsi entro aprile 2023 dell’ammontare di €2,4 miliardi.

Il piano d’investimenti di esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi presenta una significativa quota “uncommitted” consentendo all’Azienda di mantenere un’adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Inoltre, considerata la volatilità dei cash flow operativi, l’Azienda mantiene una riserva di liquidità di quasi €25 miliardi costituita da cassa, depositi bancari vincolati a breve termine, titoli di stato e corporate bond e altre attività finanziarie, nonché linee di credito committed pari a circa quattro volte l’ammontare dei debiti finanziari in scadenza nei prossimi dodici mesi (comprese le rate di leasing). Tale riserva include €2,6 miliardi di depositi finanziari costituiti a garanzia del settlement di operazioni in derivati su commodity.

Per meglio apprezzare l’impatto della volatilità del prezzo del petrolio sul free cash flow, il management ha stimato una variazione di €130 milioni per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €700 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,08 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 105 \$/barile. Nel 2022 l’esposizione alle fluttuazioni dei prezzi

spot del gas naturale è impattata anche dalla decisione del management di coprire la vendita di circa 5 miliardi di metri cubi mediante l'uso di strumenti derivati finanziari con prezzi di vendita per consegna futura compresi tra 800 e 400 €/migliaia di metri cubi registrati nel quarto trimestre 2021.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel primo semestre 2022, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto negativo sulle produzioni di circa 9 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2021.

RISCHI CONNESSI AL CONFLITTO RUSSIA-UCRAINA

Il protrarsi dell'invasione militare dell'Ucraina da parte della Russia avviata il 24 febbraio u.s. aumenta i rischi sistemici e rende l'outlook per la seconda metà del 2022 e a medio termine maggiormente incerto e imprevedibile. Il maggiore rischio per Eni è rappresentato dalla possibilità che un conflitto di lunga durata o un allargamento dello stesso, le sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia o eventuali azioni di ritorsione della stessa che interrompano il flusso di energia verso l'Europa, nonché il generale clima di incertezza, abbiano ricadute negative sulla fiducia dei consumatori e degli operatori, frenando o rinviando le decisioni di spesa e d'investimento. Questo comporterebbe un rallentamento della ripresa macroeconomica, l'avvio di una fase di stagnazione o, nel peggiore degli scenari, una recessione globale. Tali sviluppi avrebbero conseguenze negative sulla domanda petrolifera che è funzione del ciclo economico e del sentiment dei consumatori, provocando una riduzione del prezzo delle commodity energetiche, principale driver dei risultati del Gruppo.

In risposta all'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina l'Unione Europea, gli USA e il Regno Unito hanno adottato delle sanzioni economiche e finanziarie volte a indebolire la capacità russa di finanziare la guerra.

Di particolare rilevanza per il settore oil&gas è l'ultimo pacchetto di sanzioni dell'UE, il sesto, approvato a inizio giugno che istituisce l'embargo dei paesi membri sulle importazioni di petrolio e prodotti russi trasportati via mare, nonché sulle transazioni spot ed esecuzione di contratti in essere, con efficacia entro sei mesi dalla data del provvedimento (otto per i prodotti). Un divieto analogo si applica ai servizi finanziari e assicurativi per il trasporto. È garantito un waiver per le importazioni via pipeline.

Inoltre, negli stessi giorni, l'UE ha adottato il piano REPowerEU con l'obiettivo di azzerare la dipendenza energetica dell'Unione dalla Russia ben prima del 2030 attraverso un insieme di misure ampio e articolato (risparmio energetico, accelerazione della transizione verde, diversificazione delle fonti, semplificazione dei processi autorizzativi per gli investimenti).

Come indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2021, Eni non ha alcuna presenza significativa diretta nel settore upstream russo; la principale esposizione nei confronti del settore energetico russo è costituita dai contratti di lungo termine in essere con Gazprom per l'approvvigionamento di gas naturale destinato al mercato italiano con clausola di "take-or-pay". Nella nota integrativa è indicato l'ammontare degli impegni contrattuali in essere relativi ai contratti di approvvigionamento di gas con clausola take-or-pay, valorizzati allo scenario prezzi Eni, dei quali la Russia rappresenta la voce più rilevante. I volumi approvvigionati dalla Russia hanno coperto nel primo semestre il 33% del totale approvvigionato dal gruppo (40% nel 2021, compresi i volumi commercializzati in Turchia). Nel caso in cui il Gruppo sia costretto a cessare di onorare gli impegni contrattuali di prelievo del gas russo in forza di nuove sanzioni, quali ad esempio un possibile embargo sul gas russo, o in vista degli obiettivi del piano REPowerEU, il Gruppo potrebbe incorrere in oneri e passività al momento non quantificabili. Una situazione di rischio si potrebbe verificare nel caso di scenari di parziale o totale interruzione del flusso di gas sulla base di decisioni unilaterali della controparte russa, in considerazione degli impegni contrattuali di vendita di gas e delle operazioni in essere di copertura del rischio prezzo mediante strumenti derivati, che hanno come sottostante il gas russo.

Per attenuare tali rischi e ridurre progressivamente l'incidenza del gas russo nel portafoglio Eni in linea con gli obiettivi dell'Italia e dell'UE di progressiva riduzione della dipendenza energetica dalla Russia, il management ha messo in campo una serie d'iniziative d'intesa con le istituzioni per attivare nuovi flussi di gas verso l'Europa, facendo leva sul portafoglio riserve ampio e geograficamente diversificato della Società, l'accesso alle capacità

di trasporto, la presenza nel segmento GNL e le relazioni consolidate con i Paesi detentori delle riserve, prospicienti l'area del Mediterraneo, quali Algeria ed Egitto, o in grado di esportare volumi di gas verso l'Europa (Congo). Nel corso del semestre sono stati definiti una serie di accordi di forniture di gas per il mercato italiano, che saranno sostenute anche dallo sviluppo di nuove riserve già individuate o da esplorazione near-field, nonché dallo sviluppo di un progetto GNL (Congo), in grado di assicurare fino a 20 miliardi di metri cubi di forniture alternative entro il 2025, coprendo effettivamente il 100% delle importazioni annue di gas russo. Inoltre, per ridurre il rischio di default sui contratti attivi di vendita gas in caso di interruzioni del flusso di import dalla Russia, sono stati limitati i nuovi impegni di vendita in modo da garantire che le obbligazioni contrattuali attive in essere nel 2022 possano essere coperte interamente da forniture non provenienti dalla Russia.

Il sistema di raffinazione Eni processa greggio russo (Ural) presso le proprie raffinerie. Nel 2021 i volumi acquistati di greggio russo hanno rappresentato il 18% dei volumi complessivamente approvvigionati per il supply delle raffinerie. Dal secondo trimestre, anticipando le sanzioni dell'EU, Eni ha proceduto a rimpiazzare i volumi di greggio russo con altri tipi di greggi (nel primo semestre 2022 i volumi acquistati di greggio russo hanno rappresentato il 7%) sostenendo maggiori costi/perdite di margine a causa delle conseguenti sub-ottimizzazioni. Inoltre, il management ha avviato il processo di dismissione della partecipazione nella società consortile PCK (quota Eni 8,33%) in Germania che opera la raffineria di Schwedt collegata al sistema di oleodotti russi. Tale vincolo tecnico rende problematica la sostituzione del feedstock. Il valore di libro dell'asset è nullo.

L'AUMENTATA VOLATILITA' DEI MERCATI ENERGETICI HA ACCRESCIUTO I RISCHI FINANZIARI DI ENI

L'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina ha innescato una nuova fase di estrema volatilità nei mercati delle commodity energetiche a causa dei timori di possibili interruzioni nei flussi di export di prodotti russi e delle sanzioni adottate dalla comunità internazionale nei confronti del settore russo degli idrocarburi, che rappresenta una quota significativa dell'offerta energetica globale. Il Gruppo ha incrementato il proprio "financial headroom" per rispondere alla nuova fase critica incrementando le riserve di liquidità anche ricorrendo al tiraggio delle linee di credito con il sostenimento di oneri sia in termini di costo opportunità di avere maggiore liquidità on hand sia di oneri finanziari addizionali. Tale incremento delle riserve di liquidità si è reso necessario in relazione ai possibili maggiori fabbisogni per l'operatività in derivati su commodity che impongono ai trader di costituire presso i commodity exchange o le istituzioni finanziarie controparti depositi liquidi a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali sottostanti (consegna/ritiro della merce o settlement del differenziale di prezzo). L'ammontare di tali depositi è funzione del valore delle esposizioni outstanding e quindi dei prezzi, per cui in caso di aumento di questi ultimi che danno luogo ad aumenti proporzionali delle "paper loss", al trader è richiesto di incrementare il deposito a garanzia delle operazioni in modo da rispettare l'obbligo contrattuale iniziale di copertura degli sbilanci (richiesta di integrazione del margine "margin call").

Gli impegni finanziari di marginazione di Eni alla chiusura del semestre ammontavano a €2,6 miliardi in relazione alla nuova fase di estrema volatilità dei prezzi spot del gas naturale registrata nell'ultima parte di giugno.

L'aumento del prezzo del gas ha determinato inoltre un aumento del rischio controparte in funzione dell'espansione del valore dei crediti commerciali outstanding nei confronti dei clienti, sia quelli serviti dal business GGP (industriali, aziende di rivendita) sia nei confronti dei clienti serviti da Plenitude (clientela residenziale e piccole imprese). Questo ha comportato un incremento del fondo svalutazione crediti dovuto all'effetto leva e alle più elevate probabilità di inadempimento delle controparti in un quadro di accresciuto rischio sistemico, che ha visto il default in Europa di vari operatori grossisti e retailer che non sono stati in grado di gestire la volatilità dei prezzi, mentre sul lato dei clienti industriali si registrano numerosi casi di fermate delle produzioni manifatturiere a causa degli elevati costi dell'energia o di difficoltà finanziarie nel pagare l'elevato ammontare delle fatture delle forniture di energia.

IL SETTORE OIL&GAS E' SOGGETTO AL RISCHIO DI IMPOSTE STRAORDINARIE DURANTE LE FASI DI PREZZI ELEVATI "WINDFALL TAX"

Il rialzo dei prezzi dell'energia nel corso del semestre imputabile sia a fattori di mercato connessi alla crescita della domanda e a un'offerta meno reattiva sia alla crisi ucraina ha determinato un peggioramento del potere d'acquisto dei consumatori e un incremento dei costi di produzione delle aziende energivore, alimentando le aspettative di ripresa dell'inflazione. I governi di tutto il mondo sono intervenuti a più riprese con misure fiscali volte ad attenuare l'impatto dell'incremento della bolletta energetica sui bilanci di famiglie e imprese. In Italia e nel Regno Unito interventi di contenimento della spesa energetica saranno finanziati attraverso prelievi fiscali straordinari a carico delle imprese operanti nel settore energia.

In Italia la legge n. 51 del 20 maggio u.s. di conversione del D.L. 21 del 21 marzo "c.d. Decreto Ucraina", come integrato dal D.L. 50 del 17 maggio "Aiuti", ha istituito per il 2022 un contributo solidaristico straordinario pari al 25% dei presunti extraprofiti realizzati dalle imprese del settore energetico nel periodo ottobre 2021-aprile 2022 rispetto allo stesso arco temporale nei dodici mesi antecedenti. L'imposta si applica ai soggetti che esercitano nel territorio dello Stato italiano attività di produzione di energia elettrica, estrazione di gas naturale, trading di energia elettrica/gas naturale, produzione/distribuzione/marketing di prodotti petroliferi, nonché agli importatori per successiva rivendita nel territorio italiano di tali commodity provenienti da altri Stati dell'Unione Europea. La base imponibile del tributo è costituita dall'incremento registrato nei due periodi posti a confronto del margine dato dalla differenza tra operazioni attive e passive rilevanti ai fini IVA, senza considerare l'effetto dei derivati su commodity utilizzati da Eni per normalizzare i risultati. Inoltre, sono escluse dalla base imponibile le operazioni attive non soggette a IVA per carenza del presupposto territoriale a condizione che, come precisato dalla Circolare dell'Agenzia delle Entrate n. 25 del 11.7.22, anche gli acquisti afferenti alle prime presentino lo stesso requisito (non territorialità ai fini dell'imposta). Per Eni SpA, considerata l'oggettiva impossibilità di precisa riconduzione delle varie fonti di approvvigionamento del gas rispetto alle diverse operazioni di vendita, non risulta applicabile il richiesto nesso di afferenza. In tal senso è stata presentata una istanza di interpello all'Amministrazione Finanziaria.

L'onere stanziato da Eni nel conto economico del primo semestre 2022 ammonta a €546 milioni, di cui l'acconto del 40% è stato versato nel mese di giugno; il saldo è dovuto entro il mese di novembre.

Nel Regno Unito, l'11 luglio è stato ratificato un provvedimento fiscale "Energy Profits Levy" che introduce un'addizionale temporanea "windfall tax" di 25 punti percentuali all'aliquota d'imposta applicabile al reddito delle società oil&gas operanti nel Regno Unito e nella piattaforma continentale del Regno Unito, portandola al 65% rispetto al precedente 40% con efficacia dal 26 maggio u.s. e previsione di un periodo di applicazione congiunturale, cioè finché i prezzi degli idrocarburi non si normalizzano e comunque non oltre il 31 dicembre 2025. Non è prevista la deducibilità dei costi di abbandono e degli oneri finanziari, mentre è previsto un incentivo per i nuovi investimenti. L'impatto stimato da Eni per il 2022 ammonta a circa €230 milioni.

RISCHIO SANZIONI

A seguito dell'aggressione militare dell'Ucraina, l'Unione Europea, il Regno Unito, gli Usa, il G-7 hanno adottato un articolato sistema di sanzioni contro la Russia per indebolirne l'economia e la capacità di finanziare la guerra. Il sistema sanzionatorio è in continua evoluzione. Tra i principali target delle sanzioni vi sono la Banca centrale russa e le principali istituzioni finanziarie del Paese. Ad esempio, l'UE ha sanzionato la Banca centrale russa e numerose banche commerciali congelandone gli asset ed imponendo il divieto agli operatori dell'UE di fare transazioni con le entità sanzionate (quali erogare finanziamenti, gestire asset o riserve della Banca centrale russa e qualunque altra forma di transazione). Considerata la complessità delle sanzioni e i contratti in essere di Eni per l'approvvigionamento di gas di provenienza russa e quindi la necessità di eseguire pagamenti a favore di controparti russe, la Società è esposta al rischio di possibili violazioni del regime sanzionatorio.

Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili. Nel rispetto di tali linee guida, Eni si è conformata a una nuova procedura di pagamento in rubli delle forniture di gas russo, richiesta dal fornitore GazpromExport in esecuzione di atti normativi cui Eni non è soggetta (decreti presidenziali del Presidente della Federazione russa). L'adesione a tale nuova procedura di pagamento rispetto alla previsione contrattuale di regolamento in euro è avvenuta dopo aver considerato i rischi di possibile violazione del regime

sanzionatorio, come pure quelli connessi alla violazione del dovere di dare esecuzione in buona fede agli obblighi contrattuali e dopo aver ottenuto il benestare preventivo delle Autorità italiane, responsabili di verificare il rispetto e l'eventuale applicazione del regime delle sanzioni UE. Inoltre, Eni ha accettato di aderire alla nuova procedura, previa conferma dalla controparte che la nuova modalità di pagamento non costituisce modifica unilaterale del contratto di fornitura e che le fatturazioni continueranno a essere fatte in euro. In sintesi, tale nuova procedura prevede: i) l'apertura in via cautelativa di due conti valutari denominati "K" presso la russa Gazprombank; ii) il versamento da parte Eni del saldo delle fatture espresso in euro in uno dei due conti K (quello denominato in euro); iii) la conversione da parte di GazpromBank in rubli presso la Borsa di Mosca nelle 48 ore seguenti attraverso un clearing agent; iv) il trasferimento dei rubli ottenuti nel secondo conto K (denominato in rubli) con cui viene pagata GazpromExport. Eni ritiene che tale conversione non implichi la gestione di asset o di riserve della Banca Centrale russa né configuri una forma di finanziamento a favore di Gazprombank o di altri soggetti destinatari di sanzioni UE, nonché che l'apertura dei conti K avvenga senza pregiudizio alcuno dei propri diritti contrattuali, che prevedono il soddisfacimento dell'obbligo di pagare a fronte del versamento in euro, restando i successivi passaggi (cioè la conversione in rubli) ad esclusivo carico e rischio del fornitore russo. In via cautelativa, Eni ha avviato un arbitrato internazionale sulla base della legge svedese (come previsto dai contratti in essere) per dirimere i dubbi rispetto alle modifiche contrattuali richieste dalla nuova procedura di pagamento e alla corretta allocazione di costi e rischi.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2021, circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Asia Centrale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, nazionalizzazioni, espropri, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi statali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi. Ulteriore elemento di rischio è rappresentato dal sistema delle sanzioni applicate dagli USA e in certi casi dall'UE nei confronti di certi Paesi che potrebbero compromettere la capacità di Eni di continuare a operare o di operare in modo economico.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di alcuni Paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento a causa della crisi economica dovuta al COVID-19 e alla contrazione delle entrate petrolifere, con tempi di ripresa ancora incerti e possibili ricadute sul grado di solvibilità delle compagnie petrolifere di Stato e di operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve.

Attualmente i Paesi di presenza Eni con maggiore profilo di rischio geopolitico sono Venezuela, Nigeria e Libia. Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate del settore petrolifero, principale fonte di reddito del Paese, riconducibile in larga misura agli effetti delle sanzioni USA, le quali hanno di fatto precluso al settore petrolifero venezuelano l'accesso ai finanziamenti

necessari per sviluppare le riserve, determinando la caduta dei livelli produttivi. Il regime delle sanzioni mette a rischio la recuperabilità degli investimenti effettuati da Eni, concentrati in tre grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, i campi petroliferi di Junin 5 nell'onshore e Corocoro offshore entrambi operati da una "Empresa Mixta" costituita con la società petrolifera di Stato PDVSA che detiene la quota di maggioranza. I tre progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Nel corso del primo semestre 2022 sono continuate le interazioni con le competenti autorità USA (Department of State) al fine di identificare possibili soluzioni volte ad assicurare sostenibilità alle forniture di gas per il mercato locale che non sono oggetto di sanzioni. Eni e l'altro partner della JV Cardon IV hanno quindi ottenuto nel maggio 2022 l'autorizzazione da parte del Department of State a ricevere da PDVSA pagamenti in-kind mediante quantitativi di olio, a rimborso delle forniture di gas di Cardon IV. I quantitativi di greggio assegnati a giugno e luglio pari a 2,1 milioni di barili in quota Eni sono stati destinati al mercato europeo con un incasso di circa €200 milioni. Al netto di tale rimborso, alla data della presente relazione semestrale sono outstanding crediti commerciali in quota Eni nei confronti di PDVSA per le forniture di gas di Cardon IV di circa \$1,3 miliardi sui quali è stato accantonato un fondo svalutazione con tasso del 53% stimato sulla base delle percentuali di recupero crediti nell'ambito dei default sovrani con un fattore correttivo per considerare la strategicità del settore energetico. Eni continua a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e a valutare diverse opzioni per sbloccare i pagamenti degli ammontari dovuti nel pieno rispetto delle regole vigenti.

La Nigeria sta uscendo lentamente dalla grave crisi finanziaria ed economica conseguente alla pandemia. Le principali esposizioni del Gruppo e i relativi rischi controparte riguardano il finanziamento dei progetti Oil & Gas operati, dove Eni sostiene upfront tutti i costi di sviluppo e addebita alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali la quota di costi di loro competenza. Sia NNPC sia i partner locali hanno incontrato difficoltà nell'adempire le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. Il recupero dei crediti outstanding nei confronti di un partner locale è diventato più rischioso anche a causa di contestazioni del credito Eni.

