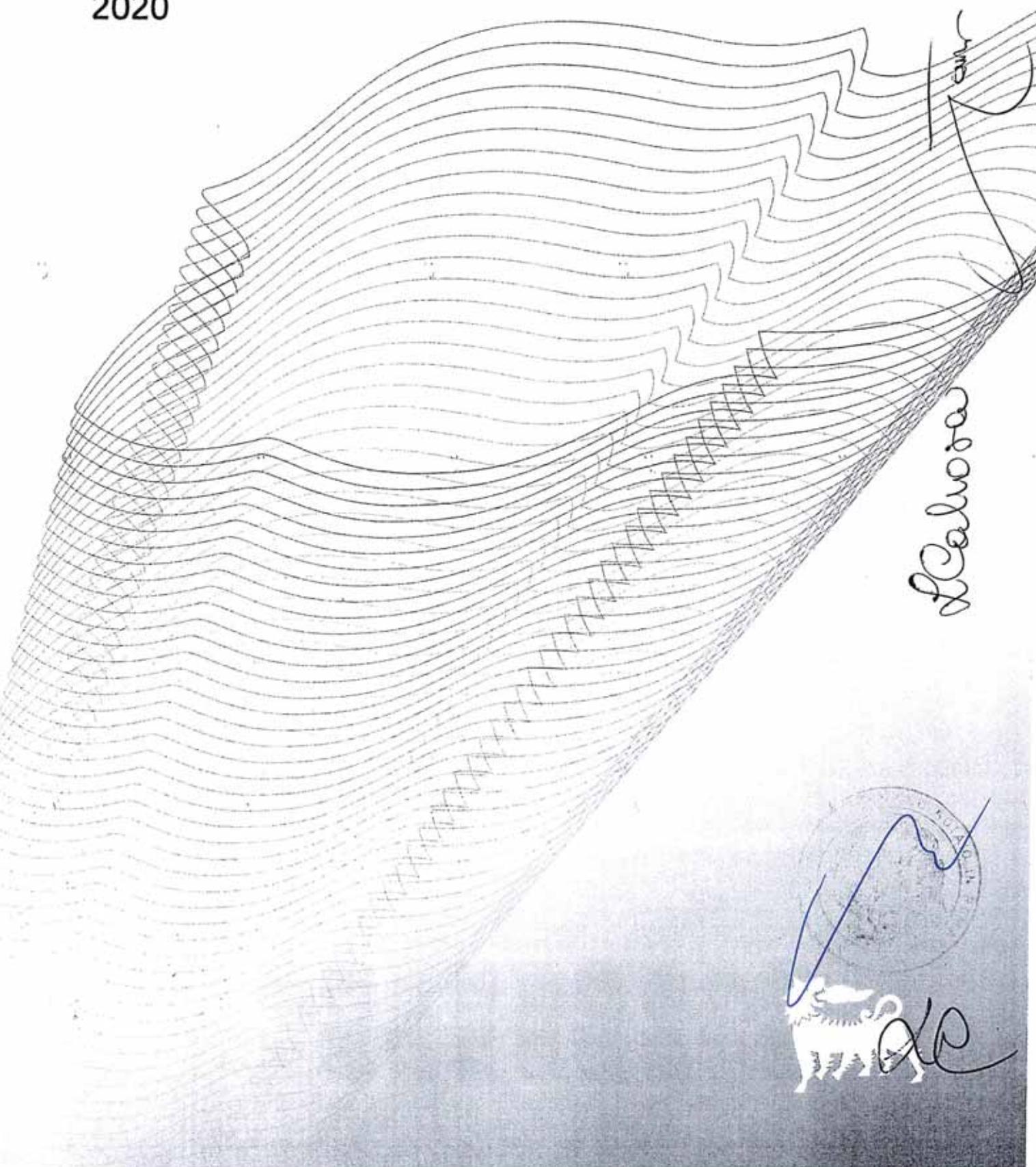


85266/260

Allegato "D"

Rcp 24435

Eni
Relazione
Finanziaria
Annuale
2020





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 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.

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La presente Relazione sulla gestione include la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativa ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta alla corruzione. La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati sono definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), su cui la DNF è sottoposta a limited assurance. Inoltre, sono state considerate le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e le metriche Core del World Economic Forum (WEF).

Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2020 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere.

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.

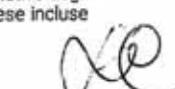


Relazione
Finanziaria
Annuale
2020

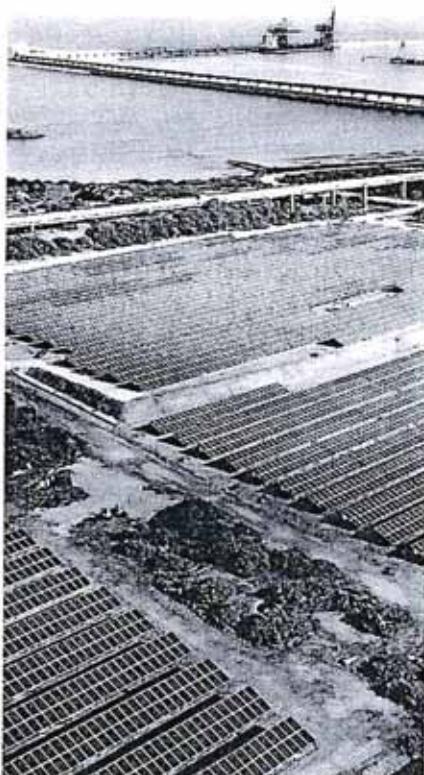
1 RELAZIONE SULLA GESTIONE	1
Attività	2
Modello di business	4
Approccio responsabile e sostenibile	6
Lettera agli azionisti	8
Eni in sintesi	14
Attività di stakeholder engagement	18
Strategia	20
Risk Management Integrato	26
Governance	32
Andamento operativo	
Natural Resources	40
Exploration & Production	42
Global Gas & LNG Portfolio	66
Attività ambientali	70
Energy Evolution	72
Refining & Marketing e Chimica	74
Eni gas e luce, Power & Renewables	82
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	88
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	114
Fattori di rischio e incertezza	122
Evoluzione prevedibile della gestione	147
Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	148
Altre informazioni	194
Glossario	195
2 BILANCIO CONSOLIDATO	198
3 BILANCIO DI ESERCIZIO	344
4 ALLEGATI	436

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale 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 rischiosità 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.



Attività



Le attività di Eni: la catena del valore

Eni è un'azienda globale dell'energia, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai clienti retail e business e ai mercati locali. Per assorbire le emissioni residue saranno implementate sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO₂, sia progetti di conservazione delle foreste (iniziativa REDD+).

Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore.

Eni si è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente.

- La decarbonizzazione sarà conseguita mediante l'implementazione e il rafforzamento di tecnologie e attività esistenti quali **bioraffinerie** con un apporto crescente di materia prima proveniente da **rifiuti e scarti**;
- **Economia circolare** con un incremento dell'uso di biometano, di prodotti di scarto e del riciclo di prodotti finali;
- **Efficienza e digitalizzazione** nelle operazioni e nei servizi ai clienti;
- **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- **Idrogeno blu e verde** per alimentare le bioraffinerie Eni e altre attività industriali altamente energivore;
- **Carbon capture** naturale o artificiale per assorbire le emissioni residue attraverso **iniziativa REDD+** di conservazione delle foreste e progetti di CCS.

Il gas costituirà un importante sostegno alle fonti intermittenti nell'ambito della transizione energetica.

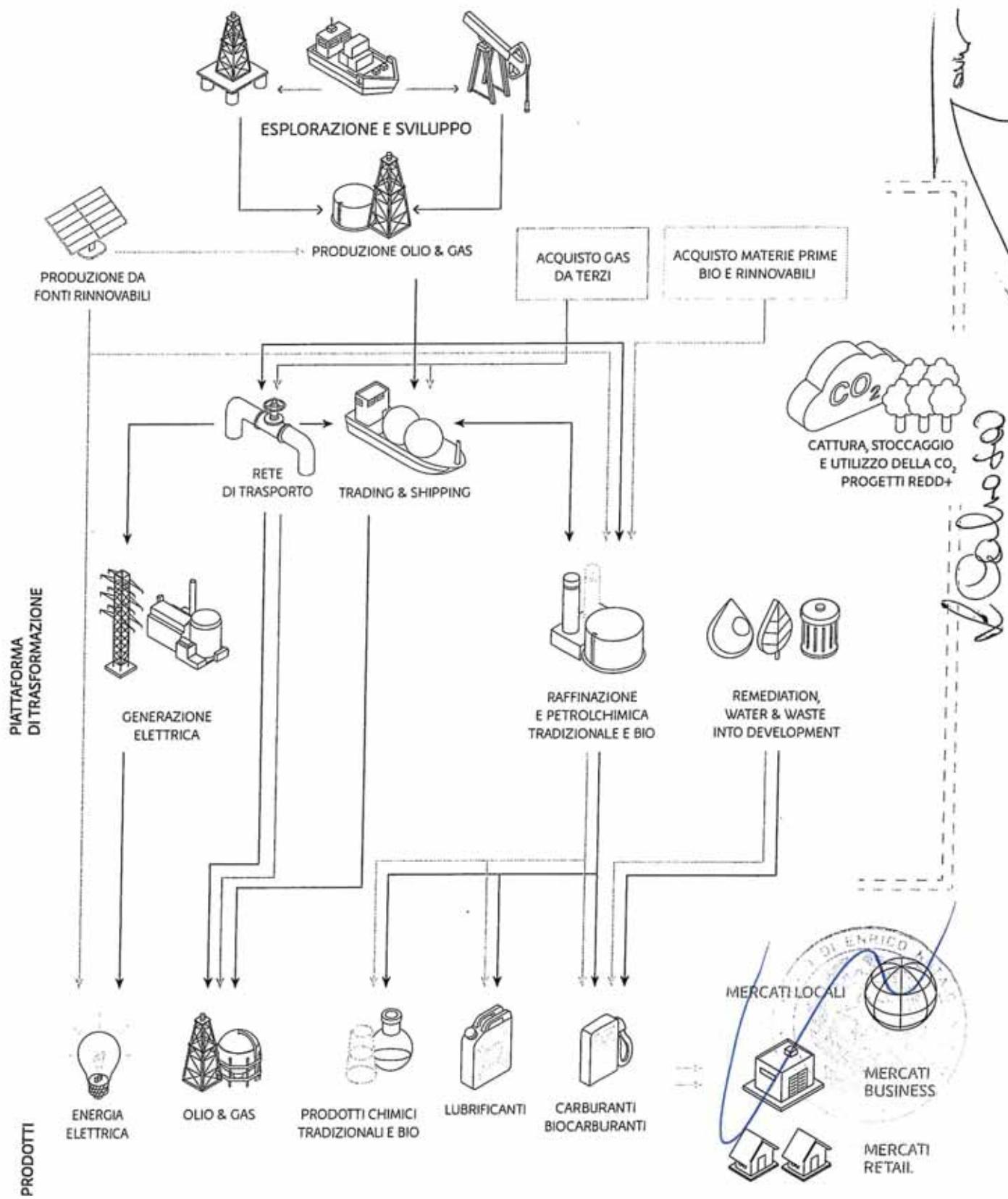
68

i Paesi in cui siamo presenti

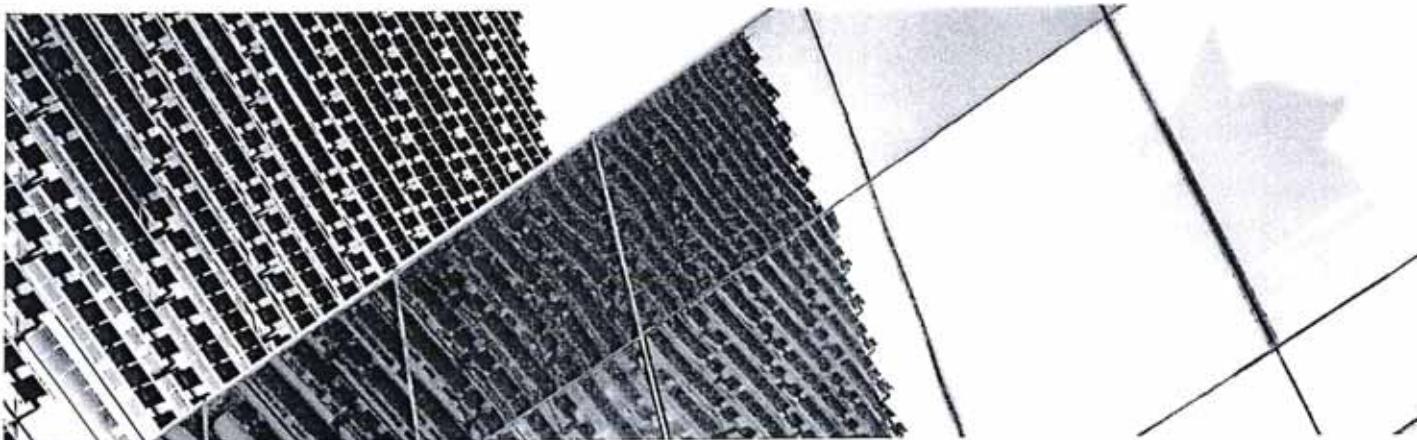
oltre 31.000

i nostri dipendenti

85266/264



Modello di business



Il modello di business di Eni è mosso dalla creazione di valore per i suoi stakeholder, attraverso una forte presenza lungo tutta la catena del valore dell'azienda. Eni progetta a lungo termine, sostenibilmente e ambientalmente, al contempore con le esigenze degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenibilmente verso l'implementazione degli obiettivi di sostenibilità e responsabilità sociale di Eni, attraverso la creazione di sinergie di crescita e di sostenibilità, e il coinvolgimento attivo degli stakeholder.

Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo il proprio raggio di azione lungo tre direttive:

1. **l'eccellenza operativa;**
2. **la neutralità carbonica al 2050;**
3. **le alleanze per lo sviluppo.**

1. In primo luogo, il business di Eni è costantemente indirizzato all'**eccellenza operativa**. Questo si traduce in un impegno continuo per la valorizzazione delle persone, per la salvaguardia sia della salute e della sicurezza delle persone sia dell'**asset integrity**, per la tutela dell'ambiente, per l'integrità e il rispetto dei diritti umani, per la resilienza e la diversificazione delle attività e per garantire una solida disciplina finanziaria. Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel percorso di trasformazione.

2. In secondo luogo, il modello di business di Eni prevede un **percorso di decarbonizzazione** verso la **neutralità carbonica** basato su un approccio che guarda alle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici e su un set di azioni che porteranno alla totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti entro il 2050. Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta.

3. La terza direttrice sono le **Alleanze per la promozione dello sviluppo** attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi di presenza, favorendo l'accesso all'elettricità e promuovendo Programmi per lo sviluppo locale (Local Development Programme - LDP) con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità. Questo approccio distintivo, denominato "Dual Flag", è basato su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale al fine di individuare i bisogni delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Eni è impegnata, inoltre, nella creazione di opportunità di lavoro e nel trasferimento del proprio know-how e le proprie competenze ai propri partner locali.

Il modello di business Eni si sviluppa lungo queste tre direttive facendo leva sulle competenze interne, sullo sviluppo e l'applicazione di tecnologie innovative e sul processo di digitalizzazione.

Elemento fondante del modello di business è il sistema di Corporate Governance, ispirato ai principi di trasparenza e integrità, e approfondito nella Sezione di "Governance".

85266/266

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

Attraverso la presenza integrata in tutta la catena del valore dell'energia



ECCellenza Operativa

Salute Sicurezza e Ambiente

Diritti Umani & Integrity

Resilienza e Diversificazione

Disciplina finanziaria

TRASFORMAZIONE E FLESSIBILITÀ DEL PORTFOLIO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Valutazione delle emissioni Scope 1, 2 e 3 generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti

Azioni concrete per la totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti

OBIETTIVI INTERMEDI DI RIDUZIONE NETTA IN TERMINI ASSOLUTI ED INTENSITÀ EMISSIVA

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Approccio Dual Flag

Partnership pubblico-privato

Creazione posti di lavoro e trasferimento di know-how

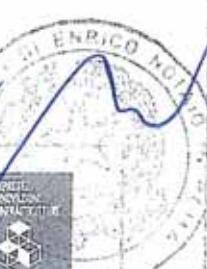
PROGRAMMI DI SVILUPPO LOCALE IN LINEA CON L'AGENDA 2030 DELLE NAZIONI UNITE

COMPETENZE

INNOVAZIONE TECNOLOGICA E DIGITALIZZAZIONE



OBIETTIVI
PER IL SVILUPPO SOSTENIBILE



6 85206/267

Approccio responsabile e sostenibile

Eni adotta un approccio responsabile e sostenibile al fine di assicurare la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder. Tale approccio, la cui importanza è ancor più evidente dopo lo scoppio della pandemia, è confermato nella Mission aziendale che esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler giocare un ruolo determinante nel processo di "just transition" per un futuro low carbon che garantisca l'accesso efficiente e sostenibile all'energia per tutti per contribuire al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

		IMPEGNI	
	NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i nostri prodotti e processi entro il 2050
	ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE	Eni si impegna a sostenere il percorso di "just transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione psico-fisica delle proprie persone e riconoscendo la diversità come risorsa
		SALUTE	Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera un requisito fondamentale e ne promuove il benessere fisico, psicologico e sociale
		SICUREZZA	Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzeroare il verificarsi degli incidenti e a salvaguardare l'integrità degli asset
		RISPETTO PER L'AMBIENTE	Eni promuove la gestione efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, attraverso azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare e identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione e si impegna a non effettuare attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO
		DIRITTI UMANI	Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder
	TRASPARENZA E INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS		Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi
	ALLEANZE PER LO SVILUPPO	MODELLO DI COOPERAZIONE	Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo
		INNOVAZIONE TECNOLOGICA	Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business

85266 | 268

PRINCIPALI RISULTATI 2020

- -26% indice di intensità emissiva GHG upstream vs. 2014
- -39% volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine vs. 2014
- -90% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014 (TARGET RAGGIUNTO)

OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE



- 31.495 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported -1,7% vs. 2019)
- +2,3 punti percentuali incremento donne in assunzione (34,6% nel 2020 vs. 32,3% nel 2019)
- Ca. 1,04 milioni di ore di formazione (-23,6% vs. 2019)
- 13.300 profili professionali mappati ad oggi
- 354.192 di servizi sanitari erogati
- 222.708 di registrazioni ad iniziative di promozione della salute



- TRIR^(a) 0,36
- Promozione iniziative di approfondimento sul Fattore Umano per contrastare i rischi di incidente
- Rilanciata e valorizzata la campagna "Safety starts @ home" in considerazione delle nuove modalità di lavoro
- Adesione ai 4 principi per le soluzioni basate sulla natura del "Together with Nature"
- Estensione della mappatura del rischio biodiversità alla rete degli oleodotti R&M
- 91% riutilizzo delle acque dolci
- -11% prelievi di acque dolci vs. 2019
- -19% rifiuti generati da attività produttive vs. 2019
- -7% barili sversati da oil spill operativi vs. 2019



- Classificata dal CHRB^(b) al primo posto tra le 199 società valutate
- Adesione ai Voluntary Principles on Security and Human Rights
- Emissione del nuovo Codice Etico
- Emissione del nuovo Codice di Condotta Fornitori di Eni
- Emissione di una nuova Policy dedicata alle Popolazioni Indigene in Alaska
- 97% dei contratti di security con clausole sui diritti umani
- 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- Adesione ad EITI^(c) dal 2005
- 91 Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EITI a livello locale
- 31 audit interni svolti con verifiche anti-corruzione
- Pubblicazione Country-by-Country Report^(d)
- Pubblicazione posizione Eni sulla trasparenza contrattuale



- €96,1 milioni di investimenti per lo sviluppo locale
- Siglati accordi di cooperazione con Banca Mondiale, USAID e organizzazioni della società civile



- €157 milioni investiti in ricerca e sviluppo
- 25 nuove domande di primo deposito brevettuale di cui 7 sulle fonti rinnovabili



(a) Total Recordable Injury Rate.