Nel maggio 2021 è scaduto il titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo nel pieno convincimento di aver rispettato tutti i termini contrattuali, le condizioni e i requisiti per tale conversione, compresa la tempestiva notifica alla controparte. Finora le autorità nigeriane competenti non hanno accordato la conversione. A tutela del proprio diritto e della recuperabilità dell'investimento, Eni ha avviato nel settembre 2020 un arbitrato internazionale in sede ICSID.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco totale delle attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata in più riprese in atti di ostilità, scontri armati e tensioni tra le due fazioni che si contendono la guida del Paese, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni Eni. Dal settembre 2020 il Paese aveva trovato una fase di stabilità durata per buona parte del 2021, grazie a un accordo di pacificazione avente l'obiettivo di insediare un nuovo governo liberamente eletto da tutta la popolazione. Tuttavia, il processo elettorale è fallito ed è ripresa la contrapposizione tra il Governo di Unità Nazionale insediato a Tripoli e l'autonominato Governo di Stabilità Nazionale insediato nella parte est del Paese, alimentando le proteste per una migliore redistribuzione dei proventi dell'attività petrolifera e la tensione sociale. La situazione di caos e disordine è sfociata tra maggio e giugno nel blocco quasi totale della produzione petrolifera nella parte est del Paese e dei principali terminali di export, nonché in una contesa tra le due fazioni relativa ai vertici della Compagnia di Stato NOC. Le disruption hanno interessato alcuni asset partecipati da Eni sui quali è stata dichiarata la forza maggiore dallo scorso aprile, mentre le produzioni offshore (in particolare Bahr Essalam) e onshore nella zona di Tripoli hanno continuato con regolarità. Nel primo semestre 2022 la produzione Eni in Libia è stata di 158 mila boe/giorno,

poco inferiore rispetto alle attese. Nella seconda metà di luglio, in un quadro ancora estremamente difficile e complesso, è stata revocata la forza maggiore su tutti gli asset petroliferi. Sebbene la società di Stato libica abbia espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero del Paese anche con sviluppi d'interesse per Eni, la situazione interna di protesta politica e sociale e il livello di tensione tra le fazioni rendono l'ambiente operativo imprevedibile ed estremamente volatile. Il management ritiene che la situazione geopolitica libica continui a costituire un fattore di rischio rilevante per Eni. Anche se l'incidenza della produzione della Libia sul totale di Gruppo (attualmente al 10%) è stata ridotta in questi ultimi anni grazie alla strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica, la Libia rimane uno dei principali paesi Eni in termini di utili e redditività.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni opera, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da tensioni e conflitti sociali o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2022-2025 un taglio lineare ("haircut") quantificato o sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 69 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziario e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare progetti di sviluppo.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2022 sulla base delle informazioni al momento disponibili, delle stime del management relative a possibili rischi e incertezze nello scenario e assumendo nessuna significativa interruzione nei flussi di gas dalla Russia:

- Produzione di idrocarburi: previsione di 1,67 milioni di boe/giorno in linea con la guidance precedente di 1,7 milioni di boe/giorno, al netto degli impatti della forza maggiore e dell'aggiornamento dello scenario Eni per il riferimento Brent a 105 \$/barile nel 2022.
- Stimate circa 700 milioni di boe di nuove risorse esplorative attese nel 2022, in aumento rispetto al precedente target di 600 milioni di boe.
- Confermata la guidance di utile operativo adjusted di GGP di almeno €1,2 miliardi. Il risultato del secondo semestre è previsto realizzarsi nel quarto trimestre.
- Plenitude & Power: l'EBITDA atteso di Plenitude per il 2022 è confermato superiore a €0,6 miliardi. Confermata la guidance di oltre 2 GW di capacità installata da fonti rinnovabili a fine 2022.
- Downstream: l'EBIT adjusted (pro-forma con ADNOC di R&M e Versalis) è proiettato in rialzo tra €1,8-2 miliardi rispetto all'aspettativa iniziale di EBIT solo positivo, assumendo un SERM di 6 \$/barile nel secondo semestre 2022.
- Le principali sensitivity di prezzo prevedono una variazione di €130 milioni del free cash flow per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €700 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,08 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 105 \$/barile.
- Cash flow adjusted prima del capitale d'esercizio al costo di rimpiazzo è atteso a €20 miliardi allo scenario di 105 \$/barile rispetto alla guidance originaria di €16 miliardi allo scenario di 90 \$/barile.
- Capex organici previsti a €8,3 miliardi, alla nuova assunzione di cambio EUR/USD, in linea con la guidance originaria di €7,7 miliardi a cambi costanti.
- Cash neutrality normalizzata attesa al prezzo Brent di circa 40 \$/barile, per effetto della robusta performance industriale e della riduzione dei costi attesa in tutte le linee di business.
- Leverage 2022 ante IFRS 16 atteso a 0,13 assumendo il nostro scenario prezzi.

Altre informazioni

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 30 giugno 2022 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle dodici società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni UK Ltd, Eni México S. de RL de CV, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc e Eni ULX Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nell'apposita sezione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rapporti con parti correlate

Per la descrizione delle principali operazioni con parti correlate si rinvia alla Nota 32 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Avvio del programma di buy-back

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi in data 26 maggio 2022 sotto la presidenza di Lucia Calvosa, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 11 maggio 2022 ha approvato le modalità attuative per l'esecuzione del programma di acquisto di azioni proprie per un esborso minimo di €1,1 miliardi, incrementabile fino a un massimo di €2,5 miliardi in funzione dello scenario del prezzo del Brent, e per un numero di azioni non superiore a 357 milioni (pari al 10% delle azioni ordinarie post annullamento).

Nel luglio 2022, a seguito della revisione dello scenario prezzo per il riferimento Brent, previsto a 105 \$/bbl per l'intero anno 2022, nonché degli effetti dell'apprezzamento del dollaro e dei più robusti flussi di cassa del Gruppo, è stato aumentato l'impegno di buy-back di un importo di €1,3 miliardi a €2,4 miliardi. Dall'inizio del programma fino al 29 luglio, sono state acquistate 33,4 milioni di azioni al costo di €400 milioni. Le società controllate da Eni non detengono azioni della Società. Le operazioni effettuate formeranno oggetto di informativa al mercato nei termini e con le modalità di cui alla normativa vigente.

Stato patrimoniale

| (€ milioni) | Note | 30.06.2022 | | 31.12.2021 | |
|--|----------|----------------|------------------------------|----------------|------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| ATTIVITA' | | | | | |
| Attività correnti | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | 10.900 | | 8.254 | |
| Attività finanziarie destinate al trading | (5) | 6.304 | | 6.301 | |
| Altre attività finanziarie | (14) | 2.689 | 47 | 4.308 | 55 |
| Crediti commerciali e altri crediti | (6) | 19.104 | 1.964 | 18.850 | 1.301 |
| Rimanenze | (7) | 8.820 | | 6.072 | |
| Attività per imposte sul reddito | | 193 | | 195 | |
| Altre attività | (8) (20) | 25.627 | 1.243 | 13.634 | 492 |
| | | 73.637 | | 57.614 | |
| Attività non correnti | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (9) | 54.871 | | 56.299 | |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | (10) | 4.401 | | 4.821 | |
| Attività immateriali | (11) | 4.851 | | 4.799 | |
| Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo | (7) | 1.307 | | 1.053 | |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (13) | 6.091 | | 5.887 | |
| Altre partecipazioni | (13) | 1.209 | | 1.294 | |
| Altre attività finanziarie | (14) | 2.081 | 1.809 | 1.885 | 1.645 |
| Attività per imposte anticipate | (19) | 3.545 | | 2.713 | |
| Attività per imposte sul reddito | | 112 | | 108 | |
| Altre attività | (8) (20) | 1.449 | 24 | 1.029 | 29 |
| | | 79.917 | | 79.888 | |
| Attività destinate alla vendita | (21) | 9.823 | | 263 | |
| TOTALE ATTIVITA' | | 163.377 | | 137.765 | |
| PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO | | | | | |
| Passività correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (16) | 5.250 | 244 | 2.299 | 233 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | (16) | 451 | 20 | 1.781 | 21 |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | (10) | 835 | 60 | 948 | 17 |
| Debiti commerciali e altri debiti | (15) | 21.193 | 2.709 | 21.720 | 2.298 |
| Passività per imposte sul reddito | | 1.179 | | 648 | |
| Altre passività | (8) (20) | 30.649 | 1.174 | 15.756 | 339 |
| | | 59.557 | | 43.152 | |
| Passività non correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (16) | 22.016 | 6 | 23.714 | 5 |
| Passività per beni in leasing a lungo termine | (10) | 4.070 | 13 | 4.389 | 1 |
| Fondi per rischi e oneri | (18) | 11.959 | | 13.593 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | 803 | | 819 | |
| Passività per imposte differite | (19) | 5.651 | | 4.835 | |
| Passività per imposte sul reddito | | 372 | | 374 | |
| Altre passività | (8) (20) | 2.552 | 440 | 2.246 | 415 |
| | | 47.423 | | 49.970 | |
| Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | (21) | 4.385 | | 124 | |
| TOTALE PASSIVITA' | | 111.365 | | 93.246 | |
| Capitale sociale | | 4.005 | | 4.005 | |
| Utili relativi a esercizi precedenti | | 26.818 | | 22.750 | |
| Riserve per differenze cambio da conversione | | 10.051 | | 6.530 | |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | | 4.415 | | 6.289 | |
| Azioni proprie | | (770) | | (958) | |
| Utile del periodo | | 7.398 | | 5.821 | |
| Totale patrimonio netto di Eni | | 51.917 | | 44.437 | |
| Interessenze di terzi | | 95 | | 82 | |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | (22) | 52.012 | | 44.519 | |
| TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO | | 163.377 | | 137.765 | |

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combiantion del 2021 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 23 - Altre informazioni.

Conto economico

| (€ milioni) | Note | I semestre 2022 | | I semestre 2021 | |
|---|---------------|-----------------|------------------------------|-----------------|------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| Ricavi della gestione caratteristica | (25) | 63.685 | 3.497 | 30.788 | 835 |
| Altri ricavi e proventi | | 618 | 72 | 651 | 16 |
| TOTALE RICAVI | | 64.303 | | 31.439 | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (26) | (46.882) | (6.536) | (22.117) | (3.702) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri | (6) | (165) | | (67) | (3) |
| Costo lavoro | (26) | (1.548) | (9) | (1.493) | (16) |
| Altri proventi (oneri) operativi | (20) | (774) | 1.365 | 48 | 252 |
| Ammortamenti | (9) (10) (11) | (3.390) | | (3.322) | |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (12) | (175) | | (602) | |
| Radiazioni | (9) (11) | (47) | | (29) | |
| UTILE OPERATIVO | | 11.322 | | 3.857 | |
| Proventi finanziari | (27) | 3.456 | 66 | 1.831 | 31 |
| Oneri finanziari | (27) | (3.805) | (79) | (2.105) | (40) |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | (27) | (91) | | 19 | |
| Strumenti finanziari derivati | (20) (27) | (88) | | (218) | |
| PROVENTI (ONERI) FINANZIARI | | (528) | | (473) | |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | | 850 | | (477) | |
| Altri proventi (oneri) su partecipazioni | | 659 | | 50 | |
| PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI | (13) (28) | 1.509 | | (427) | |
| UTILE ANTE IMPOSTE | | 12.303 | | 2.957 | |
| Imposte sul reddito | (29) | (4.895) | | (1.845) | |
| UTILE DEL PERIODO | | 7.408 | | 1.112 | |
| Utile del periodo di competenza Eni | | 7.398 | | 1.103 | |
| Interessenze di terzi | | 10 | | 9 | |
| Utile per azione (ammontari in € per azione) | (30) | | | | |
| - semplice | | 2,08 | | 0,30 | |
| - diluito | | 2,07 | | 0,30 | |

Prospetto dell'utile complessivo

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|--|-----------------|-----------------|
| Utile del periodo | 7.408 | 1.112 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | | |
| Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti | 71 | |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 1 | 2 |
| Variatione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | 41 | 16 |
| Effetto fiscale | (15) | |
| | 98 | 18 |
| Componenti riclassificabili a conto economico | | |
| Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | 3.522 | 1.037 |
| Variatione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (2.735) | (221) |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 36 | (30) |
| Effetto fiscale | 788 | 64 |
| | 1.611 | 850 |
| Totale altre componenti dell'utile complessivo | 1.709 | 868 |
| Totale utile complessivo del periodo | 9.117 | 1.980 |
| Totale utile complessivo del periodo di competenza Eni | 9.106 | 1.971 |
| Interessenze di terzi | 11 | 9 |

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

| | | Patrimonio netto di Eni | | | | | | | | |
|--|------|-------------------------|--------------------------------------|--|---|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------------|-------------------------|
| | Note | Capitale sociale | Utili relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile (perdita) del periodo | Totale | Interessenze di terzi | Totale patrimonio netto |
| (€ milioni) | | | | | | | | | | |
| Saldi al 31 dicembre 2021 | (22) | 4.005 | 22.750 | 6.530 | 6.289 | (958) | 5.821 | 44.437 | 82 | 44.519 |
| Utile del I semestre 2022 | | | | | | | 7.398 | 7.398 | 10 | 7.408 |
| Altre componenti dell'utile complessivo | | | | | | | | | | |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | | | | | 56 | | | 56 | | 56 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | | 1 | | | 1 | | 1 |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | | | | | 41 | | | 41 | | 41 |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | | | | | 98 | | | 98 | | 98 |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | | 3.521 | | | | 3.521 | 1 | 3.522 |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | (1.947) | | | (1.947) | | (1.947) |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | | 36 | | | 36 | | 36 |
| Componenti riclassificabili a conto economico | | | | 3.521 | (1.911) | | | 1.610 | 1 | 1.611 |
| Utile complessivo del periodo | | | | 3.521 | (1.813) | | 7.398 | 9.106 | 11 | 9.117 |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA | | | | | | | (1.522) | (1.522) | | (1.522) |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | | (13) | (13) |
| Destinazione utile residuo 2021 | | | 4.299 | | | | (4.299) | | | |
| Versamenti di azionisti terzi | | | | | | | | | 20 | 20 |
| Variazione di interesenze di terzi | | | 21 | | | | | 21 | (8) | 13 |
| Annullamento azioni proprie | | | | | (400) | 400 | | | | |
| Acquisto azioni proprie | | | (212) | | 212 | (212) | | (212) | | (212) |
| Piano incentivazione a lungo termine | | | 11 | | | | | 11 | | 11 |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | | | (87) | | | | | (87) | | (87) |
| Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale | | | 4.032 | | (188) | 188 | (5.821) | (1.789) | (1) | (1.790) |
| Altre variazioni | | | 36 | | 127 | | | 163 | 3 | 166 |
| Altri movimenti di patrimonio netto | | | 36 | | 127 | | | 163 | 3 | 166 |
| Saldi al 30 giugno 2022 | (22) | 4.005 | 26.818 | 10.051 | 4.415 | (770) | 7.398 | 51.917 | 95 | 52.012 |

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

| Patrimonio Netto di Eni | | | | | | | | | | |
|--|------------------|--------------------------------------|--|---|----------------|-----------------------------|---------|-----------------------|-------------------------|--------|
| Note | Capitale sociale | Utile relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile (perdita) del periodo | Totale | Interessenze di terzi | Totale patrimonio netto | |
| (€ milioni) | | | | | | | | | | |
| Saldi al 31 dicembre 2020 | 4.005 | 34.043 | 3.895 | 4.688 | (581) | (8.635) | 37.415 | 78 | 37.493 | |
| Utile del I semestre 2021 | | | | | | 1.103 | 1.103 | 9 | 1.112 | |
| Altre componenti dell'utile complessivo | | | | | | | | | | |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | 2 | | | 2 | | 2 | |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | | | | 16 | | | 16 | | 16 | |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | | | | 18 | | | 18 | | 18 | |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | 1.037 | | | | 1.037 | | 1.037 | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | (157) | | | (157) | | (157) | |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | (30) | | | (30) | | (30) | |
| Componenti riclassificabili a conto economico | | | 1.037 | (187) | | | 850 | | 850 | |
| Utile (perdita) complessivo del periodo | | | 1.037 | (169) | | 1.103 | 1.971 | 9 | 1.980 | |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA | | 429 | | | | (1.286) | (857) | | (857) | |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | (5) | (5) | |
| Destinazione perdita residua 2020 | | (9.921) | | | | 9.921 | | | | |
| Incremento di interesenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate | | | | | | | | 1 | 1 | |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue | | | | 2.000 | | | 2.000 | | 2.000 | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | | (10) | | | | | (10) | | (10) | |
| Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale | | (9.502) | | 2.000 | | 8.635 | 1.133 | (4) | 1.129 | |
| Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue | | (15) | | | | | (15) | | (15) | |
| Altre variazioni | | 4 | | (12) | | | (8) | 1 | (7) | |
| Altri movimenti di patrimonio netto | | (11) | | (12) | | | (23) | 1 | (22) | |
| Saldi al 30 giugno 2021 | 4.005 | 24.530 | 4.932 | 6.507 | (581) | 1.103 | 40.496 | 84 | 40.580 | |
| Utile del II semestre 2021 | | | | | | 4.718 | 4.718 | 10 | 4.728 | |
| Altre componenti dell'utile complessivo | | | | | | | | | | |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | | | | 42 | | | 42 | | 42 | |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | | | | 89 | | | 89 | | 89 | |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | | | | 131 | | | 131 | | 131 | |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | 1.791 | | | | 1.791 | | 1.791 | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | (735) | | | (735) | | (735) | |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | (4) | | | (4) | | (4) | |
| Componenti riclassificabili a conto economico | | | 1.791 | (739) | | | 1.052 | | 1.052 | |
| Utile (perdita) complessivo del periodo | | | 1.791 | (608) | | 4.718 | 5.901 | 10 | 5.911 | |
| Acconto sul dividendo | | (1.533) | | | | | (1.533) | | (1.533) | |
| Acquisto azioni proprie | | (400) | | 400 | (400) | | (400) | | (400) | |
| Piano Incentivazione a lungo termine | | 16 | | (23) | 23 | | 16 | | 16 | |
| Incremento di interesenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate | | | | | | | | (12) | (12) | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | | (51) | | | | | (51) | | (51) | |
| Operazioni con azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale | | (1.968) | | 377 | (377) | | (1.968) | (12) | (1.980) | |
| Altre variazioni | | 188 | (193) | 13 | | | 8 | | 8 | |
| Altri movimenti di patrimonio netto | | 188 | (193) | 13 | | | 8 | | 8 | |
| Saldi al 31 dicembre 2021 | (22) | 4.005 | 22.750 | 6.530 | 6.289 | (958) | 5.821 | 44.437 | 82 | 44.519 |

Rendiconto finanziario

| (€ milioni) | Note | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|---------------|-----------------|-----------------|
| Utile del periodo | | 7.408 | 1.112 |
| Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative: | | | |
| Ammortamenti | (9) (10) (11) | 3.390 | 3.322 |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (12) | 175 | 602 |
| Radiazioni | (9) (11) | 47 | 29 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (13) | (850) | 477 |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (444) | (88) |
| Dividendi | (28) | (151) | (66) |
| Interessi attivi | | (49) | (38) |
| Interessi passivi | | 490 | 394 |
| Imposte sul reddito | (29) | 4.895 | 1.845 |
| Altre variazioni | | (52) | (176) |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | | (3.840) | (1.797) |
| - rimanenze | | (3.073) | (890) |
| - crediti commerciali | | (147) | (1.916) |
| - debiti commerciali | | (645) | 1.016 |
| - fondi per rischi e oneri | | 108 | (242) |
| - altre attività e passività | | (83) | 235 |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti | | 55 | 19 |
| Dividendi incassati | | 305 | 354 |
| Interessi incassati | | 13 | 15 |
| Interessi pagati | | (447) | (409) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | | (3.664) | (1.502) |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 7.281 | 4.093 |
| - di cui verso parti correlate | (32) | (1.497) | (2.584) |
| Flusso di cassa degli investimenti | | (4.309) | (3.254) |
| - attività materiali | (9) | (3.072) | (2.276) |
| - diritto di utilizzo prepagato beni in leasing | | | (2) |
| - attività immateriali | (11) | (121) | (111) |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite | (23) | (170) | (331) |
| - partecipazioni | (13) | (1.097) | (540) |
| - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa | | (146) | (69) |
| - variazione debiti relativi all'attività di investimento | | 297 | 75 |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | | 1.009 | 306 |
| - attività materiali | | 7 | 176 |
| - attività immateriali | | 12 | 1 |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute | (23) | 4 | 76 |
| - imposte pagate sulle dimissioni | | | (35) |
| - partecipazioni | | 881 | 19 |
| - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa | | 80 | 79 |
| - variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento | | 25 | (10) |
| Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | | 1.670 | (1.185) |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | | (1.630) | (4.133) |
| - di cui verso parti correlate | (32) | (353) | (320) |
| Assunzione di debiti finanziari non correnti | (16) | 129 | 1.333 |
| Rimborsi di debiti finanziari non correnti | (16) | (3.694) | (1.912) |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (10) | (556) | (445) |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti | (16) | 2.859 | 218 |
| Dividendi pagati ad azionisti Eni | | (1.520) | (839) |
| Dividendi pagati ad altri azionisti | | (13) | (5) |
| Apporti di capitale da terzi | | 20 | |
| Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate | | (5) | |
| Acquisto di azioni proprie | (22) | (195) | |
| Emissione di obbligazioni subordinate perpetue | (22) | | 1.985 |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue | | (87) | (10) |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | | (3.062) | 325 |
| - di cui verso parti correlate | (32) | (7) | 29 |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | 79 | 22 |
| Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti | | 2.668 | 307 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo | | 8.265 | 9.413 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a) | | 10.933 | 9.720 |

^(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2022 comprendono €33 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

NOTE ESPLICATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

FATTORI CHE POSSONO INFLUIRE SUI RISULTATI FUTURI

Le possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina e gli effetti della pandemia legata al COVID-19 sono riportati nelle Note al bilancio consolidato della Relazione finanziaria annuale 2021 a cui si fa rinvio.

1 CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 (di seguito bilancio semestrale) è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi" (di seguito IAS 34) nella prospettiva della continuità aziendale.

Nel bilancio semestrale sono applicati i principi di consolidamento e i criteri di valutazione illustrati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore dal 1° gennaio 2022 indicati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica; differentemente, gli schemi di bilancio sono presentati in forma completa, in linea con le disposizioni dello IAS 1 "Presentazione del bilancio".

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio semestrale al 30 giugno 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 luglio 2022, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022, indicate nel paragrafo "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2021, non hanno prodotto effetti significativi.

3 STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento alle stime contabili e ai giudizi significativi effettuati dalla Direzione Aziendale si fa rinvio a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2021. Con riferimento all'impairment test e alle relative assunzioni si rinvia a quanto indicato nelle note alla relazione finanziaria semestrale.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|--------------------------------|--------------|--------------|
| Titoli emessi da Stati Sovrani | 1.189 | 1.149 |
| Altri titoli | 5.115 | 5.152 |
| | 6.304 | 6.301 |

L'analisi per emittente e relativa classe di merito creditizio dei titoli non presenta significative variazioni rispetto a quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.263 milioni e di livello 2 per €1.041 milioni. Nel corso del primo semestre 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|---|---------------|---------------|
| Crediti commerciali | 15.853 | 15.524 |
| Crediti per attività di disinvestimento | 9 | 8 |
| Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 1.497 | 1.888 |
| Crediti verso altri | 1.745 | 1.430 |
| | 19.104 | 18.850 |

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Nel corso del primo semestre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2022 di €2.713 milioni (€2.059 milioni nell'esercizio 2021 con scadenza 2022). Le cessioni hanno riguardato crediti relativi al settore Refining & Marketing e Chimica per €1.687 milioni, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €952 milioni e al settore Plenitude & Power per €74 milioni.

Al 30 giugno 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di circa €285 milioni, di cui €98 milioni scaduti e ulteriori €80 milioni in scadenza al 15 luglio. Il credito è assistito da parent company guarantee. È in atto una negoziazione con la controparte che reclama, tra l'altro, un allungamento delle dilazioni di pagamento. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €624 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2021) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene upfront tutti i costi dell'iniziativa e li riaddebita ai partner mediante il meccanismo della cash call. Al 30 giugno 2022, l'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €549 milioni (€474 milioni al 31 dicembre 2021). Tale ammontare riguarda per circa il 30% crediti pregressi oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento della quota oggetto dell'accordo atteso entro la fine del 2023. Il credito residuo a fine periodo è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione pari all'8%, calcolata in base al rischio dell'iniziativa mineraria sottostante.

L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €220 milioni di crediti scaduti (€195 milioni al 31 dicembre 2021) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Già nello scorso esercizio, il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call avanzando delle contestazioni relative agli ammontari addebitati. Sono state avviate procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.

I crediti verso altri comprendono per €513 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2021) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected loss di circa il 53%,

stimato sulla base delle percentuali di perdita previste in casi analoghi di default da parte di Enti Nazionali su esposizioni Oil & Gas. Nel corso del primo semestre, a fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €3.569 milioni (€3.313 milioni al 31 dicembre 2021).

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------|-----------------|
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti: | | |
| Accantonamenti al fondo svalutazione | (266) | (243) |
| Perdite nette su crediti | (29) | (23) |
| Utilizzi per esubero | 130 | 199 |
| | (165) | (67) |

Gli accantonamenti sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €94 milioni e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali, in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €86 milioni e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi sono riferiti al settore Exploration & Production per €99 milioni e riguardano per €77 milioni l'utilizzo per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso del semestre.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

7 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze si analizzano come segue:

| (€ milioni) | Rimanenze correnti | Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo |
|-----------------------------------|--------------------|---|
| Valore lordo al 31.12.2021 | 6.642 | 1.059 |
| Fondo svalutazione al 31.12.2021 | 570 | 6 |
| Valore netto al 31.12.2021 | 6.072 | 1.053 |
| Variazioni del periodo | 2.802 | 252 |
| Altre variazioni | (54) | 2 |
| Valore netto al 30.06.2022 | 8.820 | 1.307 |
| Valore lordo al 30.06.2022 | 9.379 | 1.310 |
| Fondo svalutazione al 30.06.2022 | 559 | 3 |

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €1.285 milioni (€1.032 milioni al 31 dicembre 2021) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

L'incremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi, nonché alla ricostituzione degli stoccaggi di gas naturale in previsione della prossima stagione invernale e dei rischi di approvvigionamento.

8 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

| (€ milioni) | 30.06.2022 | | | | 31.12.2021 | | | |
|--|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| | Attività | | Passività | | Attività | | Passività | |
| | Correnti | Non correnti |
| Fair value su strumenti finanziari derivati | 24.160 | 87 | 27.021 | 195 | 12.460 | 51 | 12.911 | 115 |
| Passività da contratti con la clientela | | | 341 | 721 | | | 482 | 726 |
| Attività e passività relative ad altre imposte | 592 | 160 | 2.166 | 70 | 442 | 182 | 1.435 | 27 |
| Altre | 875 | 1.202 | 1.121 | 1.566 | 732 | 796 | 928 | 1.378 |
| | 25.627 | 1.449 | 30.649 | 2.552 | 13.634 | 1.029 | 15.756 | 2.246 |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 20 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €41 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €97 milioni (€94 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €263 milioni (€316 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €59 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2021) e alla quota a lungo termine per €304 milioni (€333 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €416 milioni (€391 milioni al 31 dicembre 2021).

Le altre passività comprendono: (i) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €786 milioni (€630 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) passività per ricavi e proventi anticipati per €386 milioni (€361 milioni al 31 dicembre 2021), di cui correnti per €107 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €219 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €79 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €42 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2021); (v) passività per attività d'investimento per €105 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2021).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

9 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

| (€ milioni) | Immobili, impianti e macchinari |
|---|------------------------------------|
| Valore lordo al 31.12.2021 | 198.746 |
| Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021 | 142.447 |
| Valore netto al 31.12.2021 | 56.299 |
| Investimenti | 3.072 |
| Capitalizzazione ammortamenti | 86 |
| Ammortamenti (*) | (2.806) |
| Riprese di valore | (171) |
| Svalutazioni | 5 |
| Radiazioni | (47) |
| Differenze di cambio da conversione | 4.075 |
| Rilevazione iniziale e variazione stima | (1.585) |
| Variazione dell'area di consolidamento | 256 |
| Altre variazioni | (4.313) |
| Valore netto al 30.06.2022 | 54.871 |
| Valore lordo al 30.06.2022 | 193.678 |
| Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2022 | 138.807 |

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €2.538 milioni (€1.786 milioni nel primo semestre 2021).

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore sono indicate alla nota n. 12 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €4.069 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende il decremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente dell'incremento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €253 milioni alle società acquisite nell'ambito del progetto Corazon ed è riferito in particolare all'impianto fotovoltaico da circa 266 MW situato nella Contea di Webb in Texas (USA).

Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita del settore Exploration & Production per €4.180 milioni riferite in particolare agli asset in Angola, nell'ambito degli accordi con BP per conferire tali attività ad una joint venture paritetica.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono pozzi, impianti e macchinari, attività esplorativa e di appraisal nonché immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

| (€ milioni) | Pozzi, impianti e macchinari | Attività esplorativa e di appraisal | Immobilizzazioni in corso | Totale |
|---|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|---------------|
| Valori al 31.12.2021 | 42.342 | 1.244 | 6.545 | 50.131 |
| Investimenti | 66 | 279 | 2.178 | 2.523 |
| Capitalizzazione ammortamenti | | 5 | 81 | 86 |
| Ammortamenti (*) | (2.509) | | | (2.509) |
| Riprese di valore | 2 | | | 2 |
| Svalutazioni | (45) | | | (45) |
| Radiazioni | | (38) | (7) | (45) |
| Differenze di cambio da conversione | 3.312 | 113 | 538 | 3.963 |
| Rilevazione iniziale e variazione stima | (1.651) | (18) | 84 | (1.585) |
| Trasferimenti | 1.989 | (22) | (1.967) | |
| Altre variazioni | (3.528) | (105) | (432) | (4.065) |
| Valori al 30.06.2022 | 39.978 | 1.458 | 7.020 | 48.456 |

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.936 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Messico, Egitto, Stati Uniti, Kazakhstan, Angola, Congo, Iraq e Italia.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €37 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nel semestre sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Egitto, Kenya e Montenegro.

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

| (€ milioni) | Congo | Nigeria | Turkmenistan | USA | Algeria | Egitto | Emirati Arabi Uniti | Italia | Totale |
|--|------------|------------|--------------|-----------|------------|-----------|---------------------|----------|--------------|
| Valori al 31.12.2021 | 218 | 892 | 3 | 68 | 114 | 16 | 508 | | 1.819 |
| Incrementi | | | | | 84 | | | 2 | 86 |
| Riclassifica a Proved Mineral Interest | | | | | | 1 | (2) | | (1) |
| Differenze di cambio da conversione | 20 | 81 | 1 | 5 | 10 | | 45 | | 162 |
| Valori al 30.06.2022 | 238 | 973 | 4 | 73 | 208 | 17 | 551 | 2 | 2.066 |

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €944 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.282 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente ad oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità nigeriane per asseriti reati di corruzione riportati nella sezione Contenziosi della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi della Relazione Finanziaria Annuale 2021 a cui si fa rinvio, ivi inclusa la recente evoluzione avvenuta nel luglio 2022 descritta nella nota 24 – Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi della presente relazione. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio 2021. Eni è in attesa del provvedimento di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) da parte delle competenti autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo presentato istanza di conversione nei termini contrattuali e avendo verificato il rispetto di tutte le condizioni e i requisiti previsti. Sulla base di queste considerazioni Eni ritiene di aver maturato il

diritto alla conversione. Coerentemente, la verifica di recuperabilità dell'asset è stata fatta nell'ottica di value-in-use e ne è stata confermata la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio della produzione. Nel mese di settembre 2020 Eni ha avviato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset. In caso di espresso diniego alla conversione da parte delle Autorità nigeriane o altra azione che lascia presupporre un esproprio del titolo, sarà considerata in sede di redazione delle prossime informazioni finanziarie la riclassificazione dell'asset in una voce dedicata e la valorizzazione del diritto di natura risarcitoria.

10 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

| (€ milioni) | Diritto di utilizzo beni in leasing | Passività per beni in leasing |
|---|-------------------------------------|-------------------------------|
| Valore lordo al 31.12.2021 | 7.403 | |
| Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021 | 2.582 | |
| Valore netto al 31.12.2021 | 4.821 | 5.337 |
| Incrementi | 1.689 | 1.689 |
| Decrementi | | (556) |
| Ammortamenti (*) | (521) | |
| Svalutazioni | (5) | |
| Differenze di cambio da conversione | 344 | 364 |
| Variazione dell'area di consolidamento | 24 | 20 |
| Altre variazioni | (1.951) | (1.949) |
| Valore netto al 30.06.2022 | 4.401 | 4.905 |
| Valore lordo al 30.06.2022 | 6.623 | |
| Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2022 | 2.222 | |

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.785 milioni (€3.195 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 14 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €772 milioni (€765 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €514 milioni (€541 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

La passività per beni in leasing è riferibile per €488 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) alla quota delle passività di competenza del joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

La quota a breve termine delle passività per beni in leasing ammonta a €835 milioni (€948 milioni al 31 dicembre 2021).

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano per €1.924 milioni la riclassifica ad attività destinate alla vendita (RoU) e per €1.984 la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita (Lease Liabilities).

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

11 ATTIVITÀ IMMATERIALI

| (€ milioni) | Attività immateriali a vita utile definita | Goodwill | Altre attività a vita utile indefinita | Totale |
|---|--|--------------|--|--------------|
| Valore lordo al 31.12.2021 | 8.259 | | | |
| Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021 | 6.346 | | | |
| Valore netto al 31.12.2021 | 1.913 | 2.862 | 24 | 4.799 |
| Investimenti | 121 | | | 121 |
| Ammortamenti | (149) | | | (149) |
| Svalutazioni | (4) | | | (4) |
| Variazione dell'area di consolidamento | 4 | 52 | | 56 |
| Differenze di cambio da conversione | 68 | 13 | | 81 |
| Altre variazioni | 9 | (62) | | (53) |
| Valore netto al 30.06.2022 | 1.962 | 2.865 | 24 | 4.851 |
| Valore lordo al 30.06.2022 | 8.296 | | | |
| Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2022 | 6.334 | | | |

Gli investimenti di €121 milioni (€111 milioni nel primo semestre 2021) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Plenitude per €60 milioni (€70 milioni nel primo semestre 2021).

Il saldo finale delle attività a vita utile definita comprende diritti e potenziale esplorativo che si analizzano per tipologia di attività come segue:

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|------------------------------|------------|------------|
| Diritti esplorativi proved | 109 | 236 |
| Diritti esplorativi unproved | 672 | 677 |
| | 781 | 913 |

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill di €52 milioni è riferita all'acquisizione del 100% della SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e il suo portafoglio impianti include una pipeline di progetti di circa 800 MW. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie.

Le altre variazioni del goodwill riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate lo scorso anno la cui allocazione del prezzo delle attività nette acquisite era stata effettuata su basi provvisorie.

Il saldo finale della voce goodwill è esposto al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.520 milioni.

Nel semestre non sono stati rilevati impairment indicator in relazione ai goodwill iscritti in bilancio.

12 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Il mercato petrolifero ha registrato un significativo rafforzamento nel corso del primo semestre 2022 grazie al continuo bilanciamento tra domanda e offerta globale, favorito dalla riapertura delle economie, dalla disciplina finanziaria delle international oil companies e dai problemi produttivi dell'Opec, che ha determinato il progressivo assorbimento dell'eccesso di scorte accumulatosi durante il picco pandemico. In un quadro di fondamentali solidi, l'aggressione militare della Russia nei confronti dell'Ucraina ha aperto un periodo di estrema volatilità a causa dei timori di interruzioni nel flusso di esportazioni degli idrocarburi russi, che coprono una quota importante del supply energetico globale. La volatilità è stata amplificata nel mercato europeo del gas naturale a causa della preesistente situazione di offerta corta. La ripresa unisona della domanda di prodotti raffinati in tutti i segmenti (mobilità stradale, traffico aereo, trasporto industriale) e le strozzature del sistema di raffinazione globale hanno innescato un rilevante rialzo dei margini di raffinazione che nel giro di un trimestre hanno raggiunto valori record storici. Il clima di incertezza e l'accresciuto rischio sistemico conseguenti alla crisi russo-ucraina, la crisi del gas in Europa e il cambio di politica monetaria adottato dalle banche centrali in risposta alla forte ripresa dell'inflazione, stanno avendo un effetto di un rallentamento del ciclo macroeconomico, che i mercati finanziari hanno anticipato nella correzione di giugno, scontando le aumentate possibilità di un "hard landing" dell'economia. Uno scenario di

recessione avrebbe la conseguenza di ridurre in misura più o meno significativa la domanda globale d'idrocarburi.

Considerati tali rischi ed incertezze, riflesse anche nelle quotazioni di borsa che evidenziano al 30 giugno un valore di mercato dell'Eni inferiore al valore di libro dei net asset consolidati, il management ha ritenuto di non eseguire alcuna ripresa di valore delle proprietà oil&gas e delle raffinerie di petrolio nonostante l'attuale rafforzamento dei prezzi e dei margini degli idrocarburi.

13 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto |
|-------------------------------------|---|
| Valore al 31.12.2021 | 5.887 |
| Acquisizioni e sottoscrizioni | 1.068 |
| Cessioni e rimborsi | (449) |
| Valutazione al patrimonio netto | 850 |
| Decremento per dividendi | (156) |
| Differenze di cambio da conversione | 400 |
| Altre variazioni | (1.509) |
| Valore al 30.06.2022 | 6.091 |

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €458 milioni il versamento in conto futuro aumento di capitale di Saipem SpA, per €333 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Commonwealth Fusion Systems Llc impegnata nella costruzione di un impianto pilota per testare la fusione a confinamento magnetico e per €161 milioni l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 Holdco Ltd che sta sviluppando il progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico con una capacità di 1,2 GW al 100% (240 MW in quota Eni) con completamento atteso nel 2025.

Le cessioni e rimborsi riguardano il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per €361 milioni e la cessione di Vår Energi ASA per €88 milioni a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive vendite effettuate sul mercato.

La valutazione al patrimonio netto è riferita essenzialmente: (i) ai proventi su Vår Energi ASA per €293 milioni; (ii) ai proventi su Angola LNG Ltd di €299 milioni; (iii) ai proventi su Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER) per €251 milioni; (iv) agli oneri su Saipem SpA per €57 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per €125 milioni alla Vår Energi ASA.

Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita delle partecipazioni Angola LNG Ltd per €1.116 milioni e alle Dogger Bank (A, B e C) per €740 milioni.

Al 30 giugno 2022 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, uniche società quotate in borsa partecipata da Eni valutate ad equity, sono i seguenti:

| | Saipem SpA | Vår Energi ASA |
|---|------------|----------------|
| Numero di azioni ordinarie | 6.484.127 | 1.574.616.035 |
| % di partecipazione | 31,20 | 63,08 |
| Prezzo delle azioni (*) (€) | 3,987 | 3,742 |
| Valore di mercato (€ milioni) | 26 | 5.892 |
| Valore di libro ante versamento in conto futuro aumento di capitale (€ milioni) | 44 | |
| Versamento in conto futuro aumento di capitale (€ milioni) | 458 | |
| Valore di libro (€ milioni) | 502 | 717 |

(*) Include il valore di borsa dei diritti di opzione per la sottoscrizione di nuove azioni Saipem in rapporto di 95 nuove azioni per 1 azione posseduta.

Al 30 giugno 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è inferiore al valore di libro ante versamento in conto futuro aumento di capitale della partecipazione di €18 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata. Maggiori informazioni sono fornite nella sezione “Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre”.

Al 30 giugno 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi per la quota Eni è superiore di €5.175 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2022 include Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €2.585 milioni, Vår Energi ASA per €717 milioni, Saipem SpA per €502 milioni, Mozambique Rovuma Venture SpA per €380 milioni, Commonwealth Fusion Systems Llc per €364 milioni, Novamont SpA per €308 milioni, Cardón IV SA per €295 milioni e Coral FLNG SA per €218 milioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

| (€ milioni) | Altre partecipazioni |
|-------------------------------------|----------------------|
| Valore al 31.12.2021 | 1.294 |
| Acquisizioni e sottoscrizioni | 29 |
| Differenze di cambio da conversione | 66 |
| Altre variazioni | (180) |
| Valore al 30.06.2022 | 1.209 |

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie in entità non quotate strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla relazione finanziaria annuale 2021.

Il valore di libro al 30 giugno 2022 include la Nigeria LNG Ltd per €694 milioni e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €124 milioni.

I dividendi distribuiti sono commentati alla nota n. 28 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2022 sono indicate nell'allegato “Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022” che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

| (€ milioni) | 30.06.2022 | | 31.12.2021 | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine | 6 | 2.019 | 17 | 1.832 |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine | 42 | | 39 | |
| | 48 | 2.019 | 56 | 1.832 |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 2.641 | | 4.252 | |
| | 2.689 | 2.019 | 4.308 | 1.832 |
| Titoli strumentali all'attività operativa | | 62 | | 53 |
| | 2.689 | 2.081 | 4.308 | 1.885 |

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €443 milioni (€403 milioni al 31 dicembre 2021).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€1.956 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.147 milioni (€1.008 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €377 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €234 milioni (€199 milioni al 31 dicembre 2021) che sarà recuperato con i flussi di cassa associati alla vendita delle riserve di gas, che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €2.018 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,4% e 3,2% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €2.511 milioni (€4.233 milioni al 31 dicembre 2021) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.

Il fair value dei titoli ammonta a €60 milioni ed è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

15 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|---|---------------|---------------|
| Debiti commerciali | 16.202 | 16.795 |
| Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione | 622 | 552 |
| Debiti verso fornitori per attività di investimento | 1.967 | 1.732 |
| Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 1.231 | 1.188 |
| Debiti verso altri | 1.171 | 1.453 |
| | 21.193 | 21.720 |

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €226 milioni (€328 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €100 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2021).