(b) Corporate Human Rights Benchmark.

(c) Extractive Industries Transparency Initiative.

(d) Report per la valutazione del rischio fiscale da parte delle Amministrazioni Finanziarie che raccoglie dati su volume d'affari, profitti e imposte aggregati con riferimento alle giurisdizioni nelle quali Eni conduce il business.

Lettera agli azionisti



Lucia Calvosa
Presidente

Cari Azionisti,

Il 2020 è stato un anno eccezionale, che passerà alla storia per la drammaticità degli eventi che abbiamo vissuto e per le sfide senza precedenti che la nostra Compagnia ha affrontato.

La pandemia COVID-19 ha toccato la vita dell'intera umanità, con ricadute di vastissima portata sull'attività economica, sulla libertà di movimento delle persone e sul settore energetico. La domanda petrolifera globale ha registrato la massima contrazione "on record", pari a circa -9%. Di fronte a discontinuità di mercato di tali proporzioni, abbiamo reagito con rapidità, dimostrando come Eni sappia trovare nei momenti difficili la forza, le risorse e la capacità di adattamento per superare le crisi.

Innanzitutto, abbiamo messo in atto misure idonee per preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le nostre sedi e unità produttive, nonché per garantire la continuità delle nostre operazioni anche attraverso il coinvolgimento dei nostri fornitori. Inoltre, in collaborazione con gli enti locali, Eni ha intrapreso azioni immediate nel ri-orientare i progetti di sviluppo locale per meglio rispondere alle necessità primarie e urgenti delle popolazioni più vulnerabili.

Durante la fase più acuta del downturn, abbiamo preso misure decisive per rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, definendo chiare priorità nell'allocazione della cassa. Attraverso la revisione dei nostri piani di breve-medio termine abbiamo ridotto di €8 miliardi gli esborsi per costi e investimenti nel biennio 2020-2021, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni, e abbiamo definito un'innovativa "dividend policy", basata su una componente fissa, oggetto di rivalutazione in funzione della realizzazione degli obiettivi industriali di Eni, e una componente variabile parametrata allo scenario, in modo da adattare il dividendo alla volatilità del mercato, mentre il buy-back è stato sospeso.

Con queste azioni, nonostante l'impatto di grandi proporzioni della crisi sulle nostre entrate di cassa che si sono contratte di circa €6 miliardi rispetto alle previsioni d'inizio anno, siamo riusciti a generare un flusso di cassa adjusted di €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 di 0,3 si attesta nella nostra comfort zone e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche alle operazioni di collocamento di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi che, sostenute dal nostro standing creditizio, sono state chiaramente apprezzate dai mercati finanziari.

Nonostante la crisi, abbiamo migliorato e accelerato la nostra strategia di decarbonizzazione e oggi annunciamo l'obiettivo ancora più ambizioso di azzeramento di tutte le nostre emissioni (Scope 1, 2 e 3) legate all'intero ciclo di vita dei nostri prodotti entro il 2050.

In tale ambito, nel giugno 2020 abbiamo ridisegnato l'organizzazione di Eni istituendo due nuovi Centri di Responsabilità: la Direzione Generale Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica e i progetti di cattura della CO₂, e la Direzione Generale Energy Evolution che gestirà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le due Direzioni lavoreranno in maniera sinergica con l'ausilio della R&D e della digitalizzazione per realizzare i piani di Eni e per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

I business della Natural Resources, unitamente alla raffinazione tradizionale, sono stati quelli maggiormente colpiti dalla crisi dell'industria.

La E&P nonostante la flessione del 35% del prezzo del Brent ha generato un contributo di cassa robusto grazie alla resilienza del portafoglio di asset caratterizzati da contenuto break even e alla flessibilità dei progetti di sviluppo che ci ha consentito di rimodulare alcune fasi e contenere i capex. L'esplorazione, uno dei nostri principali driver di crescita e di generazione di valore, ha ottenuto nel 2020 risultati eccellenti. Nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50% abbiamo



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

85266/270



scoperto 400 milioni di boe di nuove risorse, al costo competitivo di 1,6 \$/barile. Le attività sono state concentrate nell'esplorazione di prossimità al fine di assicurare un rapido contributo ai cash flow. In questo ambito si evidenziano le scoperte near-field in Egitto, in Tunisia, Norvegia, Algeria ed Angola, dove l'appraisal di Agogo ha stimato 1 miliardo di boe in posto che ci consentiranno di allungare la vita utile della FPSO del Blocco 15/06 operato. Importanti risultati sono stati ottenuti anche nell'esplorazione di frontiera con la scoperta a gas e condensati di Mahani nell'onshore dell'Emirato di Sharjah (EAU), entrata in produzione a inizio 2021 a solo un anno dalla firma del contratto, l'appraisal del giacimento Ken Bau nell'offshore del Vietnam che ha consentito di delineare un giant e la scoperta di Saasken nell'offshore del Messico che consolida la nostra posizione nel Paese. La rilevanza di tali successi apre opportunità di possibili monetizzazioni anticipate in applicazione del nostro dual exploration model. Uno dei nostri vantaggi competitivi è l'abilità nel ridurre il time-to-market delle riserve, che unitamente a un'esplorazione efficiente contribuisce ad assicurare un portafoglio di asset resilienti allo scenario. Il nostro successo fa leva su di un modello originale di sviluppo basato sulla parallelizzazione delle fasi (appraisal, pre-development, ingegneria), approccio modulare che prevede avvio accelerato in early production e successivo ramp-up, minimizzazione dell'esposizione finanziaria e insourcing delle fasi critiche di progetto (ingegneria di dettaglio, supervisione della produzione, commissioning/hook-up) alle quali applicare le nostre competenze. Esempi di tale approccio sono stati nel 2020 la rapida crescita produttiva dell'hub di Area 1 in Messico (da 4 mila boe/giorno nel 2019 a 14 mila boe/giorno, +200%), l'avvio di Agogo in Angola ad appena nove mesi dalla scoperta e il progetto Berkine in Algeria realizzato con approccio fast-track consentendo di valorizzare riserve di prossimità. Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione del plateau produttivo degli asset in operatività al fine di contrastare i declini naturali.

Nel complesso, scontate le rimodulazioni degli investimenti di circa €2 miliardi, lo sviluppo E&P ha concorso ad assicurare un solido livello produttivo di 1,73 milioni di boe/giorno con la crisi che ha pesato per circa 200 mila boe, al netto dei quali avremmo superato le nostre aspettative.

L'intensità emissiva delle produzioni operate (al 100%) si è ridotta nel 2020 di circa il 25% rispetto al 2014, in linea con il target di riduzione del 43% al 2025. Le emissioni globali calcolate sulla produzione equity sono state pari a circa 14,4 milioni di tonnellate di CO₂, che si riducono a 12,9 milioni grazie alla valorizzazione degli interventi di conservazione delle foreste del progetto REDD+ Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia, in virtù del quale Eni ha conseguito la prima generazione di crediti di carbonio che sono stati utilizzati per la compensazione di emissioni equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂. Il ramp-up dei progetti di gestione/valorizzazione del routine gas altrimenti inviato a flaring ci hanno consentito di ridurre i volumi della baseline 2014 del 37% a fine 2020 e confermiamo il loro azzeramento entro il 2025, contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione di Eni. Altro driver del nostro processo di decarbonizzazione sono i progetti in fase di avvio per la cattura e la sequestrazione geologica della CO₂ utilizzando giacimenti operati in via di esaurimento. Al riguardo la prima milestone è stata conseguita con l'assegnazione da parte dell'autorità Oil & Gas britannica della licenza per il progetto di stoccaggio della CO₂ nella Baia di Liverpool che contribuirà alla decarbonizzazione delle zone industriali dell'Inghilterra nord-occidentale e del Galles settentrionale, nonché i progressi nell'avvio del progetto pilota, per il quale è attesa la decisione finale d'investimento, per la realizzazione di un hub di cattura/sequestrazione della CO₂ presso i giacimenti esausti dell'offshore di Ravenna.

Infine, stiamo sviluppando un approccio innovativo nel processo di valutazione degli investimenti, sistematizzando le informazioni in materia dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU, al fine di integrare questi aspetti all'interno della pianificazione e delle strategie. Dopo la prima fase di testing su un campione di investimenti in ambito upstream si intende estendere il perimetro di analisi ad altre tipologie di progetti.

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) ha ottenuto un EBIT adjusted di €0,33 miliardi superiore alle nostre aspettative, nonostante la significativa flessione della domanda gas in Europa e il crollo dei consumi asiatici di LNG durante il picco della crisi. La sostenibilità del risultato GGP è dovuta alla complessiva azione di ristrutturazione dei contratti long-term di approvvigionamento e trasporto del gas, nonché all'attività di ottimizzazione del portafoglio sfruttando la flessibilità e le opzionalità degli asset gas.

85266/271

I business del futuro gestiti dalla direzione Energy Evolution hanno dato prova di grande resilienza e capacità di adattamento, riuscendo ad assorbire l'impatto della recessione sui consumi di carburanti e di materie plastiche.

R&M chiude l'anno con un EBIT adjusted di €0,24 miliardi, nonostante il peggiore scenario della storia per i margini delle lavorazioni tradizionali. Il risultato è stato sostenuto dall'aumento dei volumi lavorati (+130%) e dei margini del biogasolio grazie al ramp-up della green refinery di Gela e alla performance di quella di Venezia, nonché dalla stabilità del marketing grazie all'efficienza della rete e all'attenzione al cliente. Continua il processo di evoluzione verso l'espansione dei servizi alla mobilità a sostegno dei risultati che farà leva sul consolidamento degli accordi con Amazon, Poste e Telepass, il lancio del nuovo format Eni Cafè Emporium e l'avvio del progetto "Eni Parking".

Il business della chimica gestito da Versalis ha retto nel complesso l'urto della rilevante contrazione dei consumi di materie plastiche dovuto alla crisi economica grazie alle ristrutturazioni fatte in questi anni nelle linee di business tradizionali, mentre prosegue l'evoluzione del business in chiave green e di circular economy che nel medio termine ridurrà la ciclicità dei risultati. È in fase di potenziamento il sito di Crescentino, hub strategico per la produzione di energia elettrica e feedstock chimici interamente da biomasse residuali non in competizione con la filiera alimentare sulla base di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, di cui una prima applicazione pratica è stata la produzione di un disinfettante a base di bioetanolo su formulazione OMS per l'emergenza sanitaria. Sono proseguiti gli investimenti per portare su scala industriale tecnologie di riciclo dei rifiuti plastici. Versalis è già attiva nel riciclo meccanico della plastica usata con la linea "Revive" di polietilene/stirenici che nel 2020 è stata ampliata grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati. Per la frazione di rifiuti plastici non altrimenti recuperabile, il Plasmix, sono in fase di sviluppo dei processi chimici di riciclo basati sulla pirolisi che sarà applicata in un impianto pilota presso lo stabilimento di Mantova per la produzione di materia prima chimica o, in sinergia con la raffinazione, in tecnologie di trasformazione in gas di sintesi per la produzione di idrogeno o altri feedstock industriali. Inoltre, grazie all'alleanza con la società di ricerca britannica AlphaBio Control, stiamo sviluppando prodotti per la protezione dell'agricoltura da fonti rinnovabili, quali erbicidi e biocidi, in sinergia con la produzione di principi attivi da parte della nostra piattaforma di chimica da rinnovabili a Porto Torres, in Sardegna. Il settore Eni gas e luce (EGL), Power & Renewables ha performato in maniera eccellente. EGL ha riportato una crescita del 17% dell'EBIT grazie alla fidelizzazione della base clienti cresciuta a 9,6 milioni di punti di fornitura (+150 mila), al contributo incrementale dei servizi/prodotti non commodity, all'efficienza del marketing e all'ottimizzazione degli asset power. Il business retail gas si apre sempre di più alla decarbonizzazione e all'innovazione con le acquisizioni di Evolvere per ampliare l'offerta di prodotti green e le partnership con Tate in Italia e OVO in Francia per il potenziamento dei servizi digitali.

Il business delle rinnovabili ha raggiunto una prima milestone con 1 GW di capacità installata/in sviluppo. La crescita è avvenuta sia per linee interne, sia facendo leva su selettive operazioni di M&A quali quelle nel mercato USA in partnership con Falck Renewables per l'acquisizione di 112,5 MW di capacità rinnovabile in quota Eni (eolico/solare) e di 57 MW di capacità fotovoltaica rilevata dalla stessa Falck. La crescita per linee interne fa leva sull'originale modello di sviluppo Eni che sfrutta le sinergie tecnico-operative con gli asset esistenti sia operativi quali i centri olio della E&P sia siti dismessi/inattivi bonificati da Eni Rewind che sono rivitalizzati attraverso l'installazione di capacità di generazione green. In tale ambito nel 2020 sono state avviate le unità fotovoltaiche di Porto Torres e Volpiano. A medio termine la crescita delle rinnovabili sarà sostenuta dalla concretizzazione delle opportunità associate con le nostre partnership strategiche negli USA e con il socio norvegese di Vår Energi, HitecVision, che affianca alla prima una nuova joint venture, Vårgrønn, che ha come obiettivo l'espansione nel settore dell'eolico offshore della Norvegia e dei mercati nordici facendo leva sull'esperienza maturata nell'upstream da parte di Vår Energi e sostenendone il percorso di decarbonizzazione. Abbiamo acquisito il 20% del progetto Dogger Bank (A e B) nell'eolico offshore nel Regno Unito della potenza di 2,4 GW che sarà il più grande al mondo nel suo genere con avvio della prima fase nel 2023 e in Italia da Asja Ambiente tre progetti autorizzati per la costruzione di parchi eolici onshore della potenza complessiva di 35 MW.

Altro driver di sviluppo a medio termine è lo sfruttamento dell'energia rinnovabile derivante dal moto ondoso del mare che a partire dalla collaborazione industriale con le italiane CDP, Fincantieri e Terna si rafforza ulteriormente con l'ingresso in qualità di lead partner in Ocean Energy Europe, la più grande organizzazione europea per lo sviluppo delle energie dall'oceano.

La nostra R&D, vera esplorazione nel campo delle rinnovabili e volano di crescita trasversale ai business Eni, è impegnata nelle aree che ritieniamo strategiche nel dare forma allo scenario energetico a medio/lungo termine, quali la produzione di biocarburanti da materie prime di seconda/terza generazione, l'ottenimento di idrogeno e

85266 | 272



Eni
Sostenibile

metanolo da rifiuti, l'energia degli oceani, il solare a concentrazione e modalità di cattura della CO₂ complementari a quella geologica basate sull'idea innovativa di riutilizzare la CO₂ attraverso la biofissazione su microalghe sfruttando il principio della fotosintesi clorofilliana con l'ottenimento di materiali di valore (basi alimentari o bio olio) o fissandola in via chimica in residui dell'industria mineraria, ottenendo materiali per l'edilizia. Di grande interesse è anche la ricerca sull'idrogeno verde dove stiamo studiando in partnership con Enel la realizzazione di elettrolizzatori alimentati a energia rinnovabile in sinergia con le nostre raffinerie. I progetti pilota con elettrolizzatori di circa 10 MW sono previsti iniziare a generare idrogeno verde nel 2022-2023.

In definitiva nel 2020, la nostra azienda è stata in grado di superare una crisi di dimensioni epocali, mantenendo un sano equilibrio tra entrate ed uscite di cassa e al tempo stesso progredendo con forza nel percorso volto a traghettare la neutralità carbonica nel lungo termine. Il nostro percorso di transizione continua a raccogliere consensi anche tra i rating ESG più diffusi sul mercato come la valutazione di leadership in quattro rating internazionali ESG: MSCI, Sustainalytics, Bloomberg ES e V.E Vigeo Eiris. Ulteriori valutazioni di leadership le abbiamo ottenute nei rating di CDP Climate Change, CDP Water Security e nella valutazione Transition Pathways Initiative. Siamo stati confermati, inoltre, all'interno degli indici FTSE4Good Developed e, da quest'anno, anche nell'ESG iTraxx index. A questi si aggiunge il riconoscimento da parte di istituti di ricerca specializzati quali Carbon Tracker, che ha votato Eni quale prima tra le aziende comparabili in merito alla competitività del portafoglio progetti non sanzionato, (for the competitiveness of its unsanctioned portfolio), target di riduzione delle emissioni unitamente alla adozione di uno scenario prezzi di medio-lungo termine tra i più prudenti del settore. Infine, Eni conferma la propria leadership nell'approccio ai diritti umani, classificandosi come prima tra le 199 società valutate dal Corporate Human Rights Benchmark (CHRB) nel 2020, ex aequo con una sola altra società.

Strategia e piano operativo 2021-2024

La nostra strategia disegna un percorso di trasformazione del business irreversibile, che ci condurrà all'obiettivo di "zero emissioni nette" riferite ai nostri processi produttivi e all'utilizzo dei nostri prodotti da parte dei consumatori finali (Scope 1, 2 e 3) al 2050, ponendo al centro della nostra azione le ambizioni più sfidanti dell'accordo di Parigi, al fine di contribuire al raggiungimento dei 17 Sustainable Development Goals dell'ONU e di creare valore sostenibile per tutti i nostri stakeholders.

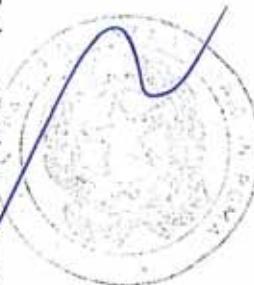
L'evoluzione della nostra struttura industriale farà leva sulla decarbonizzazione dei prodotti e dei processi, diversificando ed espandendo la nostra presenza nei business del retail e delle rinnovabili, che saranno combinati in un'unica entità per massimizzare le sinergie, nei prodotti bio e nell'economia circolare. Grazie a queste azioni, alla disciplina finanziaria e alla selettività dei progetti d'investimento aumenteremo in misura significativa la resilienza della Compagnia alla volatilità dello scenario.