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

16 PASSIVITÀ FINANZIARIE

| (€ milioni) | 30.06.2022 | | | | 31.12.2021 | | | |
|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---------------|
| | Passività finanziarie a breve termine | Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | Totale | Passività finanziarie a breve termine | Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | Totale |
| Banche | 3.758 | 229 | 2.514 | 6.501 | 362 | 347 | 4.650 | 5.359 |
| Obbligazioni ordinarie | | 179 | 18.496 | 18.675 | | 913 | 18.049 | 18.962 |
| Obbligazioni convertibili | | | | | | 399 | | 399 |
| Sustainability-Linked Bond | | 4 | 992 | 996 | | 2 | 996 | 998 |
| Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito | 495 | | | 495 | 836 | | | 836 |
| Altri finanziatori | 997 | 39 | 14 | 1.050 | 1.101 | 120 | 19 | 1.240 |
| | 5.250 | 451 | 22.016 | 27.717 | 2.299 | 1.781 | 23.714 | 27.794 |

Il decremento delle passività finanziarie di €77 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Al 30 giugno 2022 le passività finanziarie con banche comprendono contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, per €1.300 milioni (tale ammontare non considera le linee di credito committed utilizzate al 30 giugno 2022).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 30 giugno 2022 e al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole

restrittive ammontavano rispettivamente a €947 milioni e a €899 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €14.961 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.714 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

| | Importo | Disaggio di emissione e rateo di interesse | Totale | Valuta | Scadenza | | Tasso (%) | |
|--------------------------------------|---------------|--|---------------|--------|----------|------|-----------|-----------|
| | | | | | da | a | da | a |
| (€ milioni) | | | | | | | | |
| Società emittente | | | | | | | | |
| <i>Euro Medium Term Notes</i> | | | | | | | | |
| Eni SpA | 1.200 | 37 | 1.237 | EUR | 2025 | | | 3,750 |
| Eni SpA | 1.000 | 30 | 1.030 | EUR | 2023 | | | 3,250 |
| Eni SpA | 1.000 | 11 | 1.011 | EUR | 2029 | | | 3,625 |
| Eni SpA | 1.000 | 3 | 1.003 | EUR | 2026 | | | 1,500 |
| Eni SpA | 1.000 | | 1.000 | EUR | 2030 | | | 0,625 |
| Eni SpA | 1.000 | | 1.000 | EUR | 2031 | | | 2,000 |
| Eni SpA | 1.000 | (4) | 996 | EUR | 2026 | | | 1,250 |
| Eni SpA | 900 | 2 | 902 | EUR | 2024 | | | 0,625 |
| Eni SpA | 800 | (5) | 795 | EUR | 2028 | | | 1,625 |
| Eni SpA | 750 | 4 | 754 | EUR | 2024 | | | 1,750 |
| Eni SpA | 750 | 2 | 752 | EUR | 2027 | | | 1,500 |
| Eni SpA | 750 | | 750 | EUR | 2034 | | | 1,000 |
| Eni SpA | 650 | 1 | 651 | EUR | 2025 | | | 1,000 |
| Eni SpA | 600 | 1 | 601 | EUR | 2028 | | | 1,125 |
| Eni Finance International | 1.684 | (2) | 1.682 | USD | 2026 | 2027 | | variabile |
| Eni Finance International | 795 | 2 | 797 | EUR | 2025 | 2043 | 1,275 | 5,441 |
| | 14.879 | 82 | 14.961 | | | | | |
| <i>Altri prestiti obbligazionari</i> | | | | | | | | |
| Eni SpA | 962 | 9 | 971 | USD | 2023 | | | 4,000 |
| Eni SpA | 962 | 5 | 967 | USD | 2028 | | | 4,750 |
| Eni SpA | 962 | | 962 | USD | 2029 | | | 4,250 |
| Eni SpA | 337 | 1 | 338 | USD | 2040 | | | 5,700 |
| Eni USA Inc | 385 | 1 | 386 | USD | 2027 | | | 7,300 |
| CEF3 Wind Energy SpA | 91 | (1) | 90 | EUR | 2025 | | | 2,010 |
| | 3.699 | 15 | 3.714 | | | | | |
| | 18.578 | 97 | 18.675 | | | | | |

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.001 milioni. Nel corso del primo semestre 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium-Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2022 il programma risulta utilizzato per €15,9 miliardi.

Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked bond emesso da Eni SpA sono le seguenti:

| | Importo | Disaggio di emissione e rateo di interesse | Totale | Valuta | Scadenza | Tasso (%) |
|-------------|---------|--|--------|--------|----------|-----------|
| (€ milioni) | | | | | | |
| Eni SpA | 1.000 | (4) | 996 | EUR | 2028 | 0,375 |

Nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, Eni ha emesso sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di

determinati obiettivi di sostenibilità che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Al 30 giugno 2022 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €5.600 milioni (€6.207 milioni al 31 dicembre 2021) e di linee di credito committed non utilizzate per €5.021 milioni, di cui €4.870 milioni scadenti oltre 12 mesi (€2.835 milioni al 31 dicembre 2021, di cui 2.820 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 30 giugno 2022 le linee di credito committed, utilizzate e non utilizzate, comprendono contratti sustainability-linked per €4.850 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021). L'utilizzo delle linee di credito è avvenuto per adempiere gli obblighi di mantenere un ammontare adeguato di depositi finanziari (margin call) a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity in relazione ai significativi aumenti dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrati nel semestre.

Al 30 giugno 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|---|---------------|---------------|
| Obbligazioni ordinarie e Sustainability-Linked Bond | 18.955 | 23.070 |
| Obbligazioni convertibili | | 513 |
| Banche | 2.644 | 5.029 |
| Altri finanziatori | 53 | 138 |
| | 21.652 | 28.750 |

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,4% e 3,2% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

| (€ milioni) | Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine | Debiti finanziari a breve termine | Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine | Totale |
|---|--|-----------------------------------|--|---------------|
| Valore al 31.12.2021 | 25.495 | 2.299 | 5.337 | 33.131 |
| Variazioni monetarie | (3.565) | 2.859 | (556) | (1.262) |
| Differenze di cambio da conversione e da allineamento | 268 | 96 | 392 | 756 |
| Variazione area di consolidamento | 59 | 14 | 20 | 93 |
| Altre variazioni non monetarie | 210 | (18) | (288) | (96) |
| Valore al 30.06.2022 | 22.467 | 5.250 | 4.905 | 32.622 |

Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.689 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €1.984 milioni di riclassifiche a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 10 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

17 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema dell'indebitamento finanziario netto è stato aggiornato sulla base delle indicazioni Consob che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti. L'indebitamento finanziario netto posto a confronto è stato rideterminato alla luce del nuovo schema senza modifiche quantitative.

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|--|-----------------|-----------------|
| A. Disponibilità liquide | 3.603 | 2.758 |
| B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide | 7.297 | 5.496 |
| C. Altre attività finanziarie correnti | 8.945 | 10.553 |
| D. Liquidità (A+B+C) | 19.845 | 18.807 |
| E. Debito finanziario corrente | 5.433 | 3.613 |
| F. Quota corrente del debito finanziario non corrente | 1.103 | 1.415 |
| G. Indebitamento finanziario corrente (E+F) | 6.536 | 5.028 |
| H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D) | (13.309) | (13.779) |
| I. Debito finanziario non corrente | 6.598 | 9.058 |
| J. Strumenti di debito | 19.488 | 19.045 |
| K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti | | |
| L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K) | 26.086 | 28.103 |
| M. Totale indebitamento finanziario (H+L) | 12.777 | 14.324 |

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €140 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie destinate al trading che sono commentate alla nota n. 5 – Attività finanziarie destinate al trading; (ii) i crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 14 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 16 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €835 milioni e €4.070 milioni (rispettivamente €948 milioni e €4.389 milioni al 31 dicembre 2021) di cui, €488 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

18 FONDI PER RISCHI E ONERI

| (€ milioni) | Fondi per rischi e oneri |
|---|-----------------------------|
| Valore al 31.12.2021 | 13.593 |
| Accantonamenti | 577 |
| Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project | (1.585) |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo | 70 |
| Utilizzi a fronte oneri | (484) |
| Utilizzi per esuberanza | (53) |
| Differenze cambio da conversione | 463 |
| Altre variazioni | (622) |
| Valore al 30.06.2022 | 11.959 |

Gli accantonamenti del semestre riguardano principalmente oneri ambientali e oneri per dispute contrattuali.

Il decremento della rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project è riferito al settore Exploration & Production ed è dovuto principalmente all'incremento dei tassi di attualizzazione.

Gli utilizzi a fronte oneri hanno riguardato l'avanzamento dei progetti di bonifica ambientale, di abbandono e ripristino siti e il risarcimento di claim assicurativi.

19 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|---|--------------|--------------|
| Passività per imposte differite lorde | 9.930 | 10.668 |
| Attività per imposte anticipate compensabili | (4.279) | (5.833) |
| Passività per imposte differite | 5.651 | 4.835 |
| Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione | 7.824 | 8.546 |
| Passività per imposte differite compensabili | (4.279) | (5.833) |
| Attività per imposte anticipate | 3.545 | 2.713 |

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

| (€ milioni) | Passività per imposte differite lorde | Attività per imposte anticipate lorde | Fondo svalutazione attività per imposte anticipate | Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione |
|--|--|--|--|--|
| Valore al 31.12.2021 | 10.668 | 17.150 | (8.604) | 8.546 |
| Variazioni di periodo | 594 | (70) | 33 | (37) |
| Variazioni con effetto ad OCI | (36) | 686 | | 686 |
| Differenze di cambio da conversione | 773 | 733 | (216) | 517 |
| Riclassifica ad attività e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | (1.875) | (2.217) | 531 | (1.686) |
| Altre variazioni | (194) | (516) | 314 | (202) |
| Valore al 30.06.2022 | 9.930 | 15.766 | (7.942) | 7.824 |

Le imposte sul reddito sono indicate alla nota n. 29 – Imposte sul reddito.

20 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

| (€ milioni) | 30.06.2022 | | | 31.12.2021 | | |
|--|-------------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------------------------|
| | Fair value attivo | Fair value passivo | Gerarchia del fair value - Livello | Fair value attivo | Fair value passivo | Gerarchia del fair value - Livello |
| Contratti derivati non di copertura | | | | | | |
| <i>Contratti su valute</i> | | | | | | |
| - Currency swap | 201 | 60 | 2 | 113 | 39 | 2 |
| - Interest currency swap | | 147 | 2 | 30 | 7 | 2 |
| - Outright | 2 | 2 | 2 | 3 | 11 | 2 |
| - Altro | 3 | | 2 | | | |
| | 206 | 209 | | 146 | 57 | |
| <i>Contratti su interessi</i> | | | | | | |
| - Interest rate swap | 59 | 36 | 2 | 13 | 43 | 2 |
| - Altro | | 3 | 2 | | | |
| | 59 | 39 | | 13 | 43 | |
| <i>Contratti su merci</i> | | | | | | |
| - Future | 814 | 730 | 1 | 603 | 496 | 1 |
| - Over the counter | 194 | 189 | 2 | 102 | 121 | 2 |
| - Altro | | 162 | 2 | 1 | 55 | 2 |
| | 1.008 | 1.081 | | 706 | 672 | |
| | 1.273 | 1.329 | | 865 | 772 | |
| Contratti derivati di negoziazione | | | | | | |
| <i>Contratti su merci</i> | | | | | | |
| - Over the counter | 22.993 | 26.407 | 2 | 12.050 | 11.939 | 2 |
| - Future | 17.288 | 12.224 | 1 | 6.555 | 5.002 | 1 |
| | 40.281 | 38.631 | | 18.605 | 16.941 | |
| Contratti derivati cash flow hedge | | | | | | |
| <i>Contratti su merci</i> | | | | | | |
| - Over the counter | | 64 | 2 | 7 | 735 | 2 |
| - Future | 40 | 4.487 | 1 | 193 | 1.672 | 1 |
| | 40 | 4.551 | | 200 | 2.407 | |
| <i>Contratti su interessi</i> | | | | | | |
| - Interest rate swap | 10 | | 2 | | 3 | 2 |
| | 10 | | | | 3 | |
| | 50 | 4.551 | | 200 | 2.410 | |
| Opzioni | | | | | | |
| - Altre opzioni | | 62 | 3 | | 62 | 3 |
| | | 62 | | | 62 | |
| Totale contratti derivati lordi | 41.604 | 44.573 | | 19.670 | 20.185 | |
| Compensazione | (17.357) | (17.357) | | (7.159) | (7.159) | |
| Totale contratti derivati netti | 24.247 | 27.216 | | 12.511 | 13.026 | |
| Di cui: | | | | | | |
| - correnti | 24.160 | 27.021 | | 12.460 | 12.911 | |
| - non correnti | 87 | 195 | | 51 | 115 | |

Nel 2021 Eni ha sottoscritto interest rate swap e cross currency swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 30 giugno 2022 il fair value di tali contratti è attivo per €9 milioni.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Nel corso del primo semestre 2022 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|--|-----------------|-----------------|
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 19 | 6 |
| Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati | (793) | 42 |
| | (774) | 48 |

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

I proventi (oneri) finanziari netti su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------|-----------------|
| Strumenti finanziari derivati su valute | (139) | (235) |
| Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | 49 | 17 |
| Opzioni su titoli | 2 | |
| | (88) | (218) |

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

21 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €9.823 milioni e €4.385 milioni, riguardano: (i) l'accordo per la creazione di una joint venture paritetica indipendente in Angola con BP che unirà le attività angolane delle due società. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €8.797 milioni (di cui attività correnti €1.031 milioni) e a €4.255 milioni (di cui passività correnti €1.404 milioni); (ii) l'accordo di cessione con la joint venture norvegese Vårgrønn (Eni 69,6%) del 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank A, B e C nel Regno Unito. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita ammontano a €740 milioni; (iii) l'accordo di cessione delle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company. Le attività oggetto dell'accordo consistono in partecipazioni in otto licenze di sviluppo e produzione nei bacini Kithar Fold Belt e Middle Indus e quattro licenze di esplorazione nei bacini Middle Indus e Indus Offshore. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €117 milioni (di cui attività correnti €97 milioni) e a €130 milioni (di cui passività correnti €41 milioni); (iv) la cessione della partecipata Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA attiva nella distribuzione del gas in Grecia per €135 milioni; (v) la cessione di attività materiali per un valore di iscrizione complessivo di €34 milioni.

22 PATRIMONIO NETTO

PATRIMONIO NETTO DI ENI

| (€ milioni) | 30.06.2022 | 31.12.2021 |
|---|---------------|---------------|
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 |
| Utili relativi a esercizi precedenti | 26.818 | 22.750 |
| Riserva per differenze cambio da conversione | 10.051 | 6.530 |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale: | | |
| - Obbligazioni subordinate perpetue | 5.000 | 5.000 |
| - Riserva legale | 959 | 959 |
| - Riserva per acquisto di azioni proprie | 770 | 958 |
| - Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge | (2.716) | (896) |
| - Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti | (61) | (117) |
| - Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto | 91 | 54 |
| - Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value | 182 | 141 |
| - Altre riserve | 190 | 190 |
| Azioni proprie | (770) | (958) |
| Utile netto | 7.398 | 5.821 |
| | 51.917 | 44.437 |

CAPITALE SOCIALE

Al 30 giugno 2022, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) ed è rappresentato da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.605.594.848 azioni ordinarie al 31 dicembre 2021).

L'11 maggio 2022, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di €0,43 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 25 maggio 2022, con data di stacco cedola il 23 maggio 2022 e "record date" il 24 maggio 2022. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2021 ammonta perciò a €0,86; (ii) l'annullamento di n. 34.106.871 azioni proprie, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino al 30 aprile 2023, all'acquisto massimo di un numero di azioni pari al 10% delle azioni ordinarie (e al 10% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €2,5 miliardi; in esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2022 sono state acquistate n. 16.510.852 azioni proprie per un controvalore complessivo di €212 milioni.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €770 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) e sono rappresentate da n. 48.242.154 azioni ordinarie Eni (65.838.173 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2021) possedute da Eni SpA.

Nel primo semestre 2022, sono state acquistate n. 16.510.852 azioni proprie per un controvalore complessivo di €212 milioni e sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni.

23 ALTRE INFORMAZIONI

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|--|-----------------|-----------------|
| Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti | | |
| Attività correnti | 3 | 101 |
| Attività non correnti | 276 | 368 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | (86) | (51) |
| Passività correnti e non correnti | (6) | (66) |
| Effetto netto degli investimenti | 187 | 352 |
| Interessenza di terzi | (15) | (1) |
| Totale prezzo di acquisto | 172 | 351 |
| a dedurre: | | |
| <i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i> | (2) | (20) |
| Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite | 170 | 331 |
| Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti | | |
| Attività correnti | 5 | 2 |
| Attività non correnti | 1 | |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | 7 | |
| Passività correnti e non correnti | (4) | |
| Effetto netto dei disinvestimenti | 9 | 2 |
| Plusvalenze per disinvestimenti | 2 | |
| Totale prezzo di vendita | 11 | 2 |
| a dedurre: | | |
| <i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i> | (7) | |
| Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute | 4 | 2 |
| Business combination Unión Fenosa Gas | | |
| Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta | | 233 |
| a dedurre: | | |
| Partecipazioni e rami d'azienda acquistati | | |
| Attività correnti | | 371 |
| Attività non correnti | | 394 |
| Indebitamento finanziario netto | | (128) |
| Passività correnti e non correnti | | (436) |
| Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati | | 201 |
| Totale disinvestimenti netti | | 32 |
| a dedurre: | | |
| <i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i> | | 42 |
| Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite | | 74 |
| Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute | 4 | 76 |

Il 12 gennaio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e il suo portafoglio impianti include una pipeline di progetti di circa 800 MW, che costituiranno la base per l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese. L'operazione rappresenta l'ingresso di Eni nel mercato greco delle rinnovabili e rientra nell'ambito del piano di crescita e della relativa integrazione con il business retail. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €51 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €52 milioni.

Il 24 febbraio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas (USA). Nella stessa area, è stata finalizzata l'acquisizione del progetto di stoccaggio Guajillo, da circa 200 MW/400 MWh, in fase di sviluppo avanzato che, secondo le previsioni, sarà operativo prima della fine del 2023. Il progetto di stoccaggio di Guajillo utilizzerà le stesse infrastrutture di interconnessione dell'impianto fotovoltaico Corazon I e supporterà la rete locale stoccando energia quando la generazione di energia rinnovabile è elevata e rilasciandola quando è maggiormente necessaria per soddisfare i picchi di consumo. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €121 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €85 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €2 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie senza rilevazione di goodwill.

I disinvestimenti del primo semestre 2022 hanno riguardato la cessione del 100% della società Ing. Luigi Conti Vecchi SpA per un corrispettivo di €11 milioni e disponibilità liquide cedute di €7 milioni.

Gli investimenti del primo semestre 2021 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA (ora Eni Plenitude SpA) del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi a clienti residenziali, piccole e medie imprese e grandi aziende nel mercato iberico e l'acquisizione da parte di Ecofuel SpA del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA), leader italiana nel settore della produzione di biogas.

I disinvestimenti del primo semestre 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

BUSINESS COMBINATION

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2021 relativamente alle business combination FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) della linea di business Refining & Marketing e del Portafoglio di 13 campi eolici onshore della linea di business Plenitude è di seguito rappresentata.

| (€ milioni) | FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) Allocazione provvisoria | FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) Allocazione definitiva | Portafoglio di 13 campi eolici onshore Allocazione provvisoria | Portafoglio di 13 campi eolici onshore Allocazione definitiva |
|---|--|---|---|--|
| Attività correnti | 23 | 23 | 32 | 32 |
| Immobili, impianti e macchinari | 38 | 144 | 423 | 209 |
| Attività immateriali | 2 | 2 | 9 | 213 |
| Goodwill | 80 | 9 | 302 | 308 |
| Altre attività non correnti | 13 | 13 | 34 | 34 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | (14) | (14) | (215) | (214) |
| Passività correnti e non correnti | (9) | (44) | (100) | (97) |
| Effetto netto degli investimenti | 133 | 133 | 485 | 485 |
| Interessenze di terzi | (1) | (1) | | |
| Totale prezzo di acquisto | 132 | 132 | 485 | 485 |

24 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

L'ammontare delle garanzie e degli impegni e rischi non hanno subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2021 ad eccezione: (i) della garanzia rilasciata nell'interesse di Saipem SpA per €898 milioni a beneficio del consorzio bancario che ha concesso una liquidity facility alla società. La garanzia prevede commissioni a condizioni di mercato. Nel mese di luglio, a seguito del rimborso della linea di credito ed estinzione del relativo contratto di finanziamento da parte di Saipem SpA la garanzia è stata cancellata; (ii) dell'incremento di €760 milioni dei rischi di custodia di beni di terzi a seguito dell'aumento dei prezzi delle commodity energetiche.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Per la gestione dei rischi finanziari si fa rinvio a quanto riportato nella Relazione finanziaria annuale 2021. Di seguito si riportano gli aggiornamenti relativi al "Rischio di mercato – Liquidità strategica" e al "Rischio di liquidità".

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Al 30 giugno 2022 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A- in lieve miglioramento rispetto al 31 dicembre 2021 (A-/BBB+).

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

| (€ milioni) | I semestre 2022 | | | | 2021 | | | |
|-----------------------------------|-----------------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|----------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Tasso di interesse ^(a) | 9,05 | 3,36 | 5,15 | 8,51 | 11,04 | 1,29 | 3,32 | 3,66 |
| Tasso di cambio ^(a) | 0,95 | 0,09 | 0,27 | 0,21 | 0,28 | 0,11 | 0,18 | 0,12 |

^(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| (€ milioni) | I semestre 2022 | | | | 2021 | | | |
|--|-----------------|--------|--------|--------------|---------|--------|-------|----------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Portfolium Management Esposizioni Commerciali ^(a) | 760,76 | 74,60 | 374,42 | 711,25 | 42,76 | 2,91 | 23,80 | 2,91 |
| Trading ^(b) | 1,63 | 0,01 | 0,27 | 0,45 | 1,03 | 0,12 | 0,37 | 0,20 |

^(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green\Traditional Refining & Marketing, Eni Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, GTR&M e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

^(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| (€ milioni) | I semestre 2022 | | | | 2021 | | | |
|--|-----------------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|----------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a) | 0,30 | 0,23 | 0,26 | 0,24 | 0,40 | 0,29 | 0,33 | 0,30 |

^(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| (\$ milioni) | I semestre 2022 | | | | 2021 | | | |
|---|-----------------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|----------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(b) | 0,13 | 0,07 | 0,10 | 0,07 | 0,14 | 0,05 | 0,11 | 0,13 |

^(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2022 il programma risulta utilizzato per circa €15,9 miliardi (di cui Eni SpA per €13,5 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Non ci sono state variazioni nel corso del 2022.