Nel prossimo quadriennio considerate le incertezze e i rischi della ripresa post-pandemica, abbiamo definito un set di azioni finalizzate a ridurre ulteriormente la cash neutrality e a crescere nei prodotti green, blue e bio.

Il piano operativo della DG Natural Resources è improntato a massimizzare la generazione di cassa e a ridurre l'impronta carbonica del business.

La fase esplorativa, con un tetto di spesa annuo di circa €400 milioni nel prossimo quadriennio, si svilupperà lungo le linee guida di riduzione del ciclo di scoperta con iniziative near-field/incrementali a rapido ritorno in superbacini maturi e aree proven, rinnovo selettivo del portafoglio e allineamento delle risorse al mix produttivo di lungo termine. L'esplorazione di frontiera sarà attuata in aree selezionate secondo i principi di operatorship ed elevato working interest, al fine di applicare il dual exploration model in caso di successi sostanziali. L'obiettivo è scoprire nel quadriennio circa 2 miliardi di boe di riserve a costi competitivi con attività concentrate in Africa Settentrionale, Africa Occidentale, offshore norvegese e aree di frontiera in Medio Oriente, Africa Orientale, Sud-Est asiatico e Golfo del Messico.

Lo sviluppo delle riserve d'idrocarburi con una spesa media annua di circa €4 miliardi, equamente ripartiti tra sostegno dei plateau e iniziative di crescita, prediligerà asset a elevata generazione di cassa e contenuto break even conseguendo un tasso di crescita medio annuo nel quadriennio di circa il 4%, traghettando un plateau di 2 milioni di boe/giorno al 2024, di cui circa un terzo da nuovi sviluppi (ramp-up, avvi e scoperte near-field). I principali driver della crescita saranno l'aumento dei volumi di gas del progetto Zohr in Egitto per i quali è già disponibile la relativa capacità, l'avvio di Merakes in Indonesia e di Coral LNG in Mozambico, gli sviluppi nell'offshore norvegese realizzati dalla nostra JV Vår Energi, il "full-field development" di Area 1 in Messico e le iniziative a gas Dalma Hub e Sharjah negli Emirati Arabi Uniti. Le azioni di sviluppo pianificate unitamente a un focus costante sull'efficienza ci consentiranno di traghettare un Brent di copertura dei capex di 28 \$/barile, 10 \$/barile meno del



AE

livello attuale, mantenendo un adeguato livello di flessibilità in caso di ulteriori shock considerato che oltre il 55% dei nostri investimenti negli ultimi due anni di piano non è ancora autorizzato.

Il business GGP è previsto assicurare un flusso di cassa stabile nel quadriennio facendo leva sull'integrazione con l'upstream e la monetizzazione del gas approvvigionato long-term in Europa. Il driver principale sarà lo sviluppo del portafoglio e delle vendite di GNL nei mercati a premio di middle/far-est asiatico con l'obiettivo di volumi contrattati pari a 14 MTPA nel 2024. Una parte crescente delle forniture che copiranno il 70% del portafoglio al 2024 sarà assicurata attraverso la massimizzazione dei prelievi di gas equity in Indonesia, Mozambico, Nigeria, nonché Egitto dove grazie all'accordo di ristrutturazione della Unión Fenosa Gas abbiamo acquisito il terminale LNG strategico di Damietta.

Il programma operativo della DG Energy Evolution è improntato alle direttive strategiche dello sviluppo dell'energia rinnovabile e del portafoglio clienti nonché dell'ottimizzazione del footprint industriale, con investimenti cumulati di €7,9 miliardi nel quadriennio.

R&M ridurrà progressivamente l'esposizione allo scenario oil tradizionale in Europa caratterizzato da debolezze strutturali a causa dell'eccesso di capacità e del declino dei consumi e da margini volatili. Le principali azioni saranno l'incremento di efficienza e flessibilità degli asset a carica petrolifera, la massimizzazione delle potenzialità dell'investimento in ADNOC Refining grazie anche alla nuova piattaforma di trading e lo sviluppo del business green. La capacità di biorefining è prevista raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno al 2024. La produzione di biocarburanti sarà sempre più sostenibile per effetto del progressivo azzeramento della carica palm oil a beneficio di olii di seconda generazione non in competizione con la catena alimentare e altre cariche innovative (rifiuti/residui) che copiranno circa l'80% della carica al 2024. Le stazioni di servizio saranno oggetto di upgrading per potenziare i servizi alla mobilità e ampliare l'offerta low carbon (metano, idrogeno e colonnine di ricarica per veicoli elettrici).

Versalis punterà a una chimica maggiormente sostenibile, ai progetti di economia circolare quali le plastiche da riciclo e ai prodotti di nicchia per ridurre l'esposizione del portafoglio alla volatilità del costo della carica petrolifera e alle commodity caratterizzate da pressione competitiva e margini incerti.

Le centrali di generazione elettrica da cicli combinati a gas saranno gestite in modo da massimizzarne il valore facendo leva su maggiore efficienza e flessibilità e sulla decarbonizzazione delle produzioni con investimenti mirati e in sinergia con le iniziative del Gruppo.

EGL facendo leva sull'integrazione con le rinnovabili promuoverà la crescita e la valorizzazione del portafoglio clienti con l'obiettivo di superare 11 milioni di punti di fornitura nel 2024 e 15 milioni nel 2030 grazie ad un'offerta sempre più green e migliorando l'esperienza di consumo mediante l'innovazione e la digitalizzazione. Gli altri driver di risultato saranno l'espansione dei servizi extracommodity, della generazione distribuita fotovoltaica e un focus costante sul mantenimento dell'efficienza della macchina operativa.

Lo sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili avverrà sia per linee interne in sinergia con i nostri asset, sia concretizzando le opportunità d'investimento associate con le nostre partnership strategiche: la JV con Falck Renewables per l'espansione nel mercato USA, l'alleanza con CDP per l'Italia, l'ingresso nell'eolico offshore norvegese e la partecipazione nel progetto eolico Dogger Bank nel Mare del Nord britannico. L'obiettivo è arrivare a 4 GW di capacità installata al 2024 e 15 GW al 2030.

Oltre allo sviluppo della capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili, la nostra strategia di decarbonizzazione farà leva sui driver di efficienza energetica, forestry e dispiegamento delle nostre "negative emission technologies". Gli investimenti di valorizzazione del gas e la digitalizzazione delle operations ci consentono di confermare i nostri obiettivi a medio termine di decarbonizzazione dell'upstream con l'azzeramento del gas flaring di routine e la riduzione del 43% dell'intensità emissiva rapportata alle produzioni operate al 100% dal 2025 in avanti. Siamo convinti che la conservazione delle foreste possa contribuire in maniera importante agli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi nonché gli SDG dell'ONU. In tale ambito è in corso di valutazione finale una serie di progetti in Africa, America Centro-Sud e Sud-Est asiatico che a regime nell'arco dei prossimi dieci anni ci garantiranno un portafoglio di crediti emissivi in grado di compensare più di 6 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2024 e più di 20 milioni al 2030, quest'ultimo target in funzione delle esigenze di azzeramento al 2030 delle emissioni Scope 1 e 2 del nostro upstream (calcolate con riferimento alla produzione in base al working interest Eni) e di concorrere alla mitigazione delle emissioni degli altri settori.

I progetti in fase di pre-sviluppo relativi alla sequestrazione geologica a al riutilizzo della CO₂ (CCS/CCU) sono il frutto delle nostre competenze core nella geologia e della nostra ricerca di laboratorio per soluzioni innovative a beneficio del clima. Stimiamo un potenziale di cattura/emissioni evitate corrispondente a circa 15 MTPA al 2030 (7 milioni in quota Eni) sulla base dello sviluppo "at scale" di una serie di iniziative tra cui i grandi progetti operati

85266/274

13

COS
DOL
2

CCS Adriatic Blue presso Ravenna e Liverpool Bay in UK nei quali riutilizzeremo infrastrutture esistenti e i nostri giacimenti esauriti, nonché i progetti CCU di biofissazione e mineralizzazione della CO₂ per l'ottenimento di prodotti di valore attesi in avvio su scala pilota rispettivamente nel 2022-2023 presso i nostri hub di Gela e Ravenna. Altro driver di crescita e di miglioramento anche del nostro carbon footprint saranno i progetti di economia circolare per i quali investiremo un ammontare significativo di risorse. Le principali iniziative riguarderanno il ramp-up delle produzioni chimiche da riciclo meccanico delle plastiche usate, la realizzazione di un impianto pilota per il riciclo chimico del plasmix e la realizzazione con avvio nel 2024 presso il sito di Porto Marghera di un impianto industriale per il trattamento della frazione solida dei rifiuti urbani con resa in bio olio per il green diesel, basato sulla nostra tecnologia proprietaria Waste to Fuel. Inoltre, realizzeremo a Ravenna in un sito di proprietà inattivo e bonificato una filiera in collaborazione con Herambiente per il trattamento circolare dei rifiuti provenienti da attività ambientali e industriali con ramp-up fino a 60 mila tonnellate/anno, con netto miglioramento degli indici di sostenibilità ed emissivi.

Nel complesso nel prossimo quadriennio prevediamo un programma di investimenti pari a circa €27 miliardi, di cui circa il 20% relativi ai business del futuro (rinnovabili e progetti di decarbonizzazione/economia circolare). Allo scenario conservativo di modesta ripresa del prezzo del petrolio Brent fino a 60 \$/barile nel 2023-2024, prevediamo di generare circa €44 miliardi di flusso di cassa operativo ante working capital con i quali coprire gli investimenti programmati, l'assorbimento del circolante e il floor dividend, lasciando un margine progressivamente sempre più ampio di cash flow discrezionale a beneficio della componente variabile del dividendo e a tutela della struttura patrimoniale.

Sulla base dei piani e delle azioni programmate, siamo in grado di migliorare la politica di remunerazione che prevede un dividendo base pari a €0,36 per azione in corrispondenza di un media Brent di 43 \$/barile rispetto ai 45 \$/barile della precedente, con la componente variabile parametrata a una percentuale crescente dal 30 al 45% del free cash flow generato in uno scenario compreso tra 43 e 65 \$/barile. Inoltre, un programma di buy-back di €300 milioni/anno sarà riattivato con un prezzo del Brent compreso tra 56 e 60 \$/barile, un livello inferiore rispetto alla soglia di attivazione precedente. Il buy-back salirà a €400 milioni/anno a partire da 61 \$/barile e a €800 milioni/anno a partire da 66 \$/barile, come già previsto.

In conclusione, dopo aver superato con successo la crisi epocale del settore nel 2020 grazie alla qualità dei propri asset e alla capacità di adattamento e di risposta dell'organizzazione, Eni è ora pronta ad affrontare le sfide del prossimo decennio, della ripresa post-pandemica e dell'accelerazione della transizione energetica potendo contare su una visione chiara dell'evoluzione futura della Compagnia, obiettivi emissivi quantificati e coerenti con gli accordi di Parigi e un percorso ben definito di crescita nei prodotti decarbonizzati e di progressiva riduzione del peso in portafoglio delle produzioni di combustibili fossili. Le tecnologie proprietarie, l'integrazione tra i business, la digitalizzazione e le competenze faranno da volano a tale evoluzione.

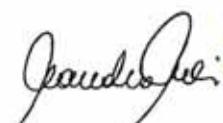
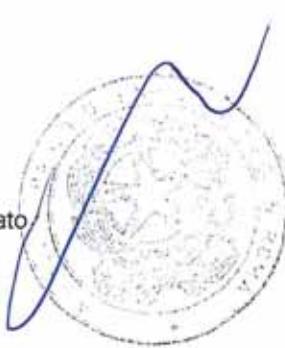
Desideriamo infine esprimere un ringraziamento particolare alle donne e agli uomini di Eni che, nonostante le difficoltà di un anno drammatico, hanno dimostrato in remoto o presso le unità produttive, grande spirito di squadra, senso del dovere e capacità di adattamento garantendo la stabilità delle attività operative e l'affidabilità nelle forniture alle comunità, ai nostri clienti e alla società civile assicurando continuità in un momento di grandi sconvolgimenti.

18 marzo 2021

Lucia Calvosa
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato


Eni in sintesi

"Nell'anno più difficile nella storia dell'industria energetica, Eni ha dato prova di grande forza e flessibilità, rispondendo con prontezza allo straordinario contesto di crisi e progredendo nel processo irreversibile di transizione energetica. In pochi mesi abbiamo rivisto il nostro programma di spesa e minimizzato l'impatto sulla cassa della caduta del prezzo del greggio, aumentato la nostra liquidità e difeso la nostra solidità patrimoniale. Mentre il settore upstream consolida fortemente la tendenza alla ripresa, nell'anno i business destinati alla generazione e vendita di prodotti decarbonizzati hanno conseguito risultati eccellenti, con l'EBIT di Eni gas e luce in aumento del 17% e le lavorazioni delle bioraffinerie del 130%, oltre a 1 GW di capacità di generazione da solare ed eolico già installata o in fase di sviluppo. Abbiamo posto le basi per una forte accelerazione delle rinnovabili, con l'ingresso in due mercati strategici quali gli USA e l'eolico offshore del Mare del Nord, con la partecipazione al progetto Dogger Bank in UK che sarà il più grande al mondo nel suo genere. Grazie alle azioni che abbiamo messo in campo, la generazione di cassa adjusted 2020 di € 6,7 miliardi è stata in grado di autofinanziare i capex con un avanzo di € 1,7 miliardi. L'indebitamento netto (ante IFRS 16) rimane al livello di fine 2019 ed il leverage si attesta intorno al 30%."

Claudio Descalzi CEO Eni

€1,9 mld

Utile operativo
adjusted

€6,7 mld

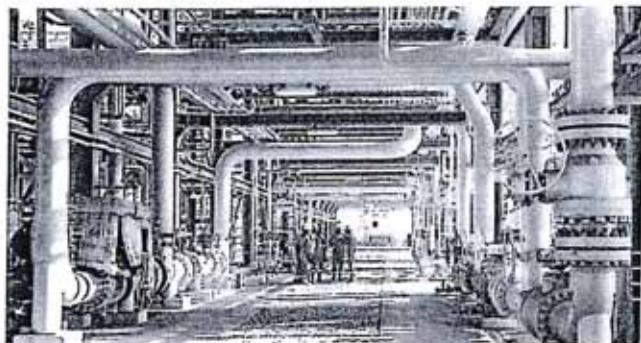
Flusso di cassa netto
da attività operativa adj

€11,6 mld

Indebitamento finanziario
netto

>35%

Riduzione investimenti
netti vs. guidance 2020



Prezzo medio del greggio Brent dated (\$/BL)

	I trim 2020	II trim 2020	III trim 2020	IV trim 2020
	50,26	29,20	43,00	44,23

SERM (\$/BL)

	I trim 2020	II trim 2020	III trim 2020	IV trim 2020
	3,6	2,3	0,7	0,2

PSV (€/kmc)

	I trim 2020	II trim 2020	III trim 2020	IV trim 2020
	121	75	95	156

Cambio medio EUR/USD

	I trim 2020	II trim 2020	III trim 2020	IV trim 2020
	1,103	1,101	1,169	1,193



0,3

Leverage

-€1,9 mld

Riduzione costi
vs. livello pre-COVID-19

37,8

mln tonn. CO₂eq.
Emissioni GHG Scope 1
-8% vs. 2019

1,5

mln tonn. CO₂eq.
offset Forestry
REDD+

Investimenti tecnici (€ milioni)

		E&P	GGP	R&MeC	EGL, P&R
2018		9.119	7.901	877	206
2019		8.376	6.996	933	204
2020		4.644	3.472	771	205

85266 | 276

Nel 2020 a fronte della massima contrazione mai registrata della domanda petrolifera globale (-9% circa vs. 2019) a causa delle misure di lockdown adottate a livello mondiale per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19, Eni ha tempestivamente definito linee di azione facendo leva sull'energia, le risorse e la flessibilità delle operazioni.

Il management ha attuato misure decisive su tre ambiti principali:

- **Salute e sicurezza delle persone e asset integrity:** sono state messe in atto misure idonee per preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le nostre sedi e unità produttive. Con estrema rapidità sono state adottate nuove modalità di lavoro (smart working) dal 99% delle persone Eni impiegate negli uffici e il 70% delle persone impegnate nelle operations. Tali misure hanno consentito di garantire la continuità delle operazioni senza registrare alcuna interruzione degli impianti e l'asset integrity.
- **Solidità patrimoniale:** durante la fase di picco della pandemia, il management ha attuato misure decisive per rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, definendo chiare priorità nell'allocazione della cassa, senza pregiudicarne la capacità di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno. È stata rivista la strategia di breve/medio termine riducendo di €8 miliardi gli esborsi per costi ed investimenti del biennio 2020-2021, più esposto al downturn, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni e definita una "dividend policy", basata su una componente fissa, oggetto di costante rivalutazione in funzione della realizzazione degli obiettivi industriali di Eni, e una componente variabile parametrata allo scenario, in modo da adattare il dividendo alla volatilità del mercato, mentre il buy-back è stato temporaneamente sospeso.
- **Struttura organizzativa:** in tale ambito, nel giugno 2020 è stata ridisegnata l'organizzazione di Eni istituendo due nuovi Centri di Responsabilità: la Direzione Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica e i progetti di cattura della CO₂, e la Direzione Energy Evolution che gestirà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le due Direzioni lavoreranno in maniera sinergica con l'ausilio della R&D e della digitalizzazione per realizzare i piani di Eni e per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

Grazie all'implementazione di queste azioni, nonostante l'impatto di grandi proporzioni della crisi sul cash flow del Gruppo, nel 2020 la generazione di cassa adjusted è stata pari a €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi (-35% vs. budget originario a cambi costanti) per effetto delle ottimizzazioni implementate, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. Gli opex sono stati ridotti di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19, di cui circa il 30% strutturali. L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 è confermato allo 0,3 e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche al primo collocamento Eni di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.

2020: REAZIONE RAPIDA PER FRONTEGGIARE LA PANDEMIA COVID-19

SALUTE DELLE PERSONE E CONTINUITÀ DELLE OPERAZIONI

COSTI	PORATAFOGLIO	SOLIDITÀ PATRIMONIALE
>35% riduzione dei capex vs. budget originario 2020	Riprogrammazione FID sui grandi progetti upstream	Leverage* nella comfort zone di 0,3
-€1,9 mld riduzione costi operativi vs. livello pre-COVID-19	Incremento capex per progetti "green"	Emissione di bond ibridi di €3 mld

NUOVA STRUTTURA ORGANIZZATIVA

PIANO DI DECARBONIZZAZIONE DI LUNGO TERMINO

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	43.987	69.881	75.822
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		1.898	8.597	11.240
Exploration & Production		1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		326	193	278
Refining & Marketing e Chimica		6	21	360
Eni gas e luce, Power & Renewables		465	370	262
Utile (perdita) netto adjusted ^(b)		(758)	2.876	4.583
Utile (perdita) netto ^(c)		(8.635)	148	4.126
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119
di cui: ricerca esplorativa		283	586	463
sviluppo riserve di idrocarburi		3.077	5.931	6.506
Dividendi per esercizio di competenza ^(d)		1.290	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		1.965	3.018	2.954
Totale attività a fine periodo		109.648	123.440	118.373
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		16.586	17.125	n.a.
Capitale investito netto		54.079	65.025	59.362
di cui: Exploration & Production		45.252	53.358	50.358
Global Gas & LNG Portfolio		796	1.327	1.742
Refining & Marketing e Chimica		8.786	10.215	6.960
Eni gas e luce, Power & Renewables		2.284	1.787	1.869
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	8,6	13,9	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	31	50	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) L'importo 2020 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2020	2019	2018
Utile (perdita) netto				
- per azione ^(a)	(€)	(2,42)	0,04	1,15
- per ADR ^{(b)(c)}	(\$)	(5,53)	0,09	2,72
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione ^(a)	(€)	(0,21)	0,80	1,27
- per ADR ^{(b)(c)}	(\$)	(0,48)	1,79	3,00
Cash flow				
- per azione ^(d)	(€)	1,35	3,45	3,79
- per ADR ^{(b)(c)}	(\$)	3,08	7,72	8,95
Return on average capital employed (ROACE) adjusted				
Leverage ante IFRS 16		31	24	16
Leverage post IFRS 16		44	36	n.a.
Gearing		31	26	14
Coverage		(3,1)	7,3	10,3
Current ratio		1,4	1,2	1,4
Debt coverage		29,1	72,4	164,6
Net Debt/EBITDA adjusted		174,1	100,7	45,2
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,36	0,86	0,83
Total Share Return (TSR)	(%)	(34,1)	6,7	4,8
Dividend yield ^(e)		4,2	6,3	5,9

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

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

		2020	2019	2018
Exploration & Production	(numero)	9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio		700	711	734
Refining & Marketing e Chimica		11.471	11.626	11.457
Eni gas e luce, Power & Renewables		2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività		7.417	7.388	7.006
Gruppo		31.495	32.053	31.701

85266 | 278

INNOVAZIONE

		2020	2019	2018
Spesa in R&S	(€ milioni)	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	25	34	43

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE^(a)

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,36	0,34	0,35
dipendenti		0,37	0,21	0,37
contrattisti		0,35	0,39	0,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	37,8	41,2	43,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,73	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		185	204	203
Net GHG Lifecycle Emissions ^(b)		439	501	505
Net Carbon Intensity ^(b)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	68	68	68
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Indice di efficienza operativa Gruppo		31,6	31,4	33,9
Emissioni fugitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2	1,4
Volumi totali olio spill (>1 barile)	(barili)	6.789	7.265	6.687
di cui: da atti di sabotaggio		5.831	6.232	4.022
operativi		958	1.033	2.665
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	113	128	117
Acqua di formazione reiniettata	(%)	53	58	60

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

(b) KPI calcolati su base equity.

DATI OPERATIVI

		2020	2019	2018
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Profit per boe ^(a)	(\$/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(a)		6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe ^(a)		17,6	15,5	10,4
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO				
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
di cui: in Italia		37,30	37,98	39,17
internazionali		27,69	34,87	37,43
Vendite GNL		9,5	10,1	10,3
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	622	256	219
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	63	44	63
Quota di mercato rete in Italia		23,3	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil	(%)	69	88	91
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
ENI GAS & LUCE, POWER & RENEWABLES				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		20,95	21,05	21,52
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		25,33	28,28	28,54
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawatt)	339,6	60,6	11,6

(a) Relativo alle società consolidate.

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

(c) Media triennale.

AC

Attività di stakeholder engagement

Operando in 68 Paesi con contesti sociali, economici e culturali differenti tra loro, Eni considera il dialogo e il coinvolgimento diretto degli stakeholder, elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, in ogni fase delle proprie attività. L'apertura all'ascolto e allo scambio reciproco, l'inclusione, la comprensione dei punti di vista e delle aspettative degli stakeholder nonché la condivisione delle scelte sono per Eni elementi fondamentali per costruire rapporti basati sulla reciproca fiducia, sulla trasparenza ed integrità. Per migliorare la conoscenza e la comprensione dei punti di vista e delle aspettative dei molteplici interlocutori, nei diversi siti operativi, dal 2018 Eni si è dotata del supporto di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS). Dal 2020 il sistema è in uso nel 100% dei siti in cui Eni ha attività industriali operate monitorando la relazione con circa 4.000 stakeholder. L'SMS consente di comprendere le specificità dei contesti locali, le eventuali esigenze, criticità e aree di miglioramento, i principali temi di interesse, i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (WHS - World Heritage Sites).

CATEGORIE DI STAKEHOLDER	PRINCIPALI ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT
PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze ⇒ Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione
COMUNITÀ FINANZIARIA	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Presentazione del piano strategico di lungo termine al 2050 e piano 2020-23, seguito da Road-Show virtuale del CEO e del top management nelle principali piazze finanziarie ⇒ Partecipazione alle conferenze tematiche in ambito ESG
COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Coinvolgimento di oltre 600 comunità tra host (villaggi/comunità che nel loro territorio ospitano gli impianti Eni), transit (comunità presenti in prossimità delle pipeline), neighboring (comunità limitrofe alle attività Eni sul territorio, non impattate direttamente) e indigene - vicine agli impianti
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Pubblicazione e distribuzione del Codice di Condotta Fornitori Eni ⇒ Collaborazione con i fornitori per la gestione dell'emergenza sanitaria ⇒ Avvio di JUST (Join Us in a Sustainable Transition) iniziativa per coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica, ponendo la sostenibilità in ogni fase del processo di procurement
CLIENTI E CONSUMATORI	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazioni dei Consumatori (AdC) nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche, risanamento ambientale, risparmio energetico, servizio clienti e nuove iniziative commerciali
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Partecipazione attiva a workshop e tavoli di lavoro anche tecnico-istituzionali con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei e internazionali su tematiche energetiche, climatiche, relative a sviluppo sostenibile, ricerca e innovazione ⇒ Incontri con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei e internazionali su temi strategici
UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Incontri con Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative ⇒ Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli e Pavia, MIT, CNR, INSTM, ENEA e INGV^(a) ⇒ Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo
ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA E ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, CIDU, EITI e VPI^(b) ⇒ Convegni, dibattiti, seminari, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale d'impresa); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Definizione di nuove tipologie di accordi di collaborazione di sviluppo locale ⇒ Consolidamento delle collaborazioni con organizzazioni della società civile, enti e agenzie di cooperazione e organizzazioni di ispirazione religiosa (AMREF, AVSI, CUAMM, VIS, GHACCO, Fondazione E4Impact, Istituto Superiore Don Bosco di Maputo, Diocesi di Sekondi-Takoradi e Halo Trust Foundation)

(a) Massachusetts Institute of Technology; Consiglio Nazionale delle Ricerche; Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali; Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile; Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.

(b) Oil and Gas Climate Initiative; World Business Council for Sustainable Development; Comitato Interministeriale dei Diritti Umani; Extractive Industries Transparency Initiative; Voluntary Principles Initiative.

(c) Institute for Human Rights and Business.

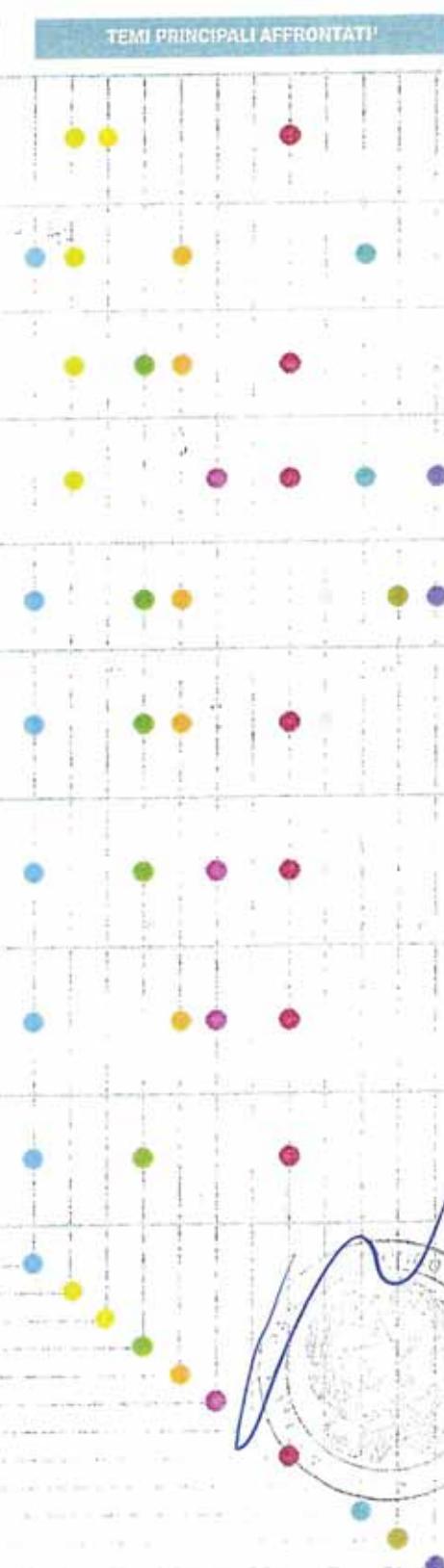
85266/280

TEMI PRINCIPALI AFFRONTATI⁽¹⁾

- Iniziative a sostegno della genitorialità (smart working e servizi nido scuola), dei familiari con disabilità e sostegno psicologico ai dipendenti nell'emergenza COVID-19
- Sottoscrizione tra Eni e le organizzazioni sindacali del nuovo protocollo di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica; incontri periodici con le organizzazioni sindacali per la gestione dell'emergenza sanitaria
- Dialogo con il mercato, in particolare sulla politica di remunerazione 2020, prima dell'Assemblea degli azionisti 2020
- Confronti sui risultati trimestrali e update della strategia nel Q2 2020
- Partecipazione del top management alle conferenze tematiche organizzate delle banche
- Mappatura delle relazioni con le comunità, richieste e grivance e definizione dei contenuti dell'engagement locale
- Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti nonché per la pianificazione e gestione di progetti di sviluppo locale
- Ingaggio dei fornitori, attraverso la piattaforma eniSpace di comunicazione e collaborazione tra Eni e i fornitori
- Completamento della Due Diligence sui diritti umani con la formalizzazione di un modello risk based sul rispetto dei diritti umani lungo il processo di procurement
- Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare
- Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti
- Indagine a rappresentanti nazionali e regionali delle AdC sui temi economia circolare, sostenibilità, transizione energetica
- Incontri con delegazioni istituzionali estere, europee, nazionali e locali in occasione di visite di Stato e presso siti industriali
- Attività di ingaggio e dialogo istituzionale con think tanks e forze nazionali, internazionali e europei sulla transizione verde e relative tematiche geopolitiche ad esse legate
- Collaborazione col Politecnico di Milano e con quello di Torino per la realizzazione dei Master Universitari di 2° livello in Energy Innovation e in Energy Engineering and Operations. Concluse le edizioni 2019-2020
- Collaborazioni per lo sviluppo di Modelli di valutazione degli impatti (Politecnico di Milano e Università di Milano - Facoltà di Agraria)
- Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro su tematiche strategiche, monitorando eventuali evoluzioni legislative
- Incontri specifici con Associazioni Imprenditoriali Territoriali quali il processo di qualifica dei fornitori e le tematiche energetiche di maggiore attualità
- Collaborazione con IHRB⁽²⁾ e altre istituzioni internazionali sui diritti umani
- Consolidamento delle collaborazioni con Organizzazioni Internazionali, istituzioni italiane ed europee, banche di sviluppo e settore privato (United Nations Development Programme - UNDP; United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization - UNESCO; Food and Agriculture Organization - FAO, United Nations Industrial Development Organization - UNIDO, World Bank, USAID)

- Cambiamento climatico e transizione energetica
- Salute, sicurezza, asset integrity ed emergenze
- Diversità, standard di lavoro e welfare
- Gestione degli impatti ambientali
- Integrità e trasparenza
- Gestione sostenibile della Supply Chain
- Tutela dei diritti umani
- Relazioni con le comunità/Sviluppo locale
- Innovazione e ricerca tecnologica
- Creazione di valore economico-finanziario
- Capacità di risposta alle esigenze dei clienti
- Correttezza e trasparenza delle politiche commerciali

(1) Sono stati evidenziati i temi su cui c'è stata la maggior interazione durante il 2020.



OK

Strategia

"Eni rimane fortemente impegnata a ricoprire un ruolo chiave nella sostenibilità e nell'innovazione, promuovendo lo sviluppo sociale ed economico in tutte le sue attività.

Oggi compiamo un ulteriore passo avanti nella nostra trasformazione e ci impegniamo a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i nostri prodotti e processi entro il 2050. Il nostro piano è concreto, dettagliato, economicamente sostenibile e tecnologicamente realizzabile. Inoltre, oggi, annunciamo la fusione dei nostri business delle energie rinnovabili e del retail. Con questa nuova realtà, la nostra già ampia base clienti retail crescerà ulteriormente con l'aumento dell'offerta di energia rinnovabile.

La combinazione dei nostri business di bioraffinazione e marketing, inoltre, darà una forte spinta alla mobilità sostenibile. Queste iniziative contribuiranno sensibilmente alla decarbonizzazione dei nostri prodotti e avranno un impatto positivo per i nostri clienti.

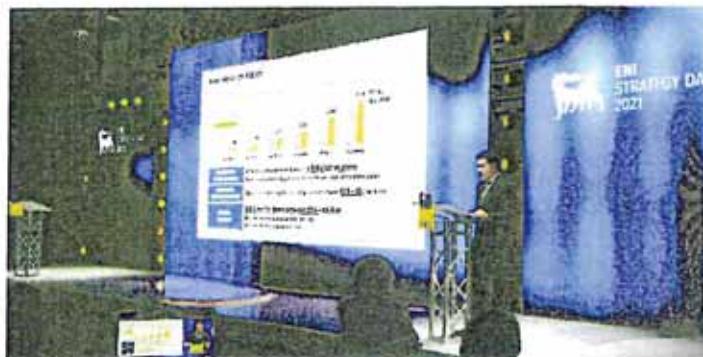
Infine, grazie a una forte disciplina finanziaria e una generazione di cassa resiliente, siamo in grado di incrementare la nostra politica di remunerazione, in linea con lo sviluppo strategico del nostro piano".

Claudio Descalzi CEO Eni

Leader nella transizione energetica

Decarbonizzazione delle attività per offrire una varietà di prodotti interamente decarbonizzati

- Zero Emissioni Nette al 2050, cui si aggiungono i nuovi obiettivi di riduzione emissioni assolute nette (Scope 1, 2 e 3): -25% al 2030; -65% entro il 2040
- Net Zero Carbon Intensity al 2050: -15% al 2030, -40% entro il 2040



Creazione di valore per gli stakeholder

Migliorata la politica retributiva

- Dividend floor di €0,36 per azione con Brent a 43 \$/bbl rispetto al precedente livello di 45 \$/bbl
- Buy-back di €300 milioni/anno con Brent a 56 \$/bbl
Confermato il buy-back a €400 milioni/anno da 61 \$/bbl e €800 milioni/anno da 66 \$/bbl

85266(282)



Gruppo Eni

€13 mld

Flusso di cassa da attività operativa al 2024



Integrazione, diversificazione ed espansione

del business retail e rinnovabili, dei prodotti bio e dell'economia circolare.

Fusione del business retail e rinnovabili

- ↑ Crescita accelerata della base retail a 15 mln clienti al 2030
- ↑ Crescita capacità installata da rinnovabili: 15 GW al 2030
- ↑ EBITDA raddoppiato: ~ €1 miliardo nel 2024

Solidità finanziaria

per minimizzare l'impatto della volatilità dei prezzi. Crescita selettiva, aumento dell'efficienza e continuo bilanciamento del portafoglio per assicurare valore e rendimenti elevati in tutte le attività.

- ↓ Riduzione della cash neutrality del gruppo a copertura dei capex e dividend floor (€0,36 per azione) sotto i 40 \$/bbl nel corso del prossimo quadriennio



Global Gas & LNG Portfolio

14 mln ton/a
nel 2024 volumi GNL contrattualizzati

Refining & Marketing

Capacità bioraffinazione

2 mln ton/a
nel 2024; +70% vs. 2020

Rinnovabili

4 GW
capacità installata al 2024 con investimenti pari a €3,2 mld nel quadriennio

Business Retail

> 11 mln clienti al 2024;
+15% vs. 2020

Dopo la profonda trasformazione che ha consentito al Gruppo di sviluppare e diversificare il proprio portafoglio, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è entrata in una nuova fase di evoluzione del modello di business e si è dotata di una nuova struttura organizzativa con la costituzione delle due Direzioni Generali: la Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica, i progetti di cattura della CO₂ e i progetti di Forestry REDD+ e la Direzione Energy Evolution che curerà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della strategia Eni al 2050 che coniuga creazione di valore, sostenibilità dei business e solidità economica e finanziaria.

La strategia elaborata è volta a fronteggiare un contesto complesso caratterizzato da una triplice sfida connessa:

- i) alla transizione energetica in atto;
- ii) alla gestione efficiente e sostenibile di business tradizionali che assicurano cash flow e ritorni elevati e alla ristrutturazione dei settori in perdita;
- iii) all'aumento della remunerazione agli azionisti.

Per fronteggiare tale contesto, la strategia elaborata nel Piano si fonda su tre pilastri:

- la decarbonizzazione delle attività e dei prodotti in linea con gli obiettivi comunicati al mercato;
- la diversificazione e lo sviluppo delle attività retail e rinnovabili, dei prodotti bio e dell'economia circolare;
- il miglioramento della resilienza e flessibilità del nostro portafoglio di attività per assorbire la volatilità dei prezzi attraverso l'ottimizzazione degli asset, la crescita selettiva e il contenimento dei costi di struttura.

Questa strategia sarà realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie e innovazione e consentirà di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro e contribuire attivamente al raggiungimento dei 17 SDGs, su cui si fonda la mission Eni.