Al 30 giugno 2022, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €5.600 milioni. Le linee di credito committed totali sono pari a €5.127 milioni (di cui €5.000 milioni in capo a Eni

SpA) di cui non utilizzate per €5.021 milioni; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | Oltre | |
| Passività finanziarie | 5.485 | 2.906 | 2.239 | 2.619 | 3.285 | 11.087 | 27.621 |
| Passività per beni in leasing | 450 | 685 | 499 | 391 | 330 | 2.499 | 4.854 |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 26.912 | 92 | 43 | 52 | 36 | 81 | 27.216 |
| | 32.847 | 3.683 | 2.781 | 3.062 | 3.651 | 13.667 | 59.691 |
| Interessi su debiti finanziari | 280 | 479 | 399 | 372 | 297 | 944 | 2.771 |
| Interessi su passività per beni in leasing | 135 | 220 | 195 | 175 | 159 | 791 | 1.675 |
| | 415 | 699 | 594 | 547 | 456 | 1.735 | 4.446 |
| Garanzie finanziarie | 2.613 | | | | | | 2.613 |

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €778 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | |
|-------------------------|------------------|------------|---------------|
| | 2022 | Oltre | Totale |
| Debiti commerciali | 16.202 | | 16.202 |
| Altri debiti e anticipi | 4.991 | 212 | 5.203 |
| | 21.193 | 212 | 21.405 |

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2022 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|--|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | Oltre | |
| Costi di abbandono e ripristino siti ^(a) | 296 | 375 | 348 | 412 | 553 | 10.915 | 12.899 |
| Costi relativi a fondi ambientali | 389 | 359 | 287 | 243 | 203 | 750 | 2.231 |
| Impegni di acquisto ^(b) | 26.607 | 34.774 | 27.819 | 23.411 | 18.741 | 79.812 | 211.164 |
| - Gas | | | | | | | |
| Take-or-pay | 24.716 | 33.540 | 27.055 | 22.952 | 18.476 | 79.410 | 206.149 |
| Ship or pay | 496 | 585 | 486 | 432 | 259 | 377 | 2.635 |
| - Altri impegni di acquisto | 1.395 | 649 | 278 | 27 | 6 | 25 | 2.380 |
| Altri Impegni | 2 | | | | | 104 | 106 |
| - Memorandum di intenti Val d'Agri | 2 | | | | | 104 | 106 |
| Totale ^(c) | 27.294 | 35.508 | 28.454 | 24.066 | 19.497 | 91.581 | 226.400 |

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni delle società classificate come destinate alla vendita per €723 milioni.

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

| (€ milioni) | Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie | Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate | Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale |
|-------------------------------------|--|---|--|
| 30.06.2022 | | | |
| Attività finanziarie | | | |
| Crediti commerciali e altri crediti | 21.560 | 2.456 | 19.104 |
| Altre attività correnti | 38.094 | 12.467 | 25.627 |
| Altre attività non correnti | 6.339 | 4.890 | 1.449 |
| Passività finanziarie | | | |
| Debiti commerciali e altri debiti | 23.649 | 2.456 | 21.193 |
| Altre passività correnti | 43.116 | 12.467 | 30.649 |
| Altre passività non correnti | 7.442 | 4.890 | 2.552 |
| 31.12.2021 | | | |
| Attività finanziarie | | | |
| Crediti commerciali e altri crediti | 20.461 | 1.611 | 18.850 |
| Altre attività correnti | 20.791 | 7.157 | 13.634 |
| Altre attività non correnti | 1.031 | 2 | 1.029 |
| Passività finanziarie | | | |
| Debiti commerciali e altri debiti | 23.331 | 1.611 | 21.720 |
| Altre passività correnti | 22.913 | 7.157 | 15.756 |
| Altre passività correnti | 2.248 | 2 | 2.246 |

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €2.157 milioni (€1.540 milioni al 31 dicembre 2021) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €299 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €17.357 milioni (€7.159 milioni al 31 dicembre 2021).

Contenziosi

La Relazione Semestrale redatta in forma "condensed" ai sensi dello IAS 34 presuppone la conoscenza della Relazione Finanziaria Annuale di cui costituisce, in linea di massima, un aggiornamento per gli sviluppi successivi. Nel primo semestre 2022 non si sono verificati sviluppi significativi nei procedimenti di cui la Società è parte, tali da comportare un aumento del grado di rischio o delle potenziali perdite ad essi associate. Pertanto, per la rappresentazione della situazione dei contenziosi di cui è parte Eni si rinvia al contenuto della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato della Relazione Finanziaria

Annuale 2021 dove sono oggetto d'informativa i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Per quanto riguarda gli sviluppi registrati nel semestre si segnala:

- in relazione al procedimento penale presso la Procura della Repubblica di Milano avente a oggetto un presunto reato di corruzione internazionale nell'ambito dell'assegnazione a Eni del Blocco petrolifero OPL 245 in Nigeria nel 2011, la rinuncia all'appello da parte della Procura Generale di Milano, che ha sancito il passaggio in giudicato della sentenza di assoluzione di primo grado pronunciata nel marzo 2021 nei confronti della persona giuridica Eni e dei suoi manager, che pertanto diventa definitiva;
- in relazione alla complessa vicenda della bonifica del sito di Cengio e del lungo contenzioso in essere con il MATTM, la sentenza di primo grado favorevole alla controllata Eni responsabile delle attività di bonifica e proprietaria del sito che ha respinto le richieste dei ricorrenti sul presupposto che la stessa non possa essere considerata successore del precedente proprietario del sito quando questo era operativo;
- in relazione al procedimento penale 12333/2017 promosso dalla Procura della Repubblica di Milano, il provvedimento della Procura di stralcio dal procedimento, ai fini di una successiva richiesta di archiviazione, in relazione alle posizioni di Eni SpA, dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA, a conferma della loro estraneità dalle contestazioni contenute nell'avviso di conclusioni indagini del dicembre 2021;
- in relazione alla complessa vicenda penale per diversi presunti reati ambientali, riuniti in un solo fascicolo, occorsi presso il SIN di Mantova, la cui proprietà passò di mano da Montedison a Eni nell'ambito dell'operazione Enimont negli anni '90, a conclusione della fase di udienza preliminare il GUP di Mantova il 29 aprile 2022 ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison responsabili amministrativi ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il procedimento è in corso.

Rispetto alla chiusura della Relazione Finanziaria Annuale 2021 e la presente Relazione Semestrale, la Società è divenuta parte dei seguenti nuovi contenziosi:

(i) Versalis SpA - Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA - Priolo Gargallo. La Procura della Repubblica di Siracusa sta indagando in merito a presunti reati di disastro ambientale e di violazione della normativa in materia di scarichi, secondo l'assunto accusatorio in corso di consumazione, a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, con allora ruolo dirigenziale in Priolo Servizi, in relazione al sistema di scarichi dei reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA.

Le persone giuridiche Versalis e Priolo Servizi, nonché altre società coinsediate nel sito, risultano Enti indagati ai sensi del D. Lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 venivano notificati l'ordinanza di applicazione di misura cautelare e il decreto di sequestro preventivo con i quali il Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Con il medesimo atto, veniva, altresì, disposta nei confronti di vari soggetti indagati la misura interdittiva del divieto di svolgere mansioni nelle società coinvolte nelle indagini, nonché presso imprese concorrenti o comunque operanti nel medesimo settore produttivo, per la durata di 12 mesi. Nella stessa data veniva inoltre, notificato a Versalis una "Richiesta di Consegna" emessa dalla Procura della Repubblica in relazione a protocolli attuativi dei modelli organizzativi nonché ad ogni eventuale documentazione correlata di rilievo in materia D.Lgs.231/01 e Versalis provvedeva a consegnare tempestivamente i documenti richiesti. La società sta valutando di presentare una nota tecnica volta a dimostrare che il contributo di Versalis all'impianto di depurazione gestito da IAS è pienamente rispettoso delle norme e in ogni caso irrilevante rispetto all'ipotesi accusatoria. Tale nota è finalizzata ad ottenere la prosecuzione dell'esercizio dell'impianto di depurazione.

(ii) Eni Rewind SpA – Priolo – Cause civili malformazioni. Nel mese di febbraio 2022 Eni Rewind è convenuta in giudizio innanzi al Tribunale di Siracusa da parte di due ricorrenti cittadini di Augusta (SR), i quali chiedono l'accertamento delle responsabilità e la condanna al risarcimento dei danni derivanti da gravi

malformazioni asseritamente riconducibili all'inquinamento derivante dagli sversamenti di mercurio dell'impianto cloro-soda dello stabilimento di Priolo. La richiesta di risarcimento ammonta a complessivi €800.000 per ciascuno degli attori.

Eni Rewind si è costituita in giudizio il 9 giugno 2022 e svolgerà domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra il 1972 e il 1975 (anni di nascita degli attori). Il procedimento è in corso.

(iii) Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto - Procedimento penale per violazione accertamento accise. Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale per il relativo versamento delle accise del prodotto energetico movimentato in un serbatoio della raffineria di Taranto.

A esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati l'allora direttore della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta, continuata sottrazione all'accertamento delle accise, in concorso, in ragione di plurime movimentazioni dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore è stato posto sotto sequestro, nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021. Il procedimento è in corso.

25 RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e Altre attività | Totale |
|--|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|---------------|
| I semestre 2022 | | | | | | |
| Ricavi da clienti terzi | 6.194 | 18.568 | 29.389 | 9.442 | 92 | 63.685 |
| Ricavi per area geografica: | | | | | | |
| Italia | 298 | 9.784 | 9.454 | 7.143 | 34 | 26.713 |
| Resto dell'Unione Europea | | 3.789 | 8.119 | 2.287 | 1 | 14.196 |
| Resto dell'Europa | 22 | 3.857 | 6.666 | | 18 | 10.563 |
| Americhe | 153 | | 3.057 | 4 | 6 | 3.220 |
| Asia | 1.016 | 1.094 | 2.035 | 8 | 9 | 4.162 |
| Africa | 4.662 | 44 | 56 | | 24 | 4.786 |
| Altre aree | 43 | | 2 | | | 45 |
| | 6.194 | 18.568 | 29.389 | 9.442 | 92 | 63.685 |
| Ricavi per prodotti e servizi venduti: | | | | | | |
| Ricavi per: | | | | | | |
| - Vendita greggi | 2.776 | | 10.273 | | | 13.049 |
| - Vendita prodotti petroliferi | 554 | | 14.518 | | | 15.072 |
| - Vendita gas naturale e GNL | 2.758 | 18.346 | 30 | 3.153 | | 24.287 |
| - Vendita prodotti petrolchimici | | | 3.767 | | 3 | 3.770 |
| - Vendita altri prodotti | 26 | 17 | 221 | 5.420 | 1 | 5.685 |
| - Servizi | 80 | 205 | 580 | 869 | 88 | 1.822 |
| | 6.194 | 18.568 | 29.389 | 9.442 | 92 | 63.685 |
| Tempistiche di trasferimento beni/servizi: | | | | | | |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 6.046 | 18.486 | 29.250 | 9.343 | 29 | 63.154 |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale | 148 | 82 | 139 | 99 | 63 | 531 |
| I semestre 2021 | | | | | | |
| Ricavi da clienti terzi | 4.035 | 4.789 | 17.444 | 4.421 | 99 | 30.788 |
| Ricavi per area geografica: | | | | | | |
| Italia | 15 | 2.144 | 10.892 | 3.162 | 40 | 16.253 |
| Resto dell'Unione Europea | | 895 | 2.923 | 1.254 | 1 | 5.073 |
| Resto dell'Europa | 56 | 977 | 540 | | 17 | 1.590 |
| Americhe | 167 | | 1.640 | 1 | 4 | 1.812 |
| Asia | 690 | 719 | 1.416 | 4 | 10 | 2.839 |
| Africa | 3.049 | 54 | 32 | | 26 | 3.161 |
| Altre aree | 58 | | 1 | | 1 | 60 |
| | 4.035 | 4.789 | 17.444 | 4.421 | 99 | 30.788 |
| Ricavi per prodotti e servizi venduti: | | | | | | |
| Ricavi per: | | | | | | |
| - Vendita greggi | 1.742 | | 6.464 | | | 8.206 |
| - Vendita prodotti petroliferi | 378 | | 7.701 | | | 8.079 |
| - Vendita gas naturale e GNL | 1.778 | 4.615 | 15 | 1.589 | | 7.997 |
| - Vendita prodotti petrolchimici | | | 2.816 | 3 | | 2.819 |
| - Vendita altri prodotti | 33 | 2 | 22 | 1.757 | 4 | 1.818 |
| - Servizi | 104 | 172 | 426 | 1.072 | 95 | 1.869 |
| | 4.035 | 4.789 | 17.444 | 4.421 | 99 | 30.788 |
| Tempistiche di trasferimento beni/servizi: | | | | | | |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 3.889 | 4.712 | 17.256 | 4.420 | 37 | 30.314 |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale | 146 | 77 | 188 | 1 | 62 | 474 |

Maggiori informazioni sui ricavi della gestione caratteristica per settore di attività sono indicate alla nota n. 31 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

26 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|--|-----------------|-----------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 39.406 | 15.768 |
| Costi per servizi | 5.331 | 5.153 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 868 | 517 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 479 | 147 |
| Altri oneri | 894 | 610 |
| | 46.978 | 22.195 |
| a dedurre: | | |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (96) | (78) |
| | 46.882 | 22.117 |

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €105 milioni (€102 milioni nel primo semestre 2021).

COSTO LAVORO

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------|-----------------|
| Costo lavoro | 1.605 | 1.544 |
| a dedurre: | | |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (57) | (51) |
| | 1.548 | 1.493 |

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

27 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------|-----------------|
| Proventi (oneri) finanziari | | |
| Proventi finanziari | 3.456 | 1.831 |
| Oneri finanziari | (3.805) | (2.105) |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | (91) | 19 |
| Strumenti finanziari derivati | (88) | (218) |
| | (528) | (473) |

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|--|-----------------|-----------------|
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | | |
| Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (241) | (234) |
| Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori | (59) | (44) |
| Interessi passivi su passività per beni in leasing | (171) | (153) |
| Interessi attivi verso banche | 5 | 2 |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 8 | 6 |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | (91) | 19 |
| | (549) | (404) |
| Differenze attive (passive) di cambio | 180 | 246 |
| Strumenti finanziari derivati | (88) | (218) |
| Altri proventi (oneri) finanziari | | |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 13 | 32 |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 47 | 27 |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a) | (70) | (75) |
| Altri proventi (oneri) finanziari | (61) | (81) |
| | (71) | (97) |
| | (528) | (473) |

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 10 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 20 – Strumenti finanziari derivati.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

28 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le informazioni relative alle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono riportate alla nota n. 13 - Partecipazioni.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------|-----------------|
| Dividendi | 151 | 66 |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita | 434 | |
| Altri proventi (oneri) netti | 74 | (16) |
| | 659 | 50 |

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €113 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €20 milioni (rispettivamente, €36 milioni e €14 milioni nel I semestre 2021).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €432 milioni alle plusvalenze realizzate a seguito della quotazione, attraverso una IPO presso la borsa di Oslo, della partecipata Vår Energi ASA e alle successive vendite effettuate sul mercato.

29 IMPOSTE SUL REDDITO

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|-------------------------|-----------------|-----------------|
| Imposte correnti | 4.264 | 1.747 |
| Imposte differite nette | 631 | 98 |
| | 4.895 | 1.845 |

Le imposte correnti sono riferite a società italiane per €736 milioni (€147 milioni nel primo semestre 2021) ed includono un onere d'imposta di €546 milioni a titolo di contributo solidaristico straordinario una tantum come previsto dalla legge n. 51 del 20 maggio u.s. (conversione del D.L. 21 del 21 marzo "c.d. Decreto Ucraina", come integrato dal DL 50 del 17 maggio "Aiuti") per l'esercizio fiscale 2022.

30 UTILE PER AZIONE

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 30 giugno 2022 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto del periodo di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

| | | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------------------|----------------------|----------------------|
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice | | 3.538.314.183 | 3.572.549.651 |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario | | 5.771.663 | 5.310.140 |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito | | 3.544.085.846 | 3.577.859.791 |
| Utile netto di competenza Eni | (€ milioni) | 7.398 | 1.103 |
| Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale | (€ milioni) | (54) | (40) |
| Utile netto di competenza Eni per utile semplice e diluito | (€ milioni) | 7.344 | 1.063 |
| Utile per azione semplice | (ammontari in € per azione) | 2,08 | 0,30 |
| Utile per azione diluito | (ammontari in € per azione) | 2,07 | 0,30 |

31 INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del bio-metano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Rewind (Ambiente) ed Eni Plenitude, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information dell'Eni al 30 giugno 2022 è articolata nei seguenti reportable segment:

Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

Refining & Marketing e Chimica: attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

Plenitude & Power: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | Totale |
|--|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|------------------------------|---------------|
| I semestre 2022 | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 16.196 | 22.837 | 29.685 | 9.967 | 860 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (10.002) | (4.269) | (296) | (525) | (768) | | |
| Ricavi da terzi | 6.194 | 18.568 | 29.389 | 9.442 | 92 | | 63.685 |
| Risultato operativo | 9.123 | (2.060) | 2.279 | 2.613 | (419) | (214) | 11.322 |
| I semestre 2021 | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 8.921 | 5.943 | 17.584 | 4.742 | 812 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (4.886) | (1.154) | (140) | (321) | (713) | | |
| Ricavi da terzi | 4.035 | 4.789 | 17.444 | 4.421 | 99 | | 30.788 |
| Risultato operativo | 3.665 | (240) | (115) | 828 | (294) | 13 | 3.857 |

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | Totale |
|--|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|------------------------------|----------------|
| 30.06.2022 | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili ^(a) | 66.929 | 9.912 | 17.146 | 9.042 | 1.494 | (922) | 103.601 |
| Attività non direttamente attribuibili ^(b) | | | | | | | 59.776 |
| Passività direttamente attribuibili ^(a) | 17.798 | 8.052 | 8.547 | 3.651 | 3.586 | (167) | 41.467 |
| Passività non direttamente attribuibili ^(b) | | | | | | | 69.898 |
| 31.12.2021 | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili ^(a) | 61.753 | 10.022 | 13.326 | 8.343 | 1.439 | (591) | 94.292 |
| Attività non direttamente attribuibili ^(b) | | | | | | | 43.473 |
| Passività direttamente attribuibili ^(a) | 17.046 | 10.072 | 6.796 | 3.786 | 3.338 | (49) | 40.989 |
| Passività non direttamente attribuibili ^(b) | | | | | | | 52.257 |

^(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

^(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

32 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

| Denominazione (€ milioni) | 30.06.2022 | | | I semestre 2022 | | |
|--|--------------------------------|--------------------------------|--------------|-----------------|--------------|---|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Ricavi | Costi | Altri proventi (oneri) operativi |
| Joint venture e imprese collegate | | | | | | |
| Agiba Petroleum Co | 19 | 89 | | | 107 | |
| Angola LNG Ltd | | | | | 78 | |
| Angola LNG Supply Services Llc | | | 195 | | | |
| Coral FLNG SA | 9 | | 1.395 | 6 | | |
| Gruppo Saipem | 16 | 120 | 9 | 3 | 42 | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 27 | 196 | | | 590 | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 60 | 325 | | 3 | 99 | |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | 47 | 719 | | | 417 | |
| Société Centrale Electrique du Congo SA | 60 | | | 33 | | |
| Società Oleodotti Meridionali SpA | 8 | 419 | | 8 | 6 | |
| Vår Energi ASA | 155 | 622 | 503 | 49 | 1.918 | (168) |
| Altre (*) | 152 | 42 | 1 | 81 | 173 | |
| | 553 | 2.532 | 2.103 | 183 | 3.430 | (168) |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | |
| Eni BTC Ltd | | | 195 | | | |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | 132 | 1 | 1 | 8 | | |
| Altre | 12 | 10 | 12 | 6 | 8 | |
| | 144 | 11 | 208 | 14 | 8 | |
| | 697 | 2.543 | 2.311 | 197 | 3.438 | (168) |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | |
| Gruppo Enel | 1.395 | 1.227 | | 57 | 194 | 399 |
| Gruppo Italgas | 1 | 44 | | 2 | 244 | |
| Gruppo Snam | 315 | 25 | | 449 | 506 | |
| Gruppo Terna | 105 | 135 | | 242 | 269 | (2) |
| GSE - Gestore Servizi Energetici | 508 | 201 | | 2.529 | 1.661 | 1.136 |
| ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA | | | | 60 | | |
| Altre (*) | 10 | 45 | | 16 | 54 | |
| | 2.334 | 1.677 | | 3.355 | 2.928 | 1.533 |
| Altri soggetti correlati | | | | | | |
| | | 2 | | | 15 | |
| Groupement Sonatrach – Eni «GSE» | | | | | | |
| | 200 | 101 | | 17 | 164 | |
| Totale | 3.231 | 4.323 | 2.311 | 3.569 | 6.545 | 1.365 |