L'evoluzione del portafoglio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono stati rilanciati prevedendo il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. In particolare, Eni perseguita una strategia che punta a:

- raggiungere nel 2050 il target net zero sulle emissioni assolute Scope 1, 2 e 3, e l'annullamento della relativa intensità emissiva, riferiti all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;
- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- rafforzare il proprio ruolo proattivo nella filiera energetica potenziando nel medio lungo termine l'applicazione di tecnologie low carbon per la produzione di vettori energetici decarbonizzati;
- generare valore per i propri azionisti con una politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:

- -25% delle emissioni nette assolute Scope 1, 2, 3 @2030 vs. 2018 e -65% @2040;
- -15% dell'intensità emissiva netta dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -40% @2040;
- net zero carbon footprint per le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030, con nuovo target di dimezzamento al 2024 rispetto al 2018;
- net zero carbon footprint per le emissioni Scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Dettagli per linea di business

Piano di lungo termine al 2050 e piano 2021-2024

EXPLORATION & PRODUCTION

La strategia Eni nell'upstream prevede la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sulla valorizzazione dell'attuale portafoglio di asset, esclusivamente convenzionali, caratterizzati da contenuto break even, modularità dei progetti, accelerato time-to-market e limitata esposizione oltre il medio termine.

85266 (284)

L'evoluzione del mix produttivo prevede la componente gas al 60% nel 2030 e ad oltre il 90% nel 2050. Le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream calcolate in base alla produzione equity sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti di conservazione delle foreste primarie e secondarie che assicureranno la compensazione di emissioni di CO₂ per circa 20 milioni di tonnellate al 2030 e circa 40 milioni di tonnellate annue al 2050. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e la sequestrazione geologica della CO₂ con un target di circa 50 milioni di tonnellate annue al 2050.

Il Piano 2021-24 prevede:

la crescita della generazione di cassa e la riduzione progressiva della cash neutrality fino a livelli di Brent inferiori a 30 \$/barile attraverso:

- la crescita delle produzioni nel periodo 2020-2024 a un tasso medio annuo del 4% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
- la capital discipline con una spesa media di circa €4,5 miliardi per anno nel quadriennio 2021-2024 caratterizzata da elevata flessibilità (>55% capex uncommitted nel periodo 2023-2024);
- l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Global Gas & LNG Portfolio per la valorizzazione del gas equity;
- la massimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- la valorizzazione e sviluppo del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2 miliardi di boe di risorse al costo unitario di 1,6 \$/barile; l'esplorazione sarà focalizzata in aree limitrofe a campi in produzione near-field e a infrastrutture esistenti o di prossima entrata in esercizio.

La generazione di cassa sarà, inoltre, sostenuta dalla trasformazione del portfolio con l'uscita da asset marginali e/o ad elevato break even e la focalizzazione su asset ad elevata generazione di cassa, la realizzazione di nuove business combination su modello Vår Energi, allo scopo di ridurre l'esposizione finanziaria e consentire una crescita più accelerata degli asset.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2021-2024 superiore a €18 miliardi.

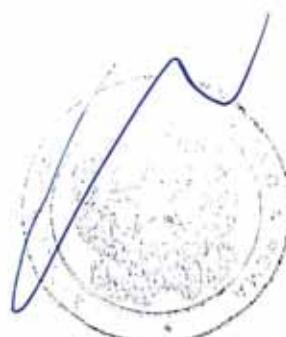
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) si focalizzerà nella commercializzazione di tutti i prodotti equity non-oil del Gruppo: gas, biometano, blue energy e idrogeno, riducendo progressivamente la componente non equity. Nell'orizzonte di Piano, GGP proseguirà nella strategia di rinegoziazione del portafoglio di approvvigionamento gas long-term con l'obiettivo di allineare le condizioni di fornitura a mercati sempre più volatili, di ottimizzare la logistica riducendo l'incidenza dei costi di logistica e di far leva sulle flessibilità degli asset per massimizzare i margini commerciali. L'altro driver di crescita e di creazione di valore è l'espansione nel business LNG attraverso lo sviluppo in nuovi mercati a premio ed in crescita in Middle East/Far East e sfruttando anche le possibili sinergie con il mercato legacy in Europa e la sempre maggiore integrazione con il business upstream per la valorizzazione del gas equity. Il portafoglio di volumi GNL contrattualizzati attesi sarà pari a 14 mln ton/a nel 2024 (+45% vs. 2020) con una quota di gas da progetti equity superiore al 70%. Alla creazione di valore contribuirà anche la massimizzazione della generazione di cassa dagli asset di trasporto gas internazionale.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow cumulato 2021-2024 pari a €0,8 miliardi.

REFINING & MARKETING

La strategia del settore Raffinazione e Marketing è focalizzata sullo sviluppo della capacità di raffinazione bio che è prevista quasi raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno nel 2024 e crescere ulteriormente fino a raggiungere la capacità di 5-6 milioni di tonnellate per anno nel 2050; le bioraffinerie saranno alimentate esclusivamente con cariche palm oil free di II e III generazione entro il 2023. Nel marketing retail è prevista l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati.



Il Piano 2021-24 prevede:

- l'ottimizzazione delle attività di raffinazione tradizionale (sfruttando le flessibilità del sistema) nonché il raggiungimento del pieno potenziale del complesso di raffinazione di Ruwais;
- la diversificazione attraverso il potenziamento della raffinazione "bio" con l'aumento della capacità di lavorazione fino a 2 milioni di tonnellate nel 2024, palm oil free e alimentata con l'80% di cariche "waste & residues";
- la crescita del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, il potenziamento dell'offerta di carburanti alternativi, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail e, più in generale, la promozione della mobilità sostenibile.

CHIMICA

La strategia di lungo termine di Eni punta a ridurre in maniera significativa l'esposizione del business chimico alla volatilità del ciclo e del costo della carica petrolifera attraverso la specializzazione del portafoglio prodotti e lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico/meccanico.

Il Piano 2021-24 prevede:

- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili con nuovi processi e prodotti;
- l'espansione di iniziative di economia circolare, in particolare riciclo meccanico e chimico anche attraverso il ricorso a partnership;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando l'efficienza energetica.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono lo sviluppo sinergico della capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili con target di 15 GW al 2030 e di 60 GW al 2050 e del portafoglio di clienti retail fino a superare 20 milioni di contratti di fornitura al 2050 attraverso la selezione delle aree di espansione delle rinnovabili legata alla presenza dei nostri clienti oltre allo sviluppo delle attività nelle aree in cui Eni già opera. Nel 2050 è prevista la fornitura ai clienti retail di prodotti decarbonizzati provenienti dal portafoglio Eni (energia da rinnovabili e biometano) e di servizi di nuova generazione.

Il Piano 2021-24 prevede:

- la realizzazione di 4 GW di capacità installata al 2024 con investimenti pari a 3,2 miliardi nell'arco di piano;
- crescita del portafoglio clienti maggiore di 11 milioni al 2024 anche attraverso l'espansione internazionale con ingresso nel mercato iberico;
- il focus su servizi extra-commodity e massimizzazione del valore legato alla transizione energetica;
- la massimizzazione dei risultati power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione e il ricorso ad investimenti mirati;
- l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

Principali dati economico finanziari – Piano 2021-2024

Il piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti complessivi per circa €27 miliardi ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con più del 55% di investimenti non ancora contrattualizzati nel 2023-24. Il piano di investimenti per l'upstream, che rappresenta il 65% del totale, è ben diversificato in termini geografici grazie agli sviluppi in Medio Oriente, Africa e Messico.

Il programma di investimenti di Eni è di alto valore e resiliente anche in uno scenario sfidante. L'attuale portafoglio di progetti upstream in esecuzione ha un prezzo di break even pari a 28 \$/barile al 2024 e un IRR complessivo di circa il 18%. Questi progetti rimangono competitivi anche in presenza di scenari di prezzo Brent inferiori. In particolare, assumendo scenari inferiori del 20%, l'IRR complessivo si ridurrebbe di 2 punti percentuali.

85266/286

25



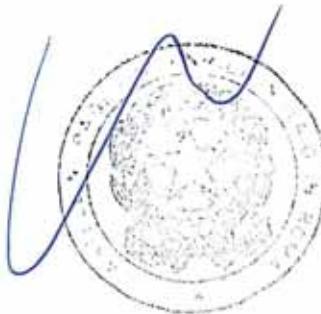
In coerenza con gli obiettivi di medio e lungo termine e per alimentare il processo di decarbonizzazione della società, Eni pianifica investimenti in fonti rinnovabili, di efficienza energetica, economia circolare e abbattimento del flaring di oltre €4 miliardi. Per quanto riguarda i progetti nelle rinnovabili il tasso di rendimento interno unlevered è compreso tra il 6 e il 9% e, attraverso operazioni di finanziamento, potrà raggiungere un livello a doppia cifra; mentre per le bioraffinerie è previsto un IRR del 15%.

Assumendo uno scenario Brent in progressiva crescita a 60 \$/barile, il flusso di cassa ante working capital cumulato nell'orizzonte di piano è atteso pari a €44 miliardi, ovvero pari a €39 miliardi in uno scenario di 50 \$/barile flat.

Eni prevede la copertura, attraverso la generazione di cassa organica, degli investimenti e del dividend floor di €0,36 per azione in corrispondenza di un prezzo del Brent inferiore a 40 \$/barile nel 2024.

Il piano, in coerenza con l'aggiornamento della remunerazione degli azionisti, prevede un dividend floor pari a €0,36 per azione erogato per scenari Brent con media annua non inferiore a 43 \$/barile; il dividendo addizionale quantificato in funzione della media Brent attesa per ciascun anno è calcolato in percentuale del free cash flow incrementale per effetto prezzo.

Il piano prevede, inoltre, l'attivazione del buy-back per €300 milioni/annui con scenari Brent da 56 \$/barile; confermati i precedenti livelli di €400 milioni/annui per scenari Brent da 61 a 65 \$/barile e €800 milioni/annui per scenari superiori a 65 \$/barile.



K.P.

Risk Management Integrato

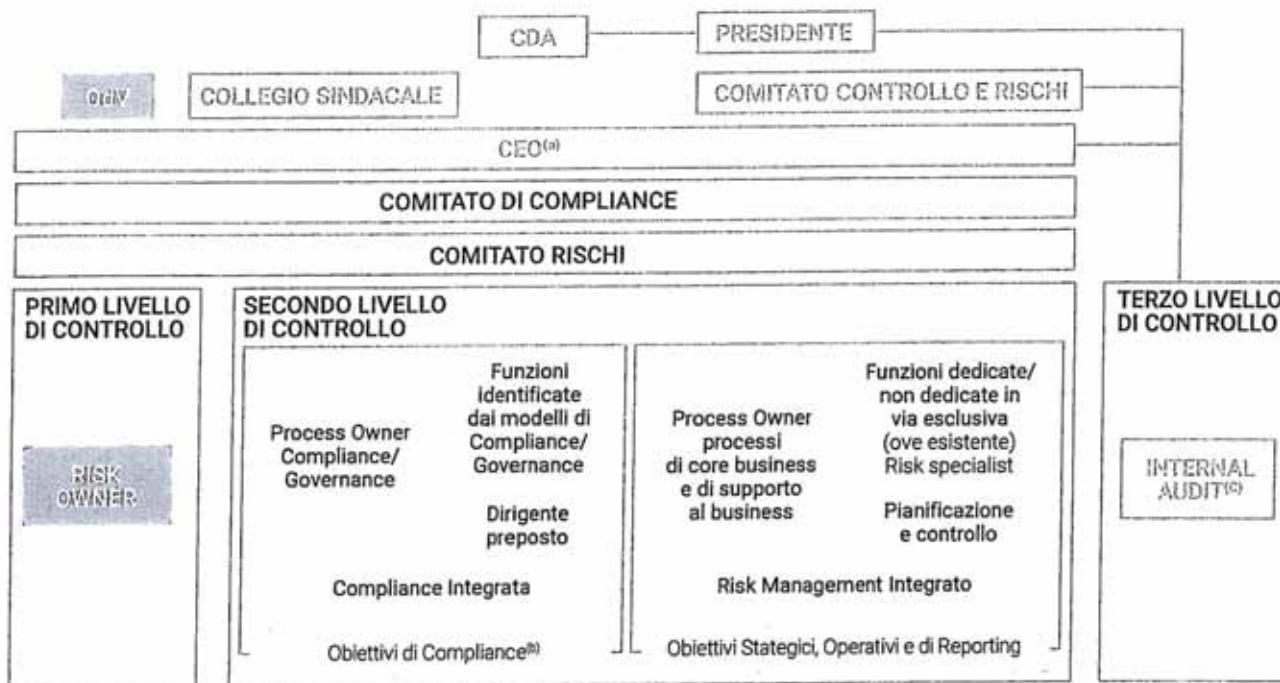


Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.

Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v.pag.38), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti i rischi che possano assumere rilievo nell'ambito della sostenibilità del business nel medio-lungo periodo. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.



(a) Amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

(b) Inclusi gli obiettivi di attendibilità dell'informativa finanziaria.

(c) Director Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e all'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

85266 | 288

27

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi; a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

Il processo di Risk Management Integrato

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio e lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sotto-processi: (i) risk governance, metodologie e strumenti (ii) risk strategy, (iii) integrated risk management, (iv) risk knowledge, formazione e comunicazione.

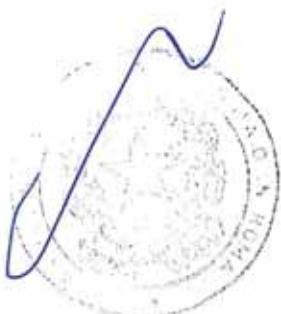
Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (**risk strategy**) attraverso l'analisi del profilo di rischio e delle opportunità di business sottostanti al piano e allo sviluppo di lungo termine, nonché l'individuazione di proposte di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento.

Il sotto-processo **"Integrated Risk Management"** prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e di medio-lungo termine e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Mgmt) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei paesi di presenza o di potenziale interesse (ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Mgmt e M&A).

I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inherente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Nel corso del 2020 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 121 società controllate presenti in 43 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Particolare attenzione è stata dedicata all'analisi del rischio Biologico - Pandemia COVID-19 considerato sia come rischio sulla salute delle persone che come rischio sistematico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, paese e operativi.



Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2020. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2020.

Il sotto-processo **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management, trasversalmente ai diversi business di Eni, nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze anche attraverso lo sviluppo di una Comunità di Pratica.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento).



Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

SCENARIO ↗

Scenario Prezzi, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.

Interventi volti a migliorare la resilienza (riduzione della cash neutrality), la flessibilità (in termini di decisioni di investimento) e l'efficienza (capital discipline e azione sui costi di struttura) dell'azienda; allineamento del portafoglio supply gas ai prezzi di mercato e ai relativi contratti di vendita con indicizzazione ai principali hub europei invece che oil-linked; rinegoziazione contratti del portafoglio supply gas per flessibilizzazione prelievi fisici; flessibilizzazione della capacità di raffinazione e generazione elettrica tradizionale; massimizzazione capacità bioraffinerie; ottimizzazione impianti petrolchimici.

85266/290

29

CONTRAZIONE DOMANDA/CONTESTO COMPETITIVO ↗

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Contrazione domanda/contesto competitivo, riferito al verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: i) ridurre volumi di vendita, ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti.

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Integrazione attività midstream e upstream e gestione in ottica di portafoglio dei volumi gas equity, per favorire la massimizzazione del relativo valore; individuazione progetti a basso break even e veloce time-to-market; consolidamento quota mercato relativa ai prodotti downstream oil commercializzati sulla rete in Italia e crescita selettiva all'estero; evoluzione verso la stazione Servizi alla Mobilità; differenziazione del portafoglio verso prodotti petrolchimici a maggior valore aggiunto, estensione filiera a valle e sviluppo chimica da rinnovabili; massimizzazione valore e fidelizzazione della customer base retail Gas & Power; crescita nelle tecnologie rinnovabili attraverso partnership, anche con operatori con competenze distintive nel settore (per ambiti tecnologici più innovativi).



CLIMATE CHANGE ↗ 🌎

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Climate change, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto; piano di medio e lungo termine al 2050, che coniuga linee guida di sviluppo dei business per la progressiva trasformazione industriale con obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni GHG associate ai prodotti energetici venduti da Eni nonché compensazione delle emissioni; piano quadriennale con previsione per ciascun business di azioni operative a sostegno e per l'attuazione della trasformazione industriale indicata nel piano di medio e lungo termine; inclusione di obiettivi legati alla transizione energetica nei piani di incentivazione del management; leadership nella disclosure e adesione a iniziative internazionali.

ESPOSIZIONE SU CONTRATTI A LUNGO TERMINE (CONTRATTI LONG TERM SUPPLY GAS) ↗

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Contratti long term supply gas, riferito al possibile disallineamento del costo di fornitura e dei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti rispetto alle attuali condizioni di mercato.

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Portafoglio supply diversificato e rinegoziazione di prezzi-volumi; bilanciamento portafoglio con vendite agli Hub, sia in Italia sia nel Nord Europa, dei volumi non destinati ai normali canali commerciali; difesa legale e presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER 🌐

INTESA
VENDITA
NUOVIETÀ

Rapporti con gli stakeholder internazionali, nazionali e locali sulle attività dell'industry Oil & Gas, con impatti anche a livello mediatico.



Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano quadriennale e dei piani di incentivazione del management; piani di comunicazione mirati, sviluppo di iniziative di dialogo e confronto con il territorio, iniziative di comunicazione delle strategie ed attività di Eni attraverso i media con target prevalentemente istituzionale e, altresì, attraverso un piano di distribuzione internazionale cross-media di contenuti multimediali ai fini di brand Reputation & Recognition; iniziative di incontro e ascolto degli stakeholder e rafforzamento della presenza in aree critiche per intensificare la gestione dei rapporti con le istituzioni locali e il territorio.

Obiettivi aziendali:



Redditività aziendale



Corporate Reputation



Rapporti con Stakeholder, Sviluppo Locale



85266/29A

Rischio crisi: 100%

BIOLOGICO ↵ ↷PRINCIPALI
EVENTI
DI RISCHIO**Biologico-diffusione di pandemie ed epidemie**, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie e al deterioramento delle infrastrutture sanitarie e della capacità di risposta sanitaria.AZIONI DI
TRATTAMENTO

- ↳ Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di Crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta;
- ↳ predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan;
- ↳ misure restrittive e di prevenzione (anche attraverso modalità alternative di lavoro) nelle sedi ufficio e nei siti operativi;
- ↳ coordinamento e centralizzazione dell'approvvigionamento dei dispositivi di protezione e dei dispositivi medici;
- ↳ gestione centralizzata dei servizi di emergenza sanitaria internazionale.

GEOPOLITICO ↵ ↷PRINCIPALI
EVENTI
DI RISCHIO**Geopolitico**, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.AZIONI DI
TRATTAMENTO

- ↳ Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;
- ↳ monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- ↳ valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei paesi.