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2021 | | | I semestre 2021 | | |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------|-----------------|--------------|----------------------------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Ricavi | Costi | Altri proventi (oneri) operativi |
| Joint venture e imprese collegate | | | | | | |
| Agiba Petroleum Co | 13 | 57 | | | 82 | |
| Angola LNG Ltd | | | | | 69 | |
| Angola LNG Supply Services Llc | | | 179 | | | |
| Coral FLNG SA | 17 | | 1.260 | 18 | | |
| Gruppo Saipem | 4 | 134 | 9 | 6 | 115 | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 24 | 213 | | | 453 | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 65 | 290 | | 7 | 67 | |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | 24 | 391 | | | 264 | |
| Société Centrale Electrique du Congo SA | 50 | | | 31 | | |
| Società Oleodotti Meridionali SpA | 6 | 396 | | 8 | 6 | |
| Vår Energi AS | 62 | 526 | 495 | 49 | 821 | (60) |
| Altre (*) | 137 | 53 | 2 | 39 | 115 | |
| | 402 | 2.060 | 1.945 | 158 | 1.992 | (60) |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | |
| Eni BTC Ltd | | | 179 | | | |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | 124 | 1 | 1 | 4 | | |
| Altre | 10 | 5 | 10 | 4 | 4 | |
| | 134 | 6 | 190 | 8 | 4 | |
| | 536 | 2.066 | 2.135 | 166 | 1.996 | (60) |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | |
| Gruppo Enel | 583 | 461 | | 21 | 276 | 160 |
| Gruppo Italgas | 1 | 49 | | 2 | 374 | |
| Gruppo Snam | 160 | 152 | | 30 | 516 | 1 |
| Gruppo Terna | 51 | 85 | | 96 | 148 | |
| GSE - Gestore Servizi Energetici | 311 | 125 | | 523 | 363 | 151 |
| Altre | 10 | 33 | | 13 | 29 | |
| | 1.116 | 905 | | 685 | 1.706 | 312 |
| Altri soggetti correlati | | 2 | | | 19 | |
| Groupement Sonatrach – Eni «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» | 170 | 79 | | | | |
| Totale | 1.822 | 3.052 | 2.135 | 851 | 3.721 | 252 |

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE», e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisto di GNL da Angola LNG Ltd;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;

- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €11 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €2 milioni e €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

| Denominazione | (€ milioni) | 30.06.2022 | | | I semestre 2022 | |
|--|-------------|--------------|------------|--------------|---------------------|------------------|
| | | Crediti | Debiti | Garanzie | Proventi Finanziari | Oneri Finanziari |
| Joint venture e imprese collegate | | | | | | |
| Cardón IV SA | | 234 | 11 | | 8 | 3 |
| Coral FLNG SA | | 377 | | | | 57 |
| Coral South FLNG DMCC | | | | 1.540 | | 1 |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | | 1.147 | 59 | | 22 | 8 |
| Gruppo Saipem | | | 88 | 898 | 14 | 1 |
| Altre (*) | | 55 | 16 | 1 | 21 | 8 |
| | | 1.813 | 174 | 2.439 | 65 | 78 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | |
| Altre | | 41 | 36 | | 1 | 1 |
| | | 41 | 36 | | 1 | 1 |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | |
| Enel | | | 118 | | | |
| Altre | | 2 | 15 | | | |
| | | 2 | 133 | | | |
| Totale | | 1.856 | 343 | 2.439 | 66 | 79 |

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

| Denominazione | (€ milioni) | 31.12.2021 | | | I semestre 2021 | |
|--|-------------|--------------|------------|--------------|---------------------|------------------|
| | | Crediti | Debiti | Garanzie | Proventi Finanziari | Oneri Finanziari |
| Joint venture e imprese collegate | | | | | | |
| Cardón IV SA | | 199 | 2 | | 15 | 2 |
| Coral FLNG SA | | 383 | | | 4 | 1 |
| Coral South FLNG DMCC | | | | 1.413 | | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | | 1.008 | 72 | | | |
| Altre (*) | | 70 | 43 | | 12 | 37 |
| | | 1.660 | 117 | 1.413 | 31 | 40 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | |
| Altre | | 38 | 34 | | | |
| | | 38 | 34 | | | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | |
| Enel | | | 109 | | | |
| Altre | | 2 | 17 | | | |
| | | 2 | 126 | | | |
| Totale | | 1.700 | 277 | 1.413 | 31 | 40 |

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG;
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione e la garanzia rilasciata a beneficio del consorzio bancario che ha concesso una liquidity facility alla Saipem SpA.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per marginazione su contratti derivati verso il gruppo Enel.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | 30.06.2022 | | | 31.12.2021 | | |
|--|------------|------------------|-------------|------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Altre attività finanziarie correnti | 2.689 | 47 | 1,75 | 4.308 | 55 | 1,28 |
| Crediti commerciali e altri crediti | 19.104 | 1.964 | 10,28 | 18.850 | 1.301 | 6,90 |
| Altre attività correnti | 25.627 | 1.243 | 4,85 | 13.634 | 492 | 3,61 |
| Altre attività finanziarie non correnti | 2.081 | 1.809 | 86,93 | 1.885 | 1.645 | 87,27 |
| Altre attività non correnti | 1.449 | 24 | 1,66 | 1.029 | 29 | 2,82 |
| Passività finanziarie a breve termine | 5.250 | 244 | 4,65 | 2.299 | 233 | 10,13 |
| Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine | 451 | 20 | 4,43 | 1.781 | 21 | 1,18 |
| Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | 835 | 60 | 7,19 | 948 | 17 | 1,79 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 21.193 | 2.709 | 12,78 | 21.720 | 2.298 | 10,58 |
| Altre passività correnti | 30.649 | 1.174 | 3,83 | 15.756 | 339 | 2,15 |
| Passività finanziarie a lungo termine | 22.016 | 6 | 0,03 | 23.714 | 5 | 0,02 |
| Passività per beni in leasing a lungo termine | 4.070 | 13 | 0,32 | 4.389 | 1 | 0,02 |
| Altre passività non correnti | 2.552 | 440 | 17,24 | 2.246 | 415 | 18,48 |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | | | I semestre 2021 | | |
|---|-----------------|------------------|-------------|-----------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Ricavi della gestione caratteristica | 63.685 | 3.497 | 5,49 | 30.788 | 835 | 2,71 |
| Altri ricavi e proventi | 618 | 72 | 11,65 | 651 | 16 | 2,46 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (46.882) | (6.536) | 13,94 | (22.117) | (3.702) | 16,74 |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti | (165) | | | (67) | (3) | 4,48 |
| Costo lavoro | (1.548) | (9) | 0,58 | (1.493) | (16) | 1,07 |
| Altri proventi (oneri) operativi | (774) | 1.365 | .. | 48 | 252 | .. |
| Proventi finanziari | 3.456 | 66 | 1,91 | 1.831 | 31 | 1,69 |
| Oneri finanziari | (3.805) | (79) | 2,08 | (2.105) | (40) | 1,90 |

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | I semestre 2021 |
|---|-----------------|-----------------|
| Ricavi e proventi | 3.569 | 851 |
| Costi e oneri | (6.047) | (3.383) |
| Altri proventi (oneri) operativi | 1.365 | 252 |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi | (414) | (323) |
| Interessi | 30 | 19 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | (1.497) | (2.584) |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | (498) | (335) |
| Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento | 164 | 64 |
| Variazione crediti finanziari | (19) | (49) |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (353) | (320) |
| Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing | (7) | 29 |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (7) | 29 |
| Totale flussi finanziari verso entità correlate | (1.857) | (2.875) |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | I semestre 2022 | | | I semestre 2021 | | |
|--|-----------------|------------------|-------------|-----------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | 7.281 | (1.497) | .. | 4.093 | (2.584) | .. |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (1.630) | (353) | 21,66 | (4.133) | (320) | 7,74 |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (3.062) | (7) | 0,23 | 325 | 29 | 8,92 |

33 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel primo semestre 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

34 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel primo semestre 2022 e 2021 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Il 15 luglio è stato perfezionato l'aumento del capitale sociale della Saipem SpA da €2 miliardi al quale Eni ha contribuito in proporzione alla partecipazione per l'ammontare di €624 milioni, di cui €458 erano stati versati a marzo 2022 in conto futuro aumento di capitale sociale, il resto è stato versato al closing.

Nelle more dell'operazione e successivamente al perfezionamento della stessa, il titolo Saipem ha subito una forte penalizzazione di borsa che riflette fattori esogeni e fattori specifici della società:

- la rilevante correzione dei mercati azionari globali registrata a giugno sui timori di ripresa dell'inflazione e di rallentamento del ciclo macroeconomico e quindi di contrazione degli earnings, con impatti amplificati sui titoli «sottili», a elevato beta come Saipem;
- la correzione del prezzo del petrolio trainata dai fattori macro che ha determinato una flessione relativamente più severa del settore oil e di quello dei servizi;
- le caratteristiche dell'aumento di capitale di Saipem, fortemente diluitivo;
- infine, il fatto che il consorzio di garanzia del collocamento formato dalle banche abbia sottoscritto una porzione significativa dell'aumento di capitale, pari a circa il 30%, dichiarando poi l'intenzione di dismettere le azioni sottoscritte, creando conseguentemente un "overhang" sul titolo.

Per effetto di tali fattori, nei giorni successivi al perfezionamento dell'operazione, la capitalizzazione di borsa di Saipem ha perso circa il 30% rispetto al valore costituito dallo stesso aumento di capitale, considerato che poco prima dell'aumento la capitalizzazione era quasi pari a zero. L'andamento del titolo Saipem successivamente alla chiusura del semestre non costituisce un "adjusting event". Eni ritiene che l'andamento di borsa, chiaramente condizionato nel breve termine dagli sviluppi descritti, non rappresenti un parametro affidabile per la valutazione della partecipazione.

Considerata la solidità del piano industriale presentato da Saipem agli azionisti di riferimento quale base per l'aumento di capitale, Eni ritiene al momento che il patrimonio netto contabile post aumento della partecipata rappresenti la migliore stima del valore d'uso corrente.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022, nel corso del primo semestre 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

28 luglio 2022

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Agli azionisti della
Eni SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2022. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

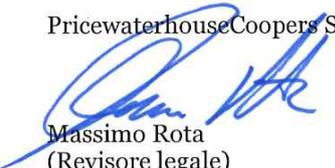
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Eni al 30 giugno 2022, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 5 agosto 2022

PricewaterhouseCoopers SpA


Massimo Rota
(Revisore legale)

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229601 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 30 Giugno 2022

Partecipazioni di Eni SpA al 30 Giugno 2022

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 30 Giugno 2022, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 Giugno 2022, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

| | Imprese Controllate | | | Imprese a Controllo Congiunto e Collegate | | | Altre partecipazioni rilevanti ^(a) | | |
|---|---------------------|------------|------------|---|-----------|------------|---|-----------|-----------|
| | Italia | Estero | Totale | Italia | Estero | Totale | Italia | Estero | Totale |
| Imprese consolidate con il metodo integrale | 70 | 231 | 301 | | | | | | |
| Imprese consolidate joint operation | | | | 3 | 7 | 10 | | | |
| Partecipazioni di imprese consolidate ^(b) | | | | | | | | | |
| Valutate con il metodo del patrimonio netto | 4 | 35 | 39 | 26 | 56 | 82 | | | |
| Valutate con il metodo del costo | 5 | 5 | 10 | 4 | 28 | 32 | | | |
| Valutate con il metodo del fair value | | | | | | | 3 | 23 | 26 |
| | 9 | 40 | 49 | 30 | 84 | 114 | 3 | 23 | 26 |
| Partecipazioni di imprese non consolidate | | | | | | | | | |
| Possedute da imprese a controllate | | 1 | 1 | | 4 | 4 | | | |
| Possedute da imprese a controllo congiunto | | | | | 4 | 4 | | | |
| | | 1 | 1 | | 8 | 8 | | | |
| Totale | 79 | 272 | 351 | 33 | 99 | 132 | 3 | 23 | 26 |

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Società controllate e a controllo congiunto assoggettate a regime fiscale privilegiato

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 30 Giugno 2022 Eni controlla 6 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 6 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni.

Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2022 saranno oggetto di revisione contabile.

IMPRESA CONSOLIDANTE

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso |
|------------------------|-------------|----------------|--------|---------------|---|--------------------------------|
| Eni SpA ^(#) | Roma | Italia | EUR | 4.005.358.876 | Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci | 26,21 4,41 1,35 68,03 |

IMPRESE CONTROLLATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione ^(*) |
|----------------------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------|-----------------------|---------------|---------------------------------|--|
| Eni Angola SpA | San Donato Milanese (MI) | Angola | EUR | 20.200.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | Gela (CL) | Italia | EUR | 5.200.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Mozambico SpA | San Donato Milanese (MI) | Mozambico | EUR | 200.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Natural Energies SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 100.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Timor Leste SpA | San Donato Milanese (MI) | Timor Est | EUR | 4.386.849 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni West Africa SpA | San Donato Milanese (MI) | Angola | EUR | 1.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Floaters SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 200.120.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| leoc SpA | San Donato Milanese (MI) | Egitto | EUR | 7.518.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Società Petrolifera Italiana SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 8.034.400 | Eni SpA Soci Terzi | 99,96 0,04 | 99,96 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-------------------------------------|----------------------|--------|------------|---|---------------|---------------------------------|---|
| Agip Caspian Sea BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kazakhstan | EUR | 20.005 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd | Abuja (Nigeria) | Nigeria | NGN | 5.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 95,00 5,00 | 100,00 | C.I. |
| Agip Karachaganak BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kazakhstan | EUR | 20.005 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Angola JV Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 200.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽¹⁾ | Hamilton (Bermuda) | Regno Unito | USD | 12.002 | Burren Energy Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Burren Energy (Egypt) Ltd | Londra (Regno Unito) | Egitto | GBP | 2 | Burren Energy Plc | 100,00 | | P.N. |
| Burren Energy Congo Ltd ⁽²⁾ | Tortola (Isole Vergini Britanniche) | Repubblica del Congo | USD | 50.000 | Burren En. (Berm) Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Burren Energy India Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 2 | Burren Energy Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Burren Energy Plc | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 28.819.023 | Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Burren Shakti Ltd ⁽¹⁾ | Hamilton (Bermuda) | Regno Unito | USD | 213.138 | Burren En. India Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Abu Dhabi BV ⁽³⁾ | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni AEP Ltd | Londra (Regno Unito) | Pakistan | GBP | 471.000 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Albania BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Albania | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Algeria Exploration BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Algeria | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Algeria Ltd Sàrl | Lussemburgo (Lussemburgo) | Algeria | USD | 20.000 | Eni Oil Holdings BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Algeria Production BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Algeria | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Ambalat Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni America Ltd | Dover (USA) | USA | USD | 72.000 | Eni UHL Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Angola Exploration BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Angola | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Angola Production BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Angola | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Argentina Exploración y Explotación SA | Buenos Aires (Argentina) | Argentina | ARS | 24.136.336 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 95,00 5,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Arguni I Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(2) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-------------------------------------|----------------------|--------|---------------|---|-----------------------|---------------------------------|---|
| Eni Australia BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Australia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Australia Ltd | Londra (Regno Unito) | Australia | GBP | 20.000.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Bahrain BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Bahrain | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni BB Petroleum Inc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni BTC Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni Bukat Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Canada Holding Ltd | Calgary (Canada) | Canada | USD | 3.938.200.001 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni CBM Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | USD | 2.210.728 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | | P.N. |
| Eni China BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Cina | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Congo SA | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | USD | 17.000.000 | Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV | 99,99 (..) (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Côte d'Ivoire Ltd | Londra (Regno Unito) | Costa d'Avorio | GBP | 1 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Cyprus Ltd | Nicosia (Cipro) | Cipro | EUR | 2.008 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Denmark BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Groenlandia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda | Rio de Janeiro (Brasile) | Brasile | BRL | 1.593.415.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,99 (..) | | P.N. |
| Eni East Ganal Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni East Sepinggan Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Elgin/Franklin Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 100 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Energy Russia BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Exploration & Production Holding BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 29.832.777,12 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Gabon SA | Libreville (Gabon) | Gabon | XAF | 4.000.000.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Ganal Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 2 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Gas & Power LNG Australia BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Australia | EUR | 1.013.439 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Ghana Exploration and Production Ltd | Accra (Ghana) | Ghana | GHS | 21.412.500 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Hewett Ltd | Aberdeen (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 3.036.000 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd | Londra (Regno Unito) | Venezuela | GBP | 8.050.500 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-----------------------------|---------------------------|--------|------------------|---|---------------|---------------------------------|---|
| Eni India Ltd | Londra (Regno Unito) | India | GBP | 44.000.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | | P.N. |
| Eni Indonesia Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 100 | Eni ULX Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽⁴⁾ | Grand Cayman (Isole Cayman) | Indonesia | USD | 1,01 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni International NA NV Sàrl | Lussemburgo (Lussemburgo) | Regno Unito | USD | 25.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Investments Plc | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 750.050.000 | Eni SpA Eni UK Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Iran BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Iran | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni Iraq BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Iraq | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Ireland BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Irlanda | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Isatay BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kazakhstan | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni JPDA 03-13 Ltd | Londra (Regno Unito) | Australia | GBP | 250.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni JPDA 06-105 Pty Ltd | Perth (Australia) | Australia | AUD | 80.830.576 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni JPDA 11-106 BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Australia | EUR | 50.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Kenya BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kenya | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Krueng Mane Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 2 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Lasmo Plc | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 337.638.724,25 | Eni Investments Plc Eni UK Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Lebanon BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libano | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni UK Ltd | 100,00 | | P.N. |
| Eni LNS Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Marketing Inc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Maroc BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Marocco | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni México S. de RL de CV | Città del Messico (Messico) | Messico | MXN | 3.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,90 0,10 | 100,00 | C.I. |
| Eni Middle East Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni MOG Ltd (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 0 ^(a) | Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Montenegro BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Repubblica del Montenegro | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Mozambique Engineering Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) azioni senza valore nominale.

(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---------------------------------------|---|----------------------------------|--------|---------------|---|-----------------------|---------------------------------|---|
| Eni Mozambique LNG Holding BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Muara Bakau BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Myanmar BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Myanmar | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy Egypt SAE | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 250.000 | Eni International BV leoc Exploration BV leoc Production BV | 99,98 0,01 0,01 | | P.N. |
| Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd | Karachi (Pakistan) | Pakistan | PKR | 1.252.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M) | 99,98 0,01 0,01 | 100,00 | C.I. |
| Eni North Africa BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni North Ganai Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Oil & Gas Inc | Dover (USA) | USA | USD | 100.800 | Eni America Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Oil Algeria Ltd | Londra (Regno Unito) | Algeria | GBP | 1.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Oil Holdings BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 450.000 | Eni ULX Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Oman BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Oman | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Pakistan Ltd | Londra (Regno Unito) | Pakistan | GBP | 90.087 | Eni ULX Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl | Lussemburgo (Lussemburgo) | Pakistan | USD | 20.000 | Eni Oil Holdings BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Petroleum Co Inc | Dover (USA) | USA | USD | 156.600.000 | Eni SpA Eni International BV | 63,86 36,14 | 100,00 | C.I. |
| Eni Petroleum US Llc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni BB Petroleum Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Qatar BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni RAK BV ⁽⁵⁾ | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Rapak Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 2 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni RD Congo SA | Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo) | Repubblica Democratica del Congo | CDF | 750.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,99 (..) | | P.N. |
| Eni Rovuma Basin BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Mozambico | EUR | 20.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Sharjah BV ⁽⁵⁾ | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni South Africa BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Repubblica Sudafricana | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni South China Sea Ltd Sàrl | Lussemburgo (Lussemburgo) | Cina | USD | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-------------------------|----------------|--------|------------------|--|---------------|---------------------------------|---|
| Eni TNS Ltd | Aberdeen (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Tunisia BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Tunisia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Turkmenistan Ltd ⁽⁶⁾ | Hamilton (Bermuda) | Turkmenistan | USD | 20.000 | Burren En. (Berm) Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni UHL Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni UK Holding Plc | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 424.050.000 | Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni UK Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 50.000.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni UKCS Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 100 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Ukraine Holdings BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni Ukraine Llc (in liquidazione) | Kiev (Ucraina) | Ucraina | UAH | 98.419.627,51 | Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV | 99,99 0,01 | | |
| Eni ULT Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 93.215.492,25 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni ULX Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 200.010.000 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni US Operating Co Inc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni USA Gas Marketing Llc | Dover (USA) | USA | USD | 10.000 | Eni Marketing Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni USA Inc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni Oil & Gas Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Venezuela BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Venezuela | EUR | 20.000 | Eni Venezuela E&P H. | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Venezuela E&P Holding SA | Bruxelles (Belgio) | Belgio | USD | 254.443.200 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Ventures Plc (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 0 ^(a) | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,99 (..) | | Co. |
| Eni Vietnam BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Vietnam | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni West Ganai Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni West Timor Ltd | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Yemen Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Burren Energy Plc | 100,00 | | P.N. |
| Eurl Eni Algérie | Algeri (Algeria) | Algeria | DZD | 1.000.000 | Eni Algeria Ltd Sàrl | 100,00 | | P.N. |
| First Calgary Petroleums LP | Wilmington (USA) | Algeria | USD | 1 | Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC | 99,99 0,01 | 100,00 | C.I. |
| First Calgary Petroleums Partner Co ULC | Calgary (Canada) | Canada | CAD | 10 | Eni Canada Hold. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| leoc Exploration BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) azioni senza valore nominale.