PAESE ↵PRINCIPALI
EVENTI
DI RISCHIO**Instabilità politica e sociale**, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/bunkering all'interno del paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset.**Global security risk**, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.**Credit & Financing Risk**, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti.AZIONI DI
TRATTAMENTO

- ↳ Relazioni istituzionali con Ministeri/Autorità locali, impegno al rispetto dei diritti umani;
- ↳ presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset;
- ↳ stipula di piani di rientro specifici per paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;
- ↳ richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.

NORMATIVO SETTORE ENERGY ↵PRINCIPALI
EVENTI
DI RISCHIO**Normativo Settore Energy**, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.AZIONI DI
TRATTAMENTO**Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie**; dialogo con le istituzioni per rappresentare la posizione Eni; definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa: incremento capacità bioraffinazione, sviluppo del riciclo meccanico e chimico, utilizzo feedstock alternativi all'olio di palma, sviluppo biometano, ecc.

85200/292

31

INCIDENTI

INCIDENTI
RISCHI
TUTTO TUTTO

Rischi di blow-out e altri incidenti agli asset upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.

INCIDENTI
RISCHI
TUTTO TUTTO

- Coperture assicurative;
- real time monitoring per i pozzi;
- monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito Process Safety;
- improvement tecnologici e operativi e Asset Integrity Management;
- rating operatori attività di vetting;
- monitoraggio continuo dati tecnici e di trasporto, utilizzo personale qualificato, manutenzioni preventive;
- contract Risk Management (Pre/Post award);
- formazione continua.

Incidenti

CYBER SECURITY

CYBER
SECURITY
TUTTO TUTTO

Cyber Security & Spionaggio Industriale, riferito al verificarsi di attacchi informatici capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

CYBER
SECURITY
TUTTO TUTTO

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- potenziamento di infrastrutture e servizi di Cyber Security Operations, rafforzamento dei sistemi di protezione delle postazioni di lavoro per la navigazione e la posta elettronica e del monitoraggio in funzione del ricorso massivo allo smart working a seguito dell'emergenza COVID-19
- costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali (italiani ed esteri), azioni di formazione e sensibilizzazione del personale;
- rafforzamento della cultura aziendale in ambito Cyber Security con particolare attenzione ai comportamenti chiave da adottare (es. smart working sicuro).

INDAGINI E CONTENZIOSI

INDAGINI
CONTENZIOSI
TUTTO TUTTO

Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation.

Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione.

INDAGINI
CONTENZIOSI
TUTTO TUTTO

- Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse;
- presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- costante confronto con il Ministero dell'Ambiente sugli iter autorizzativi nell'ambito delle attività di bonifica;
- continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- iniziativa di comunicazione mirata;
- attività di audit sulla compliance alle normative anticorruzione e 231.



AA

Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance¹, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.

Inoltre, in linea con i principi definiti dal Consiglio di Amministrazione, Eni si impegna a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, partecipando ad iniziative per migliorare il proprio sistema. Tra le varie iniziative, nel corso del 2020, ha partecipato ad iniziative promosse da enti e associazioni nazionali e internazionali, tra cui l'Enacting Purpose Initiative, promossa dalla Saïd Business School dell'Università di Oxford, per approfondire il tema dello scopo dell'impresa in termini di sostenibilità (cd. purpose). Inoltre, il 23 dicembre 2020, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice di Corporate Governance 2020, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021.

Il nuovo Codice individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli.

In tale ottica, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. Nel corso del 2020 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale, pur in presenza di un contesto emergenziale che ha reso meno immediato il contatto, da ultimo anche in sede assembleare. Agli azionisti sono stati comunque garantiti tutti i diritti di legge e ulteriori strumenti informativi al fine di consentire il maggior coinvolgimento possibile.

La Corporate Governance di Eni

Modello di governance Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Nomina e composizione degli organi sociali

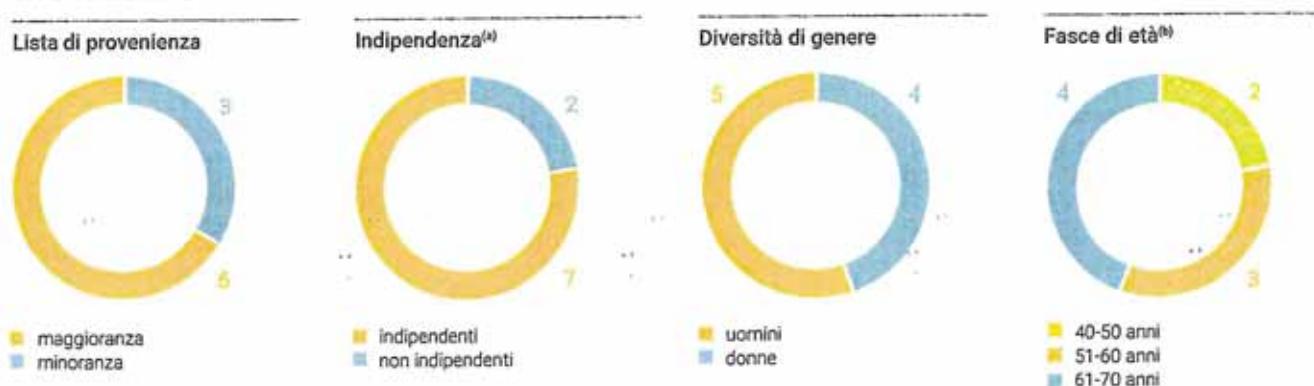
Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica, nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/1998 e pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

85266/296

alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato. Anche il Collegio Sindacale ha espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle valutazioni effettuate il 14 maggio 2020 al momento dell'insediamento degli organi, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

COMPOSIZIONE CDA



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge.

(b) Dati al 31 dicembre 2020.

La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi³, il Comitato Remunerazione⁴, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato nomina, revoca, remunerazione e risorse — fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio

(2) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina all'epoca vigente erano indipendenti 5 dei 9 Amministratori in carica.

(3) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 2 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possedevano l'esperienza sopra indicata.

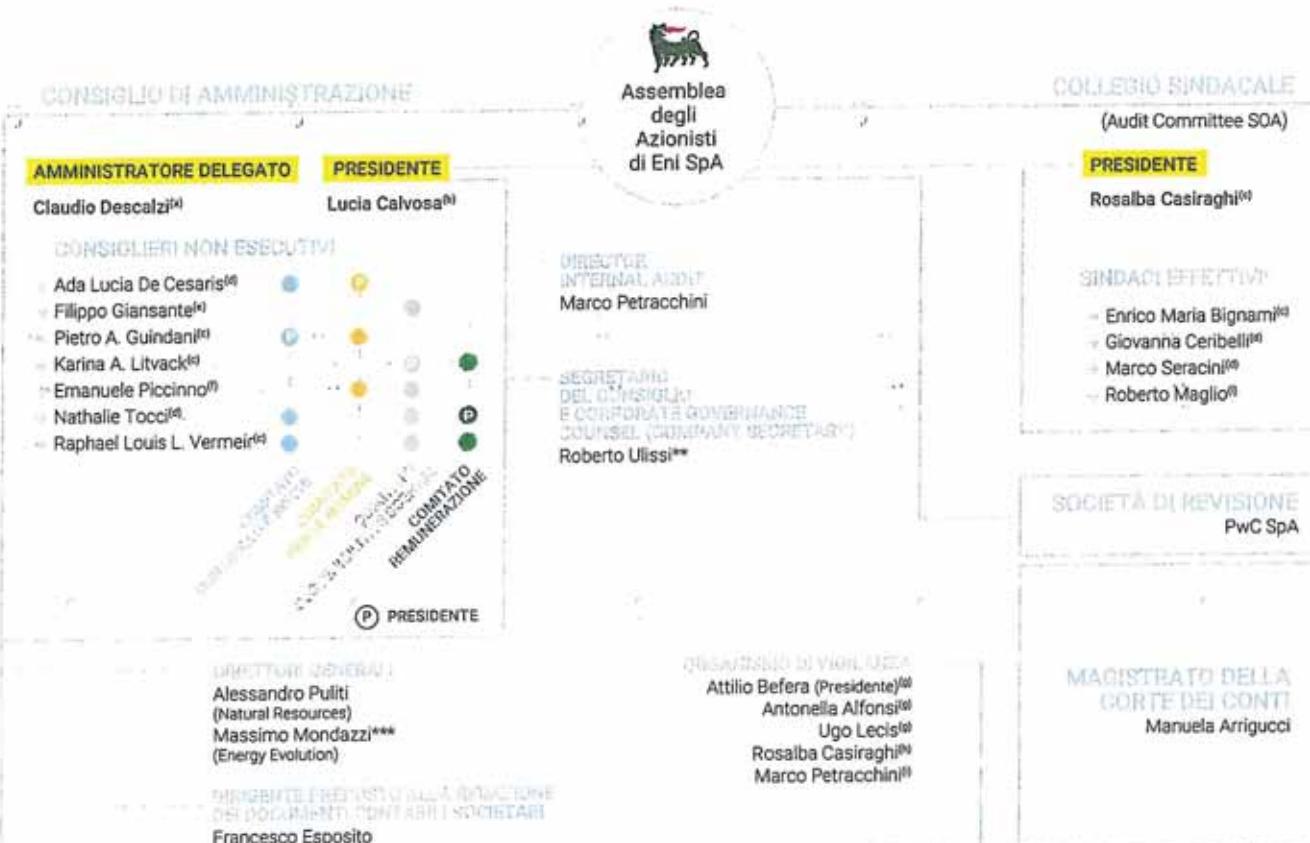
(4) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che tutti e 3 i componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Corporate Governance e del proprio Regolamento.

85266 (295)

Sindacale – gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è inoltre coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata.

Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio⁵. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e la Presidente vigila sulla sua indipendenza.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2020:



- (a) Componente eletto dalla lista di maggioranza.
 - (b) Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
 - (c) Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
 - (d) Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
 - (e) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.
 - (f) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo e indipendente ai sensi di legge.
 - (g) Componente esterno.

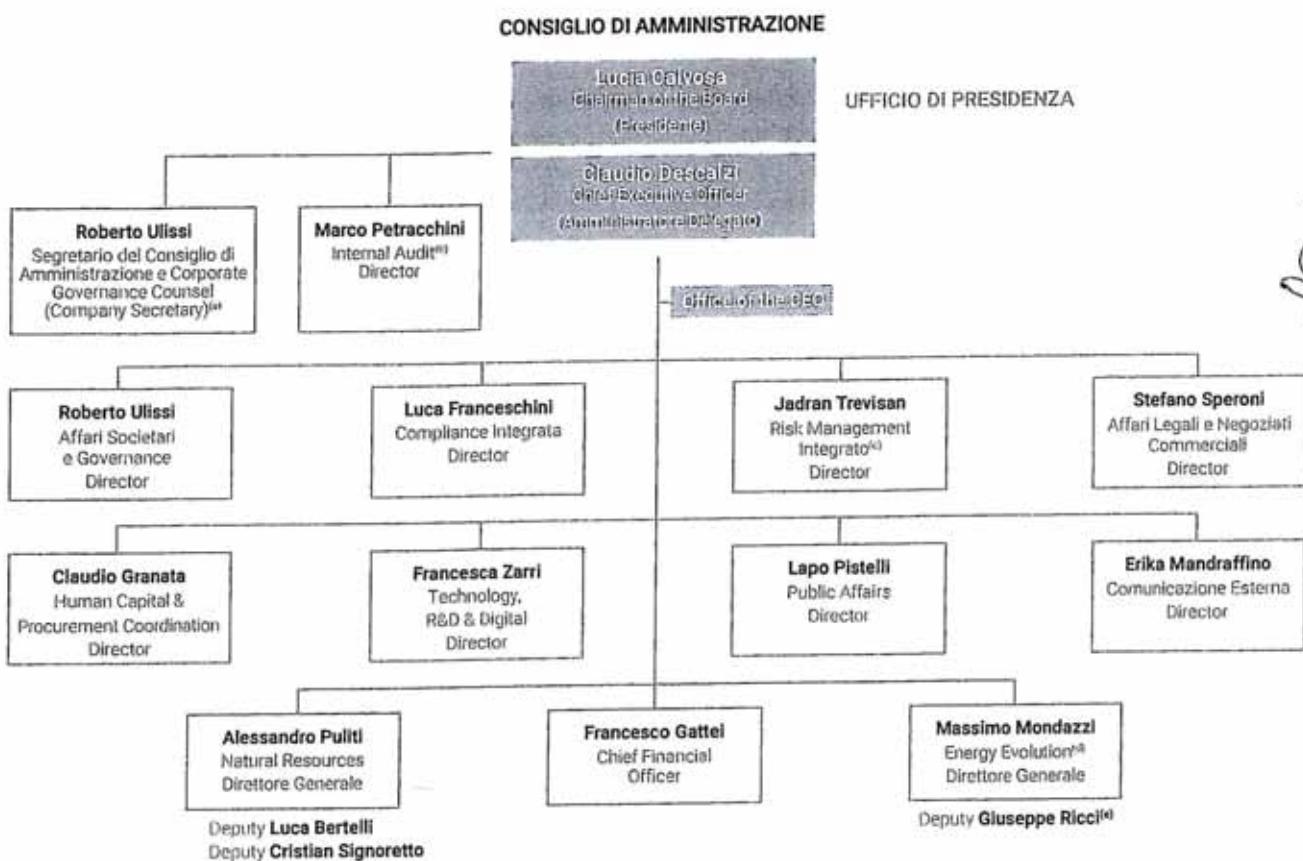
- (h) Presidente del Collegio Sindacale.
 - (i) Director Internal Audit.
 - (l) Roberto Maglio - Sindaco Supplente eletto dalla lista di maggioranza, subentrato al Sindaco Effettivo Mario Notari dal 1° settembre 2020.

* Sindaco Supplente: Claudia Mezzabotta - componente eletto dalla lista di minoranza.

** Anche Director Affari Societari e Governance. Dal 1° gennaio 2021 il Segretario del CdA e Board Counsel è Luca Franceschini, anche Director Compliance Integrata.

*** Dal 1° gennaio 2021 il Direttore Generale Energy Evolution è Giuseppe Ricci.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 31 dicembre 2020:



(a) Dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente. Dal 1° gennaio 2021 Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel è Luca Franceschini.

(b) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

(c) Dal 1° gennaio 2021 il Director Risk Management Integrato è Grazia Fimiani.

(d) Dal 1° gennaio 2021 il Direttore Generale Energy Evolution è Giuseppe Ricci.

(e) Fino al 31 dicembre 2020.

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità⁶, controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, inclusi alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una funzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla funzione Legale. Inoltre, a giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa della Società con la costituzione di due Divisioni Generali (Energy Evolution e Natural Resources), varando un nuovo assetto coerente con la mission aziendale e funzionale al raggiungimento degli obiettivi strategici.

(6) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza. A tal fine, il Consiglio è supportato dal Comitato per le Nomine.

Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, anche tramite singoli componenti, alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, assicurando con quest'ultimo uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Formazione e autovalutazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")⁷, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, completata per cinque volte negli ultimi 9 anni e da ultimo avviata contestualmente alla Board Review 2020, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2020 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predisponde da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. Nel corso del 2020, a seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, si sono tenute numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, nell'ambito di riunioni sia del Consiglio e del Collegio Sindacale sia dei Comitati consiliari, su tematiche di competenza dei Comitati stessi. In particolare, tra i temi affrontati si segnalano quelli relativi alla struttura aziendale e al suo modello di business, alla mission e al percorso di decarbonizzazione di Eni, alla sostenibilità, alla governance, alla compliance, al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, a tematiche contabili e fiscali, alla politica di remunerazione e al capitale umano.

La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile" indicato dal nuovo Codice di Corporate Governance, all'interno del proprio modello di business. Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle politiche e delle strategie di sostenibilità, nell'identificazione di obiettivi annuali, quadriennali e di lungo termine condivisi fra funzioni e società controllate e nella verifica dei relativi risultati, che vengono anche presentati all'Assemblea degli azionisti.

(7) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.



In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon⁸.

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo all'ultimo anno di mandato, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2020, anche in funzione della definizione degli orientamenti sulla composizione del futuro consiglio⁹, ha fornito agli Amministratori l'occasione di riflettere in maniera specifica sul cambiamento climatico e sul ruolo del Consiglio rispetto a questa sfida futura. Il Consiglio è apparso pienamente consapevole degli impatti del cambiamento climatico sulle attività di Eni e ha confermato in linea generale di essere adeguatamente informato sui principali aspetti anche normativi. I Consiglieri hanno condiviso il ruolo del Board nella definizione di una governance orientata all'obiettivo del contrasto al cambiamento climatico, anche rispetto al monitoraggio della road map degli impegni di Gruppo per contrastare tale fenomeno, e alla costante valutazione dei rischi e opportunità associati.

Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti Umani, infatti, a dicembre 2018, il CdA di Eni SpA ha approvato la Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. Questo documento rinnova l'impegno aziendale, allineandolo ai principali standard internazionali in materia di Diritti Umani e Impresa, a partire dai Principi Guida delle Nazioni Unite, evidenziando inoltre le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno.

Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre 2019 il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2020

- Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2020
- Rendicontazione di sostenibilità 2019. "Eni for"
- Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act"
- Relazione Finanziaria 2019, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance
- Risultati HSE 2019
- Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)

Ulteriori tematiche sono state affrontate nell'ambito delle attività di induction sopra richiamate: in particolare, oltre ai temi già citati, si segnalano tra l'altro anche le tematiche relative al compliance programme anticorruzione, al Codice Etico, ai piani di successione, alla valorizzazione delle professionalità tecniche e all'evoluzione delle competenze in Eni.

(8) Per approfondimenti sul ruolo del CdA nel processo di transizione energetica e nel perseguimento del successo sostenibile si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

(9) Sulla scorta degli esiti del processo di autovalutazione, il Consiglio uscente ha espresso agli azionisti il già citato orientamento sulla composizione del futuro consiglio che ha evidenziato l'opportunità della presenza nel Consiglio da nominare, tra l'altro, di professionalità in possesso di competenze ed esperienze adeguate per una piena condizione del percorso di decarbonizzazione nonché, con specifico riferimento al tema della transizione energetica e alla sua centralità nel piano strategico di Eni, l'importanza di professionalità con esperienza in contesti di cambiamento strategico di analoga complessità su scala globale, e "soft skills" quali la capacità di integrare le tematiche di sostenibilità nella visione del business.



DR

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG¹⁰.

Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propulsive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società¹¹.

La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni contribuisce alla strategia aziendale, al perseguimento degli interessi di lungo termine, è funzionale al successo sostenibile della Società ed è definita in coerenza con il modello di governance adottato e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, in modo tale da attrarre, motivare e trattenere persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti e gli altri stakeholder nel medio-lungo periodo.

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni. Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio.