(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-----------------------------|----------------------|--------|-----------|--|------------------------|---------------------------------|---|
| leoc Production BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁷⁾ | Hamilton (Bermuda) | Indonesia | USD | 12.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Liverpool Bay CCS Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 10.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | | P.N. |
| Liverpool Bay Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 1 | Eni ULX Ltd | 100,00 | | P.N. |
| LLC "Eni Energhia" | Mosca (Russia) | Russia | RUB | 2.000.000 | Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV | 99,90 0,10 | | P.N. |
| Mizamtec Operating Company S. de RL de CV | Città del Messico (Messico) | Messico | MXN | 3.000 | Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc | 99,90 0,10 | | P.N. |
| Nigerian Agip CPFA Ltd | Lagos (Nigeria) | Nigeria | NGN | 1.262.500 | NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd | 98,02 0,99 0,99 | | Co. |
| Nigerian Agip Exploration Ltd | Abuja (Nigeria) | Nigeria | NGN | 5.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,99 0,01 | 100,00 | C.I. |
| Nigerian Agip Oil Co Ltd | Abuja (Nigeria) | Nigeria | NGN | 1.800.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,89 0,11 | 100,00 | C.I. |
| Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾ | Nassau (Bahamas) | Repubblica del Congo | USD | 300 | Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd | 66,67 33,33 | | Co. |
| Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾ | Nassau (Bahamas) | Repubblica del Congo | USD | 2.000 | Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi | 54,50 37,00 8,50 | | Co. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

(8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--------------------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------|---------|------------|---------------------------------|---|
| Eni Corridor Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni SpA | 100,00 | | P.N. |
| Eni Gas Transport Services Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 120.000 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |
| Eni Global Energy Markets SpA | Roma | Italia | EUR | 41.233.720 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| LNG Shipping SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 240.900.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Trans Tunisian Pipeline Co SpA | San Donato Milanese (MI) | Tunisia | EUR | 1.098.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-------------------------|----------------|--------|-----------|---|-------------------------------|---------------------------------|---|
| Eni España Comercializadora de Gas SAU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 2.340.240 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni G&P Trading BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Turchia | EUR | 70.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Gas Liquefaction BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 99.000 | Eni International BV Soci Terzi | 66,67 33,33 | 66,67 | C.I. |
| Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 200.000 | Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA | 99,85 0,05 0,05 0,05 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|--------------------------|----------------|--------|------------|----------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Ecofuel SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 52.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Fuel SpA | Roma | Italia | EUR | 59.944.310 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Trade & Biofuels SpA | Roma | Italia | EUR | 22.568.759 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni4Cities SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni SpA | 100,00 | | P.N. |
| EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA Soci Terzi | 70,00 30,00 | 70,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Aprilia Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Calandre Energia Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Gardilliana Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 100.000 | EniBioCh4in SpA Soci Terzi | 98,00 2,00 | 98,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Jonica Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA Soci Terzi | 95,00 5,00 | 95,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA Soci Terzi | 95,00 5,00 | 95,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA Soci Terzi | 98,00 2,00 | 98,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Quadrivium Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Service BioGas Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|--------------------------|----------------|--------|---------------|---------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| EniBioCh4in Società Agricola Il Bue Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 2.500.000 | Ecofuel SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Vigevano Srl Società Agricola | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 100.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniBioCh4in Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Petroven Srl | Genova | Italia | EUR | 918.520 | Ecofuel SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Po' Energia Srl Società Agricola | Bolzano | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Raffineria di Gela SpA | Gela (CL) | Italia | EUR | 15.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SeaPad SpA | Genova | Italia | EUR | 12.400.000 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 80,00 20,00 | | P.N. |
| Servizi Fondo Bombe Metano SpA | Roma | Italia | EUR | 13.580.000,20 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|------------------------------|---------------------|--------|---------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni Abu Dhabi R&T BV | 100,00 | | P.N. |
| Eni Austria GmbH | Vienna (Austria) | Austria | EUR | 78.500.000 | Eni International BV Eni Deutsch. GmbH | 75,00 25,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Benelux BV | Rotterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 1.934.040 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Deutschland GmbH | Monaco di Baviera (Germania) | Germania | EUR | 90.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 89,00 11,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Ecuador SA | Quito (Ecuador) | Ecuador | USD | 103.142,08 | Eni International BV Esain SA | 99,93 0,07 | 100,00 | C.I. |
| Eni Energy (Shanghai) Co Ltd | Shanghai (Cina) | Cina | EUR | 5.000.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni France Sàrl | Lione (Francia) | Francia | EUR | 56.800.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Iberia SLU | Alcobendas (Spagna) | Spagna | EUR | 17.299.100 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Marketing Austria GmbH | Vienna (Austria) | Austria | EUR | 19.621.665,23 | Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Mineralölhandel GmbH | Vienna (Austria) | Austria | EUR | 34.156.232,06 | Eni Austria GmbH | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Schmiertechnik GmbH | Wurzburg (Germania) | Germania | EUR | 2.000.000 | Eni Deutsch. GmbH | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-----------------------------|----------------|--------|-------------|---|----------------|---------------------------------|---|
| Eni Suisse SA | Losanna (Svizzera) | Svizzera | CHF | 102.500.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Trading & Shipping Inc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000.000 | ET&B SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV | Città del Messico (Messico) | Messico | MXN | 3.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,90 0,10 | 100,00 | C.I. |
| Eni USA R&M Co Inc | Wilmington (USA) | USA | USD | 11.000.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Esacontrol SA | Quito (Ecuador) | Ecuador | USD | 60.000 | Eni Ecuador SA Soci Terzi | 87,00 13,00 | | P.N. |
| Esain SA | Quito (Ecuador) | Ecuador | USD | 30.000 | Eni Ecuador SA Tecnoesa SA | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| LLC "Eni-Nefto" | Mosca (Russia) | Russia | RUB | 1.010.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,01 0,99 | | P.N. |
| Oléoduc du Rhône SA | Bovernier (Svizzera) | Svizzera | CHF | 7.000.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Tecnoesa SA | Quito (Ecuador) | Ecuador | USD | 36.000 | Eni Ecuador SA Esain SA | 99,99 (..) | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|-----------------|--------------------------|----------------|--------|----------------|----------------|------------|---------------------------------|---|
| Versalis SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 446.050.728,65 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject SpA | Morrovalle (MC) | Italia | EUR | 18.500.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Padanaplast Srl | Roccabianca (PR) | Italia | EUR | 18.000.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-------------------------------------|----------------------|--------|----------------|---|-----------------------|---------------------------------|---|
| Asian Compounds Ltd | Hong Kong (Hong Kong) | Hong Kong | HKD | 1.000 | Finproject Asia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Dunastyr Polisztirologyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság | Budapest (Ungheria) | Ungheria | HUF | 1.577.971.200 | Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Versalis International SA | 96,34 1,83 1,83 | 100,00 | C.I. |
| Finproject Asia Ltd ⁽⁹⁾ | Hong Kong (Hong Kong) | Hong Kong | USD | 1.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject Brasil Industria De Solados Eireli | Franca (Brasile) | Brasile | BRL | 1.000.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject Guangzhou Trading Co Ltd | Guangzhou (Cina) | Cina | USD | 180.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject India Pvt Ltd | Jaipur (India) | India | INR | 100.000.000 | Asian Compounds Ltd Finproject Asia Ltd | 99,00 1,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject Romania Srl | Valea Lui Mihai (Romania) | Romania | RON | 67.730 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject Singapore Pte Ltd | Singapore (Singapore) | Singapore | SGD | 100 | Finproject Asia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Finproject Viet Nam Company Limited | Hai Phong (Vietnam) | Vietnam | VND | 19.623.250.000 | Finproject Asia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Foam Creations (2008) Inc | Quebec City (Canada) | Canada | CAD | 1.215.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Foam Creations México SA de CV | León (Messico) | Messico | MXN | 19.138.165 | Foam Creations (2008) Finproject SpA | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Padanaplast America Llc | Wilmington (USA) | USA | USD | 70.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Padanaplast Deutschland GmbH | Hannover (Germania) | Germania | EUR | 25.000 | Padanaplast Srl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis Americas Inc | Dover (USA) | USA | USD | 100.000 | Versalis International SA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis Congo Sarlu | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | XAF | 1.000.000 | Versalis International SA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-----------------------------|----------------|--------|----------------|---|---------------------------------|---------------------------------|---|
| Versalis Deutschland GmbH | Eschborn (Germania) | Germania | EUR | 100.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis France SAS | Mardyck (Francia) | Francia | EUR | 126.115.582,90 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis International SA | Bruxelles (Belgio) | Belgio | EUR | 15.449.173,88 | Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Dunastyr Zrt Versalis France | 59,00 23,71 14,43 2,86 | 100,00 | C.I. |
| Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi | Istanbul (Turchia) | Turchia | TRY | 20.000 | Versalis International SA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis México S. de RL de CV | Città del Messico (Messico) | Messico | MXN | 1.000 | Versalis International SA Versalis SpA | 99,00 1,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis Pacific (India) Private Ltd | Mumbai (India) | India | INR | 238.700 | Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi | 99,99 (..) | | P.N. |
| Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd | Shanghai (Cina) | Cina | CNY | 1.000.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis Singapore Pte Ltd | Singapore (Singapore) | Singapore | SGD | 80.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis UK Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 4.004.042 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Versalis Zeal Ltd | Tokoradi (Ghana) | Ghana | GHS | 5.650.000 | Versalis International SA Soci Terzi | 80,00 20,00 | 80,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|--------------------------|----------------|--------|-------------|------------------------------------|------------------------------|---------------------------------|---|
| 4Energia Srl | Milano | Italia | EUR | 400.000 | Be Power SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Be Charge Srl | Milano | Italia | EUR | 500.000 | Be Power SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Be Charge Valle d'Aosta Srl | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Be Charge Srl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Be Power SpA | Milano | Italia | EUR | 698.251 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 99,19 ^(a) 0,81 | 100,00 | C.I. |
| CEF 3 Wind Energy SpA | Milano | Italia | EUR | 101.000 | Eni New Energy SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| CGDB Enrico Srl | San Donato Milanese (Mi) | Italia | EUR | 10.000 | Eni New Energy SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| CGDB Laerte Srl | San Donato Milanese (Mi) | Italia | EUR | 10.000 | Eni New Energy SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy SpA | San Donato Milanese (Mi) | Italia | EUR | 9.296.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e Luce SpA Società Benefit) | San Donato Milanese (Mi) | Italia | EUR | 770.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Evolvere SpA Società Benefit | Milano | Italia | EUR | 1.130.000 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 70,52 29,48 | 70,52 | C.I. |
| Evolvere Venture SpA | Milano | Italia | EUR | 50.000 | Evolvere SpA Soc. Ben. | 100,00 | 70,52 | C.I. |
| Finpower Wind Srl | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Eni New Energy SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SEA SpA | L'Aquila | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 60,00 40,00 | 60,00 | C.I. |
| Società Energie Rinnovabili 1 SpA | Roma | Italia | EUR | 120.000 | SER SpA CEF 3 Wind Energy | 96,00 4,00 | 100,00 | C.I. |
| Società Energie Rinnovabili SpA | Palermo | Italia | EUR | 121.636 | CEF 3 Wind Energy | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Wind Park Laterza Srl | San Donato Milanese (Mi) | Italia | EUR | 10.000 | Eni New Energy SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di controllo: Eni Plenitude SpA SB 100,00

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale Soci | | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|--|----------------|--------|------------------|---|----------------|------------------------------------|--|
| Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana | Lubiana (Slovenia) | Slovenia | EUR | 12.956.935 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 51,00 49,00 | 51,00 | C.I. |
| Aleria Solar SAS | Bastia (Francia) | Francia | EUR | 100 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Alpinia Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Argon SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 180.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Arm Wind Llp | Nur-Sultan (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 19.069.100.000 | Eni Energy Solutions BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Athies-Samoussy Solar PV1 SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 68.000 | Krypton SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Athies-Samoussy Solar PV2 SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Krypton SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Athies-Samoussy Solar PV3 SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 36.000 | Krypton SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Athies-Samoussy Solar PV4 SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 14.000 | Xenon SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Athies-Samoussy Solar PV5 SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 14.000 | Xenon SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Belle Magiocche Solaire SAS | Bastia (Francia) | Francia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Bonete Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Brazoria Class B Member Llc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Brazoria County Solar Project Llc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Brazoria HoldCo Llc | 100,00 | 55,85 | C.I. |
| Brazoria HoldCo Llc | Dover (USA) | USA | USD | 49.664.374 | Brazoria Class B Soci Terzi | 55,85 44,15 | 55,85 | C.I. |
| Camelia Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Celtis Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Corazon Energy Class B Llc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Corazon Energy Llc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Corazon Tax Eq. Part. Llc | 100,00 | 92,09 | C.I. |
| Corazon Energy Services Llc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | | P.N. |
| Corazon Tax Equity Partnership Llc | Dover (USA) | USA | USD | 199.280.023,71 | Corazon En. Class B Llc Soci Terzi | 92,09 7,91 | 92,09 | C.I. |
| Desarrollos Empresariales Illas SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude Re. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Desarrollos Energéticos Riojanos SL | Villarcayo de de Castilla la Vieja (Spagna) | Spagna | EUR | 876.042 | Eni Plenitude SpA SB Energías Amb. Outes | 60,00 40,00 | 100,00 | C.I. |
| Ecovent Parc Eolic SAU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 1.037.350 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|----------------------------|----------------|--------|--------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Energías Ambientales de Outes SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 643.451,49 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Energías Alternativas Eolicas Riojanas SL | Logroño (Spagna) | Spagna | EUR | 2.008.901,71 | Eni Plenitude SpA SB Desarrollos Energéticos | 57,50 42,50 | 100,00 | C.I. |
| Eni Energy Solutions BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Gas & Power France SA | Levallois Perret (Francia) | Francia | EUR | 29.937.600 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 99,87 0,13 | 99,87 | C.I. |
| Eni New Energy Australia Pty Ltd | Perth (Australia) | Australia | AUD | 4 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy Batchelor Pty Ltd | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni New En. Aus. Pty Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy Katherine Pty Ltd | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni New En. Aus. Pty Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni New En. Aus. Pty Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy US Holding Llc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc Eni New En. US Inv. Inc | 99,00 1,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy US Inc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni New Energy US Investing Inc | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni North Sea Wind Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 10.000 | Eni Energy Solutions BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Iberia SLU (ex Aldro Energía y Soluciones SLU) | Santander (Spagna) | Spagna | EUR | 3.192.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Operations France SAS (ex Dhamma Energy SAS) | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 1.116.489,72 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Renewables France SAS (ex Dhamma Energy Development SAS) | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 51.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 627.464 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl (ex Dhamma Energy Group Sàrl) | Dudelange (Lussemburgo) | Lussemburgo | EUR | 10.253.560 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Renewables Spain SLU (ex Dhamma Energy Management SLU) | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 6.680 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Plenitude Rooftop France SAS (ex Dhamma Energy Rooftop SAS) | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Estanque Redondo Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA | Thessaloniki (Grecia) | Grecia | EUR | 13.761.788 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Guajillo Energy Storage Llc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Holding Lanás Solar Sàrl | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 100 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Instalaciones Martínez Díez SLU | Torrelavega (Spagna) | Spagna | EUR | 18.030 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Ixia Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Krypton SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 180.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|----------------------|----------------|--------|----------|--------------------------|------------|---------------------------------|---|
| Lanas Solar SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 100 | Holding Lanas Solar Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Membrio Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Olea Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Opalo Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Pistacia Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| POP Solar SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 1.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV1 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 14.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV2 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 14.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV3 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 14.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV4 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 13.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV5 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 13.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV6 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 19.300 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV7 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 31.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV8 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 19.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV9 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 19.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV10 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 18.800 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV11 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 25.300 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV12 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 19.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV13 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 30.900 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV14 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 39.900 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV15 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 19.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV16 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 19.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV17 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 10.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV18 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 5.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV19 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 12.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| SKGRPV20 Single Member Private Company | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 12.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|------------------|----------------------|----------------|--------|-----------|-------------------------------------|------------------------------|---------------------------------|---|
| Tebar Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Xenon SAS | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 1.500.100 | Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi | 0,01 ^(a) 99,99 | 100,00 | C.I. |
| Zinnia Solar SLU | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 100,00 | C.I. |

Power

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|----------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------|----------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| EniPower Mantova SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 144.000.000 | EniPower SpA Soci Terzi | 86,50 13,50 | 86,50 | C.I. |
| EniPower SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 700.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di controllo: Eni Plenitude Operations France SAS 100,00