La Politica definita per il mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG (dirette e indirette), nonché l'introduzione di un nuovo indicatore relativo l'incremento della capacità installata nell'ambito delle fonti rinnovabili (peso 12,5%), in sostituzione del parametro relativo alle risorse esplorative.

Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, prevede inoltre un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa¹².

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹³

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, al fine di contribuire al successo sostenibile della società.

(10) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020 ed alla pagina Investor Relations del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.

(11) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2020 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

(12) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.

(13) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

85266/300

39

Eni

Eni

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, adeguando al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario¹⁴. Nel corso del 2018 è stata completata la definizione del modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità.

In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla funzione Compliance Integrata.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia.

La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Financial Officer. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Corporate Governance, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(14) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.





La Direzione Generale Natural Resources è impegnata nella valorizzazione in ottica sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas con l'obiettivo di ridurre la sua impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas, gestendo anche la commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, è impegnata nello sviluppo di progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂ e di progetti di conservazione delle foreste (REDD+). Oltre al business Exploration & Production, la Direzione include i risultati del business della commercializzazione del gas all'ingrosso e del GNL, nonché i risultati del business di risanamento ambientale e riqualificazione svolto dalla controllata Eni Rewind.

85266/302

Vocalotto



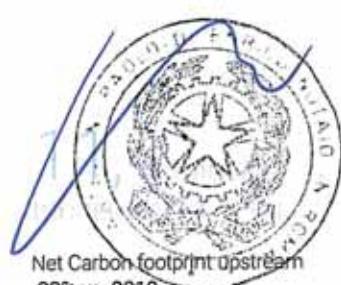
€ 1,55 mld

Utile operativo adjusted
Exploration & Production

€ 326 mln

Utile operativo adjusted GGP
superiore alle aspettative
+69% vs. 20191,73 mln
di gasProduzione idrocarburi
in linea con la guidance
ridefinita a seguito del COVID-19

400 mln di boe

Nuove risorse esplorative
equity scoperte al costo
competitivo di 1,6 \$/boe1,5 mln t
tonnellate di CO2eqOffset emissioni
da Forestry REDD+Net Carbon footprint upstream
-23% vs. 2019

de

Exploration & Production



1,73 mln boe/g

Produzione idrocarburi
in linea con la guidance
ridefinita a seguito del COVID-19

6,9 mld di boe

Riserve certe nel 2020
tasso di rimpiazzo all sources
96% media triennale

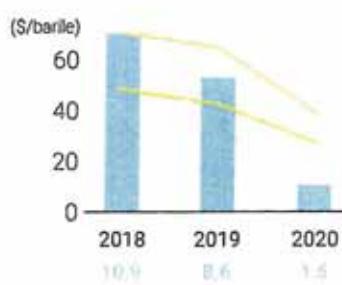
400 mln di boe

Nuove risorse esplorative
equity scoperte al costo
competitivo di 1,6 \$/boe

1,5 mln ton. CO₂ eq.

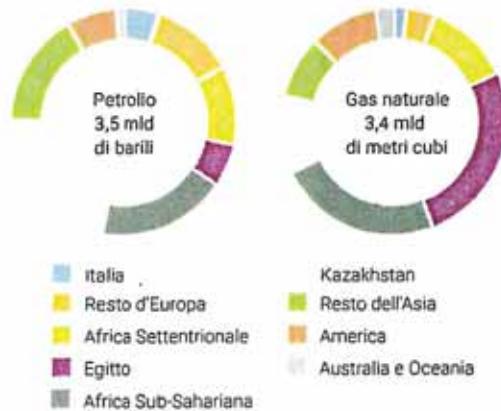
Offset emissioni da
Forestry REDD+

Scenario vs. Performance

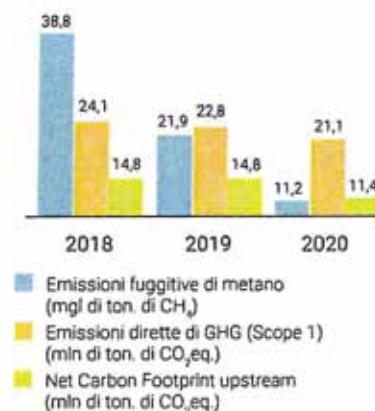


■ Utile operativo adjusted (€ mld)
■ Brent
■ Eni - prezzi medi di realizzo idrocarburi

Riserve 2020



Verso zero emissioni nette.



85266/304

Dolcevita

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,28	0,33	0,30
di cui: dipendenti		0,18	0,18	0,29
contrattisti		0,31	0,37	0,30
Profit per boe ^(a)	(\$/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(b)		6,5	6,4	6,8
Cash flow per boe		9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe ^(c)		17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.815	10.272	10.448
di cui all'estero		6.123	6.781	6.971
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(e)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata ^(f)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Emissioni fugitive di metano ^(g)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(h)	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2	1,4
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2) ⁽ⁱ⁾	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barili) ^(j)	(barili)	882	985	1.595
Acqua di formazione reiniettata ^(k)	(%)	53	58	60

(a) Relativo alle società consolidate.

(b) Media triennale.

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

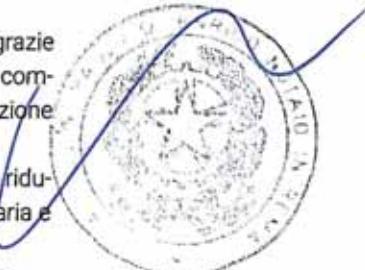
(d) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(e) Produzione linda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 mln di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018.

(f) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta allo 0,28 con un decremento del 15%, confermando l'impegno Eni nelle diverse attività per la riduzione degli infortuni.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in riduzione del 7% per effetto del calo delle attività in relazione all'emergenza sanitaria.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata in aumento del 2% rispetto al 2019 per effetto del calo delle produzioni in relazione all'emergenza sanitaria e del calo della domanda gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo.
- Emissioni fugitive da metano in asset operati in riduzione del 49% rispetto al 2019, principalmente grazie al completamento delle campagne di monitoraggio e delle attività di manutenzione. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento in anticipo del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.
- Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity) in riduzione del 23% rispetto al 2019 per effetto dei cali produttivi registrati in relazione all'emergenza sanitaria e a seguito della compensazione tramite l'utilizzo di crediti.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo in asset operati in riduzione del 14% rispetto il 2019 per il raggiungimento dello zero flaring di processo in Angola, presso il sito di West Hub nel mese di luglio, e il fermo delle attività per forza maggiore presso i giacimenti di Bu-Attifel ed El-Feel in Libia.
- Oil spill operativi in riduzione del 10% rispetto al 2019 grazie alle misure tecniche adottate nelle attività operative.



Ko

- Acqua di formazione reiniettata in riduzione rispetto al 2019 (-8,9%) a causa delle fermate in Libia, nonché dei problemi tecnici in Congo, presso i giacimenti di Loango e Zatchi, e in Nigeria, presso il giacimento di Ebocha.
- Nel 2020 il settore E&P ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82%, penalizzato dallo scenario recessivo a causa degli effetti della pandemia COVID-19 che si sono riflessi sia sui prezzi di realizzo degli idrocarburi e sia sui livelli produttivi, penalizzati dalle azioni di ottimizzazione degli investimenti per preservare il cash flow, dai tagli dell'OPEC+, nonché dal calo della domanda gas.
- Produzioni di idrocarburi pari a 1,73 milioni di boe/giorno, in riduzione del 7% rispetto al 2019. Al netto dell'effetto prezzo, il calo della produzione è dovuto agli effetti del COVID-19, ai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e alla riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Il contributo da avvii/ramp-up pari a 109 mila boe/giorno e i contributi del portafoglio (Norvegia) sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, prevalentemente per un fattore contrattuale, nonché dal declino dei giacimenti maturi.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2020 ammontano a 6,9 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 41 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 43%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 96%. La vita utile residua delle riserve è di 10,9 anni (10,6 anni nel 2019).

Percorso di decarbonizzazione

- Nell'ambito della strategia di neutralità carbonica di lungo termine di Eni, i progetti in fase di avvio per la cattura di CO₂ e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nel processo di decarbonizzazione upstream e delle altre linee di business. In particolare, è stata assegnata da parte dell'autorità Oil & Gas britannica una licenza per lo stoccaggio di CO₂, per la realizzazione di un progetto di CCS nell'area della Baia di Liverpool che contribuirà agli obiettivi di decarbonizzazione delle zone industriali dell'Inghilterra nord-occidentale e del Galles settentrionale. In Italia è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di oltre 500 milioni di tonnellate/anno. Questi progetti sono il frutto delle competenze Eni nella ricerca di soluzioni efficaci nella lotta al cambiamento climatico. Facendo leva sullo sviluppo di progetti CCS, il target è di raggiungere una capacità di stoccaggio pari a 7 milioni di tonnellate/anno nel 2030.
- Avviate le iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, attraverso i progetti inquadrati nello schema REDD+, come parte del processo di decarbonizzazione di Eni. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia. L'obiettivo nel lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 40 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2050.

Esplorazione

- L'attività esplorativa ottiene nel 2020 risultati eccellenti nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50% rispetto al 2019. Sono state scoperte nuove risorse pari a 400 milioni di boe al costo competitivo di 1,6 \$/barile. L'esplorazione si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni mantenendo un rispettabile track record di rimpiazzo delle produzioni con risorse scoperte pari a oltre 6 miliardi di boe negli ultimi sette anni, ampiamente superiori alla produzione cumulata del periodo a un costo unitario medio inferiore a 1,5 \$/barile.
- Successi esplorativi conseguiti nell'esplorazione di prossimità al fine di assicurare un rapido contributo ai cash flow. In questo ambito si evidenziano le scoperte near-field in Egitto e poi in Tunisia, Norvegia, Algeria ed Angola, dove l'appraisal di Agogo ha stimato 1 miliardo di boe in posto. Importanti risultati sono stati ottenuti anche nell'esplorazione di frontiera con la scoperta a gas/condensati di Mahani nell'onshore dell'Emirato di Sharjah (EAU), a solo un anno dalla firma dei contratti, l'appraisal del giacimento Ken Bau nell'offshore del Vietnam che ha consentito di delineare un giant e la scoperta di Saasken nell'offshore del Messico che consolida la posizione di Eni nel Paese. La rilevanza di tali successi apre opportunità di possibili monetizzazioni anticipate in applicazione del dual exploration model.

85266/306

- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 23.600 chilometri di nuovo acreage, in particolare in Albania, Oman, Emirati Arabi Uniti, Angola, Indonesia, Norvegia tramite la JV Vår Energi ed Egitto. Inoltre, sono state rinnovate licenze esplorative in Kenia nell'ambito di una partnership di lungo termine con il Paese per l'accesso all'energia e la decarbonizzazione.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2020 sono pari a €510 milioni (€489 milioni nel 2019) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €314 milioni (€214 milioni nel 2019) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano. A fine esercizio risultano 86 pozzi in progress (46,0 in quota Eni).

Sviluppo

- Conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
 - in Algeria, nell'area del Berkine Nord (Eni 49%) con il progetto gas attraverso lo sviluppo accelerato delle risorse;
 - in Congo, con il progetto Nené Marine fase 2B nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore);
 - in Angola, con il giacimento a olio Agogo nel Blocco offshore 15/06 operato, a soli nove mesi dalla scoperta, in sinergia con le FPSO presenti nell'area;
 - a gennaio 2021, nell'onshore dell'Emirato di Sharjah, con l'avvio produttivo della scoperta a gas e condensati di Mahani nella Concessione Area B (Eni 50%). Lo start-up è stato raggiunto in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero ed entro un anno dalla dichiarazione di scoperta.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €3,1 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan.
- Nell'anno caratterizzato dall'emergenza sanitaria della pandemia COVID-19, Eni è intervenuta su diversi fronti con l'obiettivo di tutelare la salute dei dipendenti, dei contrattisti, gestire le conseguenze sulle comunità locali in Italia e all'estero. Eni ha lavorato in sinergia con governi, istituzioni, agenzie delle Nazioni Unite e ONG locali e internazionali con l'obiettivo di prevenire e contrastare la diffusione della pandemia. In particolare, Eni ha fornito materiali sanitari di protezione e per l'igiene, dotazioni mediche per le terapie intensive, attivando campagne di sensibilizzazione, supporto alle attività di logistica delle Task Force internazionali nonché iniziative a sostegno delle popolazioni più vulnerabili. Inoltre, nelle realtà estere, diverse iniziative specifiche sono state perseguiti come nelle province di Luanda, Huila e Namibe in Angola, nel dipartimento di Koiolou in Congo, presso il Multi-Disciplinary Medical Centre di Nur-Sultan in Kazakstan, nell'area di Maputo in Mozambico e nello stato di Tabasco in Messico.
- Il Programma Africa ha l'obiettivo di contribuire allo sviluppo socio-economico locale tramite iniziative di diversificazione economica attraverso programmi di formazione nei settori agricoli-alimentari e agro-business e supporto all'accesso al mercato del lavoro in un percorso di crescita economica che sia allo stesso tempo inclusivo e sostenibile, in linea all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Nel 2020 è stato avviato il Progetto Pilota presso il centro Okuafao Pa, inaugurato nel 2019, in Ghana con l'obiettivo di definire un modello replicabile su una più ampia scala. Il progetto è sviluppato in cooperazione con Cassa Depositi e Prestiti, per lo sviluppo di meccanismi di micro-credito e l'accesso a sistemi di finanziamento, e con il coinvolgimento di Bonifiche Ferraresi, per lo sviluppo delle attività agricole. Nel corso dell'anno 800 persone hanno beneficiato del programma di formazione.
- Nel 2020 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €59 milioni (€71 milioni nel 2019); depositate 8 domande di brevetto. Le principali tecnologie applicate nel corso dell'anno hanno riguardato tool, software e hardware per migliorare ed ottimizzare l'efficienza energetica e operativa nelle attività produttive. In particolare, sono state applicate tecnologie per ottimizzare le fasi delle attività di drilling di sviluppo o esplorativo, come per esempio in Mozambico, Messico, Oman, Vietnam ed Indonesia; applicazione di tool al fine di rendere più efficienti le attività di produzione e trasporto degli idrocarburi, per esempio nelle attività operative in Angola, Algeria ed Egitto; tecnologie al fine di garantire un efficiente monitoraggio ed asset integrity degli impianti, come in Italia, Angola, Libia, Algeria, Egitto, Indonesia, Messico e Ghana; nonché applicazioni per ridurre il rischio inherente le attività esplorative attraverso strumenti che consentono una migliore analisi del sottosuolo, come per esempio in Egitto, Vietnam, Messico e Norvegia.

RISERVE

GENERALITÀ

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare, sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore¹; D&M ha attestato, inoltre, che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente, rispetto alle suddette unità, la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, indirizzo Georisorse, nel 2000 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale, coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

¹ (1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.

85266 (308)

Salvo

U

VALUTAZIONE INDEPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione² indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti³. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2020 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2020 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 36%⁴ delle riserve Eni al 31 dicembre 2020⁵. Nel triennio 2018-2020 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2020 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Balder in Norvegia e Merakes in Indonesia.

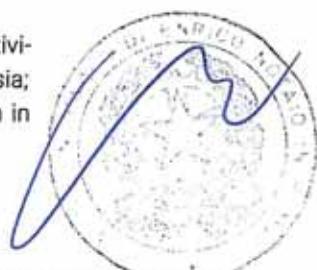
EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

	(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2019	6.287	981	7.268	
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	220	57	277	
Effetto prezzo	18	(24)	(6)	
Promozioni nette	238	33	271	
Produzione	(541)	(93)	(634)	
Riserve certe al 31 dicembre 2020	5.984	921	6.905	
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)		43	

Le riserve certe al 31 dicembre 2020 sono pari a 6.905 milioni di boe, di cui 5.984 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 271 milioni di boe (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 67 milioni di boe) sono riferite a:

- nuove scoperte ed estensioni per 47 milioni di boe a seguito principalmente alla decisione finale di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia e del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021;
- revisioni di precedenti stime per 219 milioni di boe riferite principalmente all'avanzamento delle attività dei progetti quali Zubair in Iraq, Kashagan e Karachaganak in Kazakhstan e Merakes in Indonesia;
- miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili riferiti principalmente al progetto Burun in Turkmenistan.



(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2020.

(4) La percentuale delle riserve sottoposte a valutazioni indipendenti sale al 37% considerando anche la certificazione delle riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) condotta da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Ko

Le promozioni sono state penalizzate da un marginale effetto prezzo negativo di 6 milioni di boe dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 63 \$/barile nel 2019 a 41 \$/barile nel 2020 con conseguente rimozione delle riserve non economiche in tale scenario (pari a -124 milioni di boe), i cui effetti sono stati quasi completamente compensati da entitlements complessivamente positivi nei contratti di production sharing (pari a 118 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo⁶ organico e all sources delle riserve certe si attesta al 43%.

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,9 anni (10,6 anni nel 2019).

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020 ammontano a 2.005 milioni di boe, di cui 1.064 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 141 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 837 milioni di barili di liquidi e 133 miliardi di metri cubi di gas naturale.

L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	2.114
Promozioni	(206)
Nuove scoperte ed estensioni	40
Revisioni di precedenti stime	53
Miglioramenti da recupero assistito	4
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	2.005

Nel 2020 la conversione a riserve certe sviluppate (-206 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi, in particolare ai giacimenti di Zohr in Egitto, Zubair in Iraq, il progetto Area 1 in Messico, la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti e Karachaganak in Kazakhstan.