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|--------------------------|----------------|--------|---------------|---------|------------|---------------------------------|---|
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | Roma | Italia | EUR | 2.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| D-Share SpA | Milano | Italia | EUR | 121.719,25 | AGI SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Corporate University SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 3.360.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Energia Italia Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |
| Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione) | Roma | Italia | EUR | 334.171 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |
| EniProgetti SpA | Venezia Marghera (VE) | Italia | EUR | 2.064.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniServizi SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 13.427.419,08 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl) | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |
| Serfactoring SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 5.160.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Servizi Aerei SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 48.205.536 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---------------------------------------|-------------------------|----------------|--------|---------------|---|----------------|---------------------------------|---|
| Banque Eni SA | Bruxelles (Belgio) | Belgio | EUR | 50.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,90 0,10 | 100,00 | C.I. |
| D-Share USA Corp. (in liquidazione) | Carson City (USA) | USA | USD | 15.000 | D-Share SpA | 100,00 | | Co. |
| Eni Finance International SA | Bruxelles (Belgio) | Belgio | USD | 1.480.365.336 | Eni International BV Eni SpA | 66,39 33,61 | 100,00 | C.I. |
| Eni Finance USA Inc (in liquidazione) | Dover (USA) | USA | USD | 2.500.000 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Insurance DAC | Dublino (Irlanda) | Irlanda | EUR | 500.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni International BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 641.683.425 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni International Resources Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 50.000 | Eni SpA Eni UK Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Next Llc | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| EniProgetti Egypt Ltd | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 50.000 | EniProgetti SpA Eni SpA | 99,00 1,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesto | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|--------------------------|----------------|--------|----------------|------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Eni Rewind SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 321.862.263,98 | Eni SpA Soci Terzi | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | Gela (CL) | Italia | EUR | 1.300.000 | Eni Rewind SpA Soci Terzi | 52,00 48,00 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesto | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|-----------------------------|-------------------------|----------------|--------|-----------|----------------------|------------|---------------------------------|---|
| Eni Rewind International BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| Oleodotto del Reno SA | Coira (Svizzera) | Svizzera | CHF | 1.550.000 | Eni Rewind SpA | 100,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|--------------------------|----------------|--------|------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Agri-Energy Srl ^(†) | Jolanda di Savoia (FE) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Natural Energies SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Mozambique Rovuma Venture SpA ^(†) | San Donato Milanese (MI) | Mozambico | EUR | 20.000.000 | Eni SpA Soci Terzi | 35,71 64,29 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-----------------------------|---------------------|--------|---------------|-------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Agiba Petroleum Co ^(†) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Angola LNG Ltd | Hamilton (Bermuda) | Angola | USD | 5.917.000.000 | Eni Angola Prod. BV Soci Terzi | 13,60 86,40 | | P.N. |
| Angola LNG Supply Services Llc | Wilmington (USA) | USA | USD | 19.278.782 | Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi | 13,60 86,40 | | Co. |
| Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Barentsmorneftegaz Sàrl ^(†) | Lussemburgo (Lussemburgo) | Russia | USD | 20.000 | Eni Energy Russia BV Soci Terzi | 33,33 66,67 | | P.N. |
| Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†) | Maputo (Mozambico) | Mozambico | MZN | 2.500.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Cardón IV SA ^(†) | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Compañía Agua Plana SA | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV Soci Terzi | 26,00 74,00 | | Co. |
| Coral FLNG SA | Maputo (Mozambico) | Mozambico | MZN | 100.000.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |
| Coral South FLNG DMCC | Dubai (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | AED | 500.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |
| East Delta Gas Co (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 37,50 62,50 | | Co. |
| East Kanayis Petroleum Co ^(†) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| East Obaiyed Petroleum Co ^(†) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| El Temsah Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Exploration BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | |
| Fedynskmorneftegaz Sàrl ^(†) | Lussemburgo (Lussemburgo) | Russia | USD | 20.000 | Eni Energy Russia BV Soci Terzi | 33,33 66,67 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-----------------------------|----------------|--------|------------------|-------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Isatay Operating Company Lp ^(†) | Nur-Sultan (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 400.000 | Eni Isatay Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kazakhstan | EUR | 20.000 | Agip Karachaganak BV Soci Terzi | 29,25 70,75 | | Co. |
| Khaleej Petroleum Co Wll | Safat (Kuwait) | Kuwait | KWD | 250.000 | Eni Middle E. Ltd Soci Terzi | 49,00 51,00 | | P.N. |
| Liberty National Development Co Llc | Wilmington (USA) | USA | USD | 0 ^(a) | Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi | 32,50 67,50 | | P.N. |
| Mediterranean Gas Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Meleiha Petroleum Company ^(†) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Mellitah Oil & Gas BV ^(†) | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libia | EUR | 20.000 | Eni North Africa BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Nile Delta Oil Co Nidoco | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 37,50 62,50 | | Co. |
| Norpipe Terminal Holdco Ltd | Londra (Regno Unito) | Norvegia | GBP | 55,69 | Eni SpA Soci Terzi | 14,20 85,80 | | P.N. |
| North Bardawil Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Exploration BV Soci Terzi | 30,00 70,00 | | |
| North El Burg Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| PetroBicentenario SA ^(†) | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Lasmo Plc Soci Terzi | 40,00 60,00 | | P.N. |
| PetroJunin SA ^(†) | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0,02 | Eni Lasmo Plc Soci Terzi | 40,00 60,00 | | P.N. |
| PetroSucre SA | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV Soci Terzi | 26,00 74,00 | | P.N. |
| Pharaonic Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Point Resources FPSO AS | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | NOK | 150.100.000 | PR FPSO Holding AS | 100,00 | | |
| Point Resources FPSO Holding AS | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | NOK | 60.000 | Vår Energi ASA | 100,00 | | |
| Port Said Petroleum Co ^(†) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| PR Jotun DA | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | NOK | 0 ^(a) | PR FPSO AS PR FPSO Holding AS | 95,00 5,00 | | |
| Raml Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 22,50 77,50 | | Co. |
| Ras Qattara Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 37,50 62,50 | | Co. |
| Rovuma LNG Investments (DIFC) Ltd | Dubai (Emirati Arabi Uniti) | Mozambico | USD | 50.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-------------------------------------|----------------------|--------|----------------|-------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Rovuma LNG SA | Maputo (Mozambico) | Mozambico | MZN | 100.000.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |
| Shorouk Petroleum Company | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Société Centrale Electrique du Congo SA | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | XAF | 44.732.000.000 | Eni Congo SA Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†) | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 5.000.000 | Eni Tunisia BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†) | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 100.000 | Eni Tunisia BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Solenova Ltd ^(†) | Londra (Regno Unito) | Angola | USD | 1.580.000 | Eni E&P Holding BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Thekah Petroleum Co (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Exploration BV Soci Terzi | 25,00 75,00 | | |
| United Gas Derivatives Co | New Cairo (Egitto) | Egitto | USD | 153.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 33,33 66,67 | | P.N. |
| Vår Energi ASA ^(#) ^(†) | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | NOK | 399.425.000 | Eni International BV Soci Terzi | 63,08 36,92 | | P.N. |
| Vår Energi Marine AS | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | NOK | 61.000.000 | Vår Energi ASA | 100,00 | | |
| VIC CBM Ltd ^(†) | Londra (Regno Unito) | Indonesia | USD | 52.315.912 | Eni Lasmo Plc Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†) | Londra (Regno Unito) | Indonesia | USD | 25.631.640 | Eni Lasmo Plc Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Exploration BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--------------------------------|-------------|----------------|--------|----------|-----------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Mariconsult SpA ^(†) | Milano | Italia | EUR | 120.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Transmed SpA ^(†) | Milano | Italia | EUR | 240.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|----------------------------|----------------|--------|-------------|---|-----------------------|---------------------------------|---|
| Blue Stream Pipeline Co BV ^(†) | Amsterdam (Paesi Bassi) | Russia | USD | 22.000 | Eni International BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | 74,62 ^(a) | J.O. |
| Damietta LNG (DLNG) SAE ^(†) | Damietta (Egitto) | Egitto | USD | 375.000.000 | Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | 50,00 | J.O. |
| DLNG Services SAE ^(†) (ex SEGAS Services SAE) | Damietta (Egitto) | Egitto | USD | 1.000.000 | Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi | 98,00 1,00 1,00 | 50,00 | J.O. |
| GreenStream BV ^(†) | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libia | EUR | 200.000.000 | Eni North Africa BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | 50,00 | J.O. |
| Premium Multiservices SA | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 200.000 | Sergaz SA Soci Terzi | 49,99 50,01 | | P.N. |
| SAMCO Sagl | Lugano (Svizzera) | Svizzera | CHF | 20.000 | Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci Terzi | 90,00 5,00 5,00 | | P.N. |
| Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA ^(†) | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 1.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^(†) ⁽¹⁰⁾ | St. Helier (Jersey) | Jersey | USD | 10.310.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | 50,00 | J.O. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

(10) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 2 del TUIR.

REFINING & MARKETING E CHMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|----------------|----------------|--------|--------------|-----------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Arezzo Gas SpA ^(†) | Arezzo | Italia | EUR | 394.000 | Eni Fuel SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA | Fontevivo (PR) | Italia | EUR | 6.642.928,32 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 44,78 55,22 | | P.N. |
| Consorzio Operatori GPL di Napoli | Napoli | Italia | EUR | 102.000 | Eni Fuel SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Costiero Gas Livorno SpA ^(†) | Livorno | Italia | EUR | 26.000.000 | Eni Fuel SpA Soci Terzi | 65,00 35,00 | 65,00 | J.O. |
| Disma SpA | Segrate (MI) | Italia | EUR | 2.600.000 | Eni Fuel SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |
| Livorno LNG Terminal SpA (in liquidazione) | Livorno | Italia | EUR | 200.000 | Costiero Gas L. SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Porto Petroli di Genova SpA | Genova | Italia | EUR | 2.068.000 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 40,50 59,50 | | P.N. |
| Raffineria di Milazzo Scpa ^(†) | Milazzo (ME) | Italia | EUR | 171.143.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | 50,00 | J.O. |
| Seram SpA | Fiomicino (RM) | Italia | EUR | 852.000 | Eni SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |
| Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA | Genova | Italia | EUR | 3.326.900 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 35,00 65,00 | | P.N. |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†) | Roma | Italia | EUR | 3.085.000 | Eni SpA Soci Terzi | 70,00 30,00 | | P.N. |
| South Italy Green Hydrogen Srl ^(†) | Roma | Italia | EUR | 10.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|---------------------------------|---------------------|--------|-------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | AED | 500.000.000 | Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| ADNOC Global Trading Ltd | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | USD | 100.000.000 | Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH ^(†) | Schwedt (Germania) | Germania | EUR | 27.000 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 33,33 66,67 | | P.N. |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†) | Vohburg (Germania) | Germania | EUR | 10.226.000 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 20,00 80,00 | 20,00 | J.O. |
| City Carbuoroil SA ^(†) | Monteceneri (Svizzera) | Svizzera | CHF | 6.000.000 | Eni Suisse SA Soci Terzi | 49,91 50,09 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|---------------------------------|----------------|--------|-------------|---|--|---------------------------------|---|
| Egyptian International Gas Technology Co | New Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 100.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 40,00 60,00 | | Co. |
| ENEOS Italsing Pte Ltd | Singapore (Singapore) | Singapore | SGD | 12.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 22,50 77,50 | | P.N. |
| Fuelling Aviation Services GIE | Tremblay-en-France (Francia) | Francia | EUR | 0 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Mediterranée Bitumes SA | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 1.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 34,00 66,00 | | P.N. |
| Routex BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 67.500 | Eni International BV Routex BV Soci Terzi | 20,00 ^(a) 20,00 60,00 | | P.N. |
| Saraco SA | Meyrin (Svizzera) | Svizzera | CHF | 420.000 | Eni Suisse SA Soci Terzi | 20,00 80,00 | | Co. |
| Supermetanol CA ^(†) | Jose Puerto La Cruz (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi | 34,51 ^(b) 30,07 35,42 | 50,00 | J.O. |
| TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†) | Salisburgo (Austria) | Austria | EUR | 43.603,70 | Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Weat Electronic Datenservice GmbH | Düsseldorf (Germania) | Germania | EUR | 409.034 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

| | | |
|-------------------------|----------------------|-------|
| (a) Quota di Controllo: | Eni International BV | 25,00 |
| | Soci Terzi | 75,00 |
| (b) Quota di Controllo: | Ecofuel SpA | 50,00 |
| | Soci Terzi | 50,00 |

Chimica

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|----------------------------------|-----------------------|----------------|--------|------------|--|----------------------------------|---------------------------------|---|
| Brindisi Servizi Generali Scarl | Brindisi | Italia | EUR | 1.549.060 | Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi | 49,00 20,20 8,90 21,90 | | P.N. |
| IFM Ferrara ScpA | Ferrara | Italia | EUR | 5.304.464 | Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi | 19,61 11,51 10,63 58,25 | | P.N. |
| Matrica SpA ^(†) | Porto Torres (SS) | Italia | EUR | 37.500.000 | Versalis SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Novamont SpA | Novara | Italia | EUR | 20.000.000 | Versalis SpA Soci Terzi | 35,00 65,00 | | P.N. |
| Priolo Servizi ScpA | Meliilli (SR) | Italia | EUR | 28.100.000 | Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi | 37,22 5,65 57,13 | | P.N. |
| Ravenna Servizi Industriali ScpA | Ravenna | Italia | EUR | 5.597.400 | Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi | 42,13 30,37 1,85 25,65 | | P.N. |
| Servizi Porto Marghera Scarl | Venezia Marghera (VE) | Italia | EUR | 8.695.718 | Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi | 48,44 38,39 13,17 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|---------------------------------|---------------------|--------|-----------------|---|----------------|---------------------------------|---|
| Lotte Versalis Elastomers Co Ltd ^(†) | Yeosu (Corea del Sud) | Corea del Sud | KRW | 551.800.000.000 | Versalis SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Versalis Chem-invest Llp ^(†) | Uralsk City (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 64.194.000 | Versalis International SA Soci Terzi | 49,00 51,00 | | P.N. |
| VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc ^(†) | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | AED | 1.000.000 | Versalis International SA Soci Terzi | 49,00 51,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-----------------------------|----------------|--------|------------|------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| E-Prosume Srl ^(†) (in liquidazione) | Milano | Italia | EUR | 100.000 | Evolvere Venture SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Evogy Srl Società Benefit | Seriate (BG) | Italia | EUR | 11.785,71 | Evolvere Venture SpA Soci Terzi | 45,45 54,55 | | P.N. |
| GreenIT SpA ^(†) | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 51,00 49,00 | | P.N. |
| Renewable Dispatching Srl | Milano | Italia | EUR | 200.000 | Evolvere Venture SpA Soci Terzi | 40,00 60,00 | | P.N. |
| Tate Srl | Bologna | Italia | EUR | 408.509,29 | Evolvere Venture SpA Soci Terzi | 36,00 64,00 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|--------------------------------------|----------------|--------|--------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Bluebell Solar Class A Holdings II Llc | Wilmington (USA) | USA | USD | 82.351.634 | Eni New Energy US Inc Soci Terzi | 99,00 1,00 | | P.N. |
| Clarensac Solar SAS | Meyreuil (Francia) | Francia | EUR | 25.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi | 40,00 60,00 | | P.N. |
| Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd ^(†) | Reading (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Eni North Sea Wind Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd ^(†) | Reading (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Eni North Sea Wind Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 Holdco Ltd ^(†) | Reading (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Eni North Sea Wind Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| Enera Conseil SAS ^(†) | Clichy (Francia) | Francia | EUR | 9.690 | Eni G&P France SA Soci Terzi | 51,00 49,00 | | P.N. |
| EnerOcean SL ^(†) | Malaga (Spagna) | Spagna | EUR | 409.784 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 25,00 75,00 | | P.N. |
| Fotovoltaica Escudero SL | Valencia (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl Soci Terzi | 45,00 55,00 | | P.N. |
| Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†) | Ampelokipi - Menemeni (Grecia) | Grecia | EUR | 247.127.605 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 49,00 51,00 | | Co. |
| Novis Renewables Holdings Llc | Wilmington (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc Soci Terzi | 49,00 51,00 | | P.N. |
| Novis Renewables Llc ^(†) | Wilmington (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| OVO Energy (France) SAS | Parigi (Francia) | Francia | EUR | 6.748.592,66 | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi | 0,25 99,75 | | P.N. |
| POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo ^(†) | Varsavia (Polonia) | Polonia | PLN | 5.000 | Eni En. Solutions BV Soci Terzi | 95,00 5,00 | | P.N. |
| Vårgrønn AS ^(†) | Stavanger (Norvegia) | Norvegia | NOK | 200.000 | Eni En. Solutions BV Soci Terzi | 69,60 30,40 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|--------------------------|----------------|--------|-------------|----------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Società EniPower Ferrara Srl ^(†) | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 140.000.000 | EniPower SpA Soci Terzi | 51,00 49,00 | 51,00 | J.O. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|--------------------------|----------------|--------|----------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|---|
| Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl ^(†) | Frascati (RM) | Italia | EUR | 1.000.000 | Eni SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Saipem SpA ^{(#)(†)} | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 460.208.914,80 | Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi | 30,54 ^(a) 2,11 67,35 | | P.N. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|--------------------|----------------|--------|----------------|-------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Avanti Battery Company | Natick (USA) | USA | USD | 1.090,29 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |
| Commonwealth Fusion Systems Llc | Wilmington (USA) | USA | USD | 215.000.514,83 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |
| CZero Inc | Wilmington (USA) | USA | USD | 8.116.660,78 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |
| Form Energy Inc | Somerville (USA) | USA | USD | 328.901.396,67 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |
| Obantarla Corp. | Wilmington (USA) | USA | USD | 20.499.995 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |
| sHYp BV PBC | Wilmington (USA) | USA | USD | 3.000.000 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |
| Tecninco Engineering Contractors Llp ^(†) | Aksai (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 29.478.455 | EniProgetti SpA Soci Terzi | 49,00 51,00 | | P.N. |
| Thiozen Inc | Wilmington (USA) | USA | USD | 2.999.987,81 | Eni Next Llc Soci Terzi | | | P.N. |

Altre attività

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|------------------------|-------------------|----------------|--------|----------|------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| HEA SpA ^(†) | Bologna | Italia | EUR | 50.000 | Eni Rewind SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Progetto Nuraghe Scarl | Porto Torres (SS) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Rewind SpA Soci Terzi | 48,55 51,45 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,20
Soci Terzi 68,80

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|------------------------|----------------|--------|-------------|--|----------------|---|
| BF SpA ^(#) | Jolanda di Savoia (FE) | Italia | EUR | 187.059.565 | Eni Natural Energies SpA Soci Terzi | 3,32 96,68 | F.V. |
| Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione | Pisa | Italia | EUR | 138.000 | Eni SpA Soci Terzi | 16,67 83,33 | F.V. |

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|-------------------------|----------------|--------|------------------|-----------------------------------|----------------|---|
| Administradora del Golfo de Paria Este SA | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV Soci Terzi | 19,50 80,50 | F.V. |
| Brass LNG Ltd | Lagos (Nigeria) | Nigeria | USD | 1.000.000 | Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi | 20,48 79,52 | F.V. |
| Darwin LNG Pty Ltd | West Perth (Australia) | Australia | AUD | 187.569.921,42 | Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi | 10,99 89,01 | F.V. |
| New Liberty Residential Co LLC | West Trenton (USA) | USA | USD | 0 ^(a) | Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi | 17,50 82,50 | F.V. |
| Nigeria LNG Ltd | Port Harcourt (Nigeria) | Nigeria | USD | 1.138.207.000 | Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi | 10,40 89,60 | F.V. |
| North Caspian Operating Company NV | L'Aja (Paesi Bassi) | Kazakhstan | EUR | 128.520 | Agip Caspian Sea BV Soci Terzi | 16,81 83,19 | F.V. |
| OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA | Luanda (Angola) | Angola | AOA | 7.400.000 | Eni Angola Prod. BV Soci Terzi | 13,60 86,40 | F.V. |
| Petrolera Güiría SA | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV Soci Terzi | 19,50 80,50 | F.V. |
| SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA | Luanda (Angola) | Angola | AOA | 7.400.000 | Eni Angola Prod. BV Soci Terzi | 10,57 89,43 | F.V. |
| Torsina Oil Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | leoc Production BV Soci Terzi | 12,50 87,50 | F.V. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|-----------------|--------------------------------|----------------|--------|--------------|------------------------------------|----------------|--|
| Norsea Gas GmbH | Friedeburg-Etzel (Germania) | Germania | EUR | 1.533.875,64 | Eni International BV Soci Terzi | 13,04 86,96 | F.V. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|--|------------------------------|----------------|--------|------------------|------------------------------------|----------------|---|
| BFS Berlin Fuelling Services GbR | Berlino (Germania) | Germania | EUR | 89.199 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 12,50 87,50 | F.V. |
| Compania de Economia Mixta "Austrogas" | Cuenca (Ecuador) | Ecuador | USD | 6.863.493 | Eni Ecuador SA Soci Terzi | 13,38 86,62 | F.V. |
| Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS | Nanterre (Francia) | Francia | EUR | 207.500 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 18,00 82,00 | F.V. |
| Dépôts Pétroliers de Fos SA | Fos-Sur-Mer (Francia) | Francia | EUR | 3.954.196,40 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 16,81 83,19 | F.V. |
| Joint Inspection Group Ltd | Cambourne (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 0 ^(a) | Eni SpA Soci Terzi | 12,50 87,50 | F.V. |
| Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" | Al Jubail (Arabia Saudita) | Arabia Saudita | SAR | 1.200.000.000 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 10,00 90,00 | F.V. |
| S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc | Tremblay-en-France (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 12,50 87,50 | F.V. |
| Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 175.713 | Eni Iberia SLU Soci Terzi | 15,45 84,55 | F.V. |
| Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR | Amburgo (Germania) | Germania | EUR | 4.953 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 12,50 87,50 | F.V. |
| TAR - Tankanlage Ruemlang AG | Ruemlang (Svizzera) | Svizzera | CHF | 3.259.500 | Eni Suisse SA Soci Terzi | 16,27 83,73 | F.V. |
| Tema Lube Oil Co Ltd | Accra (Ghana) | Ghana | GHS | 258.309 | Eni International BV Soci Terzi | 12,00 88,00 | F.V. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-------------------------|----------------|--------|----------|------------------------------------|---------------|---|
| New Energy One Acquisition Corporation Plc ^(#) | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 71.875 | Eni International BV Soci Terzi | 3,92 96,08 | F.V. |

Altre attività

IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione (*) |
|---|-------------|----------------|--------|----------|------------------------------|----------------|---|
| Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento) | Nuoro | Italia | EUR | 516.000 | Eni Rewind SpA Soci Terzi | 30,00 70,00 | F.V. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 32)

| | | | |
|---|-------------------|----------------------|-----------------------|
| Brazoria Class B Member Llc | Dover | Plenitude | Soprawenuta rilevanza |
| Brazoria HoldCo Llc | Dover | Plenitude | Soprawenuta rilevanza |
| Corazon Energy Class B Llc | Dover | Plenitude | Acquisizione |
| Corazon Energy Llc | Dover | Plenitude | Acquisizione |
| Corazon Tax Equity Partnership Llc | Dover | Plenitude | Acquisizione |
| Eni New Energy Australia Pty Ltd | Perth | Plenitude | Soprawenuta rilevanza |
| Eni New Energy Batchelor Pty Ltd | Perth | Plenitude | Soprawenuta rilevanza |
| Eni New Energy Katherine Pty Ltd | Perth | Plenitude | Soprawenuta rilevanza |
| Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd | Perth | Plenitude | Soprawenuta rilevanza |
| Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV | Città del Messico | Refining & Marketing | Soprawenuta rilevanza |
| Guajillo Energy Storage Llc | Dover | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV1 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV2 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV3 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV4 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV5 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV6 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV7 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV8 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV9 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV10 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV11 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV12 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV13 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |

| | | | |
|--|-------|-----------|--------------|
| SKGRPV14 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV15 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV16 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV17 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV18 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV19 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV20 Single Member Private Company | Atene | Plenitude | Acquisizione |

IMPRESE ESCLUSE (N. 6)

| | | | |
|---|-------------------|--------------------------|-------------------------|
| Eni Mozambique Engineering Ltd | Londra | Exploration & Production | Soprawenuta irrilevanza |
| Eni South Africa BV | Amsterdam | Exploration & Production | Soprawenuta irrilevanza |
| Eolica Lucana Srl | Milano | Plenitude | Fusione |
| Green Energy Management Services Srl | Roma | Plenitude | Fusione |
| Ing. Luigi Conti Vecchi SpA | Assemini (CA) | Altre attività | Cessione |
| Mizamtec Operating Company S. de RL de CV | Città del Messico | Exploration & Production | Soprawenuta irrilevanza |



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 30 giugno 2022: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