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €4,2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,5 miliardi di boe, invariati rispetto al 2019. Tali riserve sono concentrate principalmente:

- (i) in Iraq (0,15 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve avverrà con la perforazione di nuovi pozzi di produzione che saranno allacciati alle strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno;
- (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,25 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine;
- (iii) in alcuni giacimenti in Italia ed Egitto (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

(6) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

85266/310

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE^(a)

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2020			2019			2018		
Italia	178	9.862	243	194	21.298	333	208	33.958	428
Sviluppate	146	7.934	199	137	18.592	258	156	27.744	336
Non sviluppate	32	1.928	44	57	2.706	75	52	6.214	92
Resto d'Europa	34	5.882	73	41	7.398	89	48	9.055	106
Sviluppate	31	5.489	68	37	6.840	82	44	8.502	99
Non sviluppate	3	393	5	4	558	7	4	553	7
Africa Settentrionale	383	62.336	798	468	77.532	974	493	81.862	1.022
Sviluppate	243	28.707	434	301	38.927	553	317	40.967	582
Non sviluppate	140	33.629	364	167	38.605	421	176	40.895	440
Egitto	227	132.859	1.110	264	146.993	1.225	279	149.366	1.246
Sviluppate	172	127.730	1.022	149	135.274	1.033	153	94.332	764
Non sviluppate	55	5.129	88	115	11.719	192	126	55.034	482
Africa Sub-Saharaniana	624	109.397	1.352	694	116.195	1.453	718	99.240	1.361
Sviluppate	469	49.581	799	519	52.609	863	551	52.973	895
Non sviluppate	155	59.816	553	175	63.586	590	167	46.267	466
Kazakhstan	805	56.725	1.182	746	55.747	1.108	704	56.324	1.066
Sviluppate	716	56.725	1.093	682	55.743	1.046	587	52.263	925
Non sviluppate	89		89	64	4	62	117	4.061	141
Resto dell'Asia	579	44.992	879	491	38.203	742	476	34.446	700
Sviluppate	297	19.094	424	245	19.403	372	252	23.271	403
Non sviluppate	282	25.898	455	246	18.800	370	224	11.175	297
America	224	4.961	256	225	6.785	268	252	7.839	302
Sviluppate	143	3.075	162	148	5.282	182	143	4.351	170
Non sviluppate	81	1.886	94	77	1.503	86	109	3.488	132
Australia e Oceania	1	13.420	91	1	14.350	95	5	10.432	125
Sviluppate	1	8.927	60	1	9.118	61	5	12.796	87
Non sviluppate		4.493	31		5.232	34		5.636	38
Totale società consolidate	3.055	440.434	5.984	3.124	484.501	6.287	3.183	490.522	6.356
Sviluppate	2.218	307.262	4.267	2.219	341.788	4.450	2.208	317.199	4.261
Non sviluppate	837	133.172	1.723	905	142.713	1.837	975	173.323	2.095
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	400	14.448	496	424	21.869	567	297	10.202	363
Sviluppate	176	11.756	254	219	16.914	330	154	7.816	205
Non sviluppate	224	2.692	242	205	4.955	237	143	2.386	158
Africa Settentrionale	12	379	14	12	388	16	11	302	14
Sviluppate	12	379	14	12	388	16	11	302	14
Non sviluppate		10.331	87	10	8.165	63	12	8.708	68
Africa Sub-Saharaniana	15	4.830	47	7	2.520	23	8	1.633	17
Sviluppate	3	5.501	40	3	5.635	40	4	7.155	51
Non sviluppate	30	44.149	324	31	46.661	335	37	48.613	352
America	30	44.149	324	31	46.661	335	32	48.613	347
Sviluppate	5	44.149	324	31	46.661	335	5	48.613	347
Non sviluppate		460	69.307	477	77.073	981	357	67.995	797
Totale società in joint venture e collegate	233	61.114	639	269	66.493	704	205	50.444	583
Sviluppate	227	8.193	292	208	10.590	277	152	9.541	214
Non sviluppate		3.515	509.741	3.601	561.574	7.268	3.540	550.607	7.153
Totale riserve certe	2.451	368.376	4.900	2.488	408.271	5.154	2.413	375.643	4.844
Sviluppate	1.064	147.365	2.005	1.113	153.303	2.114	1.127	182.864	2.309

(a) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio).

Ricchezza

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 623 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakistan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 93% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2020 è stata di 1.733 milioni di boe/giorno, in riduzione del 7% rispetto al 2019. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19, dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Gli start-up/ramp-up produttivi in Algeria e in Messico, il maggior apporto del Kazakistan e i contributi del portafoglio (Norvegia), sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, alla riduzione di entitlement/spending e cause di forza maggiore, nonché dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione di petrolio è stata di 843 mila barili/giorno, in riduzione del 6% rispetto al 2019. La riduzione in Libia, gli effetti del COVID-19 e dei correlati tagli produttivi OPEC+, nonché il declino dei giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dai contributi del portafoglio e dalla crescita produttiva in Messico per il ramp-up di Area 1, Angola per l'avvio di Agogo, Congo (avvio Nenè fase 2B), Algeria e Kazakistan.

La produzione di gas naturale è stata di 134 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione dell'11% rispetto al 2019. La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Algeria, per avvio progetto Berkine gas, ed in Kazakistan.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 575,2 milioni di boe. La differenza di 59,1 milioni di boe rispetto alla produzione di 634,3 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (45,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (300,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 67% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (41,4 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 19% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

85266/312

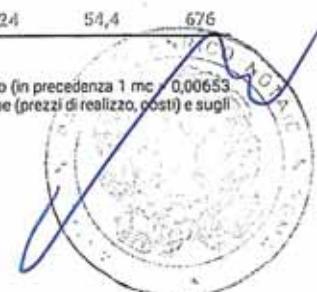
PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI^{(a)(b)(c)}

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2020			2019			2018		
Italia	17	3,3	39	19	3,9	45	22	4,4	50
Resto d'Europa	8	1,6	19	8	1,8	20	41	4,6	71
Croazia								0,1	1
Norvegia								2,5	49
Regno Unito	8	1,6	19	8	1,8	20	8	2,0	21
Africa Settentrionale	41	7,9	93	61	11,9	138	56	13,4	144
Algeria	19	1,6	30	23	1,2	30	24	1,1	31
Libia	21	6,2	61	37	10,6	106	31	12,2	111
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	24	12,5	106	27	15,6	129	28	12,6	110
Africa Sub-Saharan	80	7,1	127	91	6,4	133	89	5,3	123
Angola	33	0,6	37	37	0,7	42	41	0,9	46
Congo	18	1,4	27	22	1,5	32	24	1,6	34
Ghana	9	0,9	15	9	1,0	15	5	0,2	7
Nigeria	20	4,2	48	23	3,2	44	19	2,6	36
Kazakhstan	40	2,9	60	36	2,8	55	35	2,7	52
Resto dell'Asia	32	4,8	64	32	5,2	66	28	5,7	65
Cina				1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	17	0,1	18	18	0,1	19	14		14
Indonesia		2,6	17		3,2	21	1	3,9	26
Iraq	11	0,8	17	10	0,8	15	10	0,4	13
Pakistan		0,8	5		1,1	7		1,1	7
Timor Leste	1	0,5	4						
Turkmenistan	3		3	3		3	2	0,3	4
America	21	1,0	28	20	0,7	24	19	1,2	27
Ecuador				2		2	4		4
Messico	4	0,1	5	1		1			
Stati Uniti	17	0,9	23	17	0,7	21	15	0,9	21
Trinidad e Tobago								0,3	2
Australia e Oceania		0,9	6	1	1,4	10	1	1,2	8
Australia		0,9	6	1	1,4	10	1	1,2	8
	263	42,0	542	295	49,7	620	319	51,1	650
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	1,0	8	2	1,0	8	1	0,9	7
Norvegia	42	3,8	68	27	1,9	40			
Tunisia	1		1	1		1	1	0,1	1
Venezuela	1	2,2	15	1	2,0	14	3	2,3	18
	45	7,0	92	31	4,9	63	5	3,3	26
Totale	308	49,0	634	326	54,6	683	324	54,4	676

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

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (45,4, 45,4 e 43,5 milioni di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).

(c) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è stato di circa 6 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.



O

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI (mila)

Società consolidate	2020			2019			2018		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Italia	47	9,0	107	53	10,7	123	60	12,1	138
Resto d'Europa	23	4,5	52	23	4,9	55	113	12,6	194
Croazia								0,3	2
Norvegia								6,9	134
Regno Unito	23	4,5	52	23	4,9	55	24	5,4	58
Africa Settentrionale	112	21,4	255	166	32,5	379	154	36,8	392
Algeria	53	4,3	81	62	3,2	83	65	3,0	85
Libia	56	16,8	168	101	29,0	291	86	33,4	302
Tunisia	3	0,3	6	3	0,3	5	3	0,4	5
Egitto	64	34,1	291	75	42,7	354	77	34,5	300
Africa Sub-Sahariana	218	19,2	345	249	17,6	363	244	14,3	337
Angola	89	1,6	100	102	1,9	113	111	2,4	127
Congo	49	3,7	73	59	4,2	87	65	4,3	92
Ghana	24	2,5	41	24	2,8	42	15	0,5	18
Nigeria	56	11,4	131	64	8,7	121	53	7,1	100
Kazakhstan	110	8,0	163	100	7,7	150	94	7,5	143
Resto dell'Asia	88	13,2	176	86	14,2	179	77	15,6	177
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	46	0,3	48	49	0,2	51	39	0,1	40
Indonesia	1	7,0	48	2	8,7	59	3	10,7	71
Iraq	31	2,2	45	27	2,2	41	28	1,0	34
Pakistan		2,2	15		2,9	19		3,0	20
Timor Leste	2	1,3	10						
Turkmenistan	7	0,2	9	7	0,2	8	6	0,8	11
America	57	2,7	75	55	1,9	68	52	3,4	75
Ecuador				6		6	12		12
Messico	12	0,3	14	4	0,1	4			
Stati Uniti	45	2,4	61	45	1,8	58	40	2,4	56
Trinidad e Tobago								1,0	7
Australia e Oceania		2,6	17	2	4,0	26	2	3,2	23
Australia		2,6	17	2	4,0	28	2	3,2	23
	719	114,7	1.481	809	136,2	1.699	873	140,0	1.779
Società in joint venture e collegate									
Angola	4	2,8	23	4	2,8	23	3	2,5	19
Indonesia								0,1	1
Norvegia	116	10,3	185	74	5,2	108			
Tunisia	2	0,1	2	3	0,1	3	3	0,1	4
Venezuela	2	6,0	42	3	5,4	38	8	6,3	48
	124	19,2	252	84	13,5	172	11	9,0	72
Totale	843	133,9	1.733	893	149,7	1.871	887	149,0	1.851

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

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (124, 124 e 119 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).

(c) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è di 16 mila boe/giorno.

85266 314

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2020 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.255 (2.806,9 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.744 (2.135,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.511 (671,2 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI^(a)

	(numero)	2020			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia		205,0	159,2	396,0	341,6
Resto d'Europa		633,0	109,5	183,0	48,6
Africa Settentrionale		612,0	258,1	127,0	67,9
Egitto		1.233,0	527,3	144,0	44,3
Africa Sub-Saharan		2.589,0	524,8	194,0	24,1
Kazakhstan		207,0	56,7	1,0	0,3
Resto dell'Asia		1.012,0	369,5	180,0	60,8
America		253,0	130,6	284,0	81,6
Australia e Oceania				2,0	2,0
		6.744,0	2.135,7	1.511,0	671,2

(a) Include 1.369 (349,0 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2020 sono stati ultimati 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni), a fronte dei 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni) del 2019 e dei 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni) del 2018. Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 28% (30% in quota Eni), a fronte del 36% (47% in quota Eni) del 2019 e del 62% (66% in quota Eni) del 2018.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)		
		2020		2019		2018		
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale
Italia				0,5		1,8		
Resto d'Europa		0,8	0,4	0,3	1,4		0,5	16,0
Africa Settentrionale		0,5	1,5	0,5			0,5	9,0
Egitto		0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	1,5	15,0
Africa Sub-sahariana		0,1	0,9	0,5	0,9	0,4		33,0
Kazakhstan			1,1					11,8
Resto dell'Asia		0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	11,0
America			0,6			4,0		1,0
Australia e Oceania				0,5				0,3
		2,9	6,9	5,8	6,5	10,1	5,1	86,0
								46,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includes temporary suspended wells pending further evaluation.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.



85266/315

SVILUPPO

Nel 2020 sono stati ultimati 182 nuovi pozzi di sviluppo (57,4 in quota Eni) a fronte dei 241 nuovi pozzi di sviluppo (85,4 in quota Eni) del 2019 e dei 209 (80,2 in quota Eni) del 2018. È attualmente in corso la perforazione di 58 pozzi di sviluppo (14,2 in quota Eni).

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress		
	2020		2019		2018		2020
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale
Italia			3,0		3,0		
Resto d'Europa	2,8		3,3		2,8	0,3	24,0
Africa Settentrionale	4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	3,0
Egitto	23,2		33,5		30,7		3,0
Africa Sub-Sahariana	1,2		7,0		7,3	0,1	5,0
Kazakhstan	0,3		0,9		0,9		
Resto dell'Asia	23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		17,0
America	2,0		2,1		2,3		6,0
Australia e Oceania					0,8		
	57,0	0,4	82,1	3,3	79,3	0,9	58,0
							14,2

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

SUPERFICI

Nel 2020 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2020 il portafoglio minerario di Eni consiste in 798 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 336.449 chilometri quadrati in quota Eni (357.854 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2019). La superficie sviluppata è di 26.359 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 310.090 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2020 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Albania e dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Oman, Emirati Arabi Uniti, Angola, Indonesia, Norvegia ed Egitto per una superficie di circa 23.600 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Somalia, Myanmar, Indonesia, Pakistan e Gabon per circa 47.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Myanmar e Australia per complessivi 4.800 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Algeria, Cipro e Egitto per complessivi 2.300 chilometri quadrati.

L'attività di ricerca e sviluppo di Eni comprende numerose concessioni, licenze e blocchi. I termini e le condizioni in base ai quali Eni mantiene i diritti di esplorazione e produzione sono specifici, definiti contrattualmente e variano in modo significativo per ogni proprietà. Le attività sono programmate per garantire che il potenziale esplorativo di ogni proprietà sia valutato completamente prima della scadenza. In alcuni casi, Eni può scegliere di rinunciare alla superficie in anticipo rispetto alla data di scadenza contrattuale se il processo di valutazione è completo e se non esiste una base commerciale per l'estensione. Nei casi in cui può essere necessario tempo aggiuntivo per valutare appieno la proprietà, Eni riesce generalmente a ottenere estensioni. Le scadenze previste per le superfici non sviluppate nei prossimi tre anni non dovrebbero avere un impatto negativo.

Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Russia, Vietnam, Myanmar; (ii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; e (iii) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenia, Mozambico e Sud Africa. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.

85269/316

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2019			31 dicembre 2020				
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. londa sviluppata ^(b)	Sup. londa non sviluppata ^(b)	Totale Sup. londa ^(a)	Sup. netta sviluppata ^(b)	Sup. netta non sviluppata ^(b)	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	38.028	312	15.284	63.741	79.025	9.335	30.506	39.841
Italia	13.732	129	9.578	7.220	16.798	7.951	5.681	13.632
Resto d'Europa	24.296	183	5.706	56.521	62.227	1.384	24.825	26.209
Albania		1		587	587		587	587
Cipro	14.557	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	4.213	136	4.799	20.868	25.667	772	5.481	6.253
Regno Unito	1.120	34	907	773	1.680	612	363	975
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	163.625	255	48.458	232.341	280.799	12.333	116.834	129.167
Africa Settentrionale	31.873	71	12.213	55.419	67.632	5.312	25.721	31.033
Algeria	5.572	49	6.742	3.982	10.724	2.818	1.914	4.732
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	10.755	1		23.900	23.900		10.755	10.755
Tunisia	2.252	10	3.508	2.864	6.372	1.536	716	2.252
Egitto	7.613	57	5.638	14.984	20.622	2.109	5.275	7.384
Africa Sub-Saharaniana	124.139	127	30.607	161.938	192.545	4.912	85.838	90.750
Angola	3.744	47	8.158	13.146	21.304	1.035	4.604	5.639
Congo	1.471	21	1.164	1.320	2.484	678	628	1.306
Costa d'Avorio	3.724	4		3.747	3.747		3.372	3.372
Gabon	4.107	3		2.931	2.931		2.931	2.931
Ghana	579	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenia	43.948	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Mozambico	4.349	10		25.304	25.304		4.349	4.349
Nigeria	6.642	32	21.059	8.206	29.265	3.099	3.340	6.439
Sud Africa	22.271	1		55.677	55.677		22.271	22.271
Altri Paesi	33.304							
ASIA	142.696	69	12.994	271.271	284.265	3.343	151.502	154.845
Kazakhstan	2.160	7	2.391	3.853	6.244	442	1.505	1.947
Resto dell'Asia	140.536	62	10.603	267.410	278.021	2.901	149.997	152.898
Bahrain	2.858	1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	13	4	68		68	11		11
Emirati Arabi Uniti	10.387	10	3.214	28.976	32.190	349	18.331	18.680
Indonesia	15.955	13	2.605	18.672	21.277	1.029	13.155	14.184
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	14.147	3		13.750	13.750		10.015	10.015
Oman	49.918	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Pakistan	3.779	13	3.442	2.443	5.885	886	1.427	2.313
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.620	4		2.612	2.612		1.620	1.620
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	18.553	4		23.908	23.908		20.956	20.956
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	10.703	157	2.267	15.274	17.541	1.020	8.699	9.719
Messico	3.105	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	1.935	134	992	952	1.944	509	1.689	1.198
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.596	7		7.324	7.324		4.349	4.349
AUSTRALIA E OCEANIA	2.802	5	328	3.180	3.508	328	2.549	2.877
Australia	2.802	5	328	3.180	3.508	328	2.549	2.877
Totale	357.854	798	79.331	585.007	665.138	26.359	310.090	336.449

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Recalvado

Tom



RC

PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% IN QUOTA ENI) ED ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

ITALIA		(1926)	Operato	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
			Basilicata	Val d'Agri (61%)	
			Sicilia	Gela (100%), Tresauro (45%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)	
RESTO D'EUROPA	Norvegia ^(a)	(1965)	Operati	Goliat (45,40%), Marulk (13,97%), Balder & Ringhorne (62,87%) e Ringhorne East (48,88%)	
			Non Operati	Åsgard (15,41%), Mikkel (33,79%), Great Ekofisk Area (8,65%), Snorre (12,96%), Ormen Lange (4,43%), Statfjord Unit (14,92%), Statfjord Satellites East (10,16%), Statfjord Satellites North (17,46%), Statfjord Satellites Sygna (14,67%) e Grane (19,78%)	
		Regno Unito	Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non Operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria ^(b)	(1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non Operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 206 (12,25%)	
	Libia ^(b)	(1959)	Non Operati	Aree contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
			Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)	
	Tunisia	(1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)	
EGITTO ^{(b)(c)}		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleilha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleilha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%) e West Razzak (100%)	
			Non Operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	(1980)	Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non Operati	Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (20%), le Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968)	Operati	Nené Marine (65%), Litchendjili (65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (83%) e Kouakouala (75%)	
			Non Operati	Pointe-Noire Grand Fond (29,75%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
NIGERIA		(1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
			Non Operati ^(d)	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN ^(e)		(1992)	Operati ^(f)	Karachaganak (29,25%)	
			Non Operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non Operati	Lower Zakum (5%), Umm Shalif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%)	
	Iraq	(2009)	Non Operati ^(g)	Zubair (41,56%)	
	Pakistan	(2000)	Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non Operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	(2019)	Operati	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	(1968)	Golfo del Messico	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)	
				Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)	
			Alaska		
			Non Operati	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Fronrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non Operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junín 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,85%).

(b) In alcune rilevanti iniziative minerali, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.

(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di participating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della First Party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.

(d) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale.

(e) Eni e Shell sono co-operatori.

(f) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.

85266/318

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).

Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.

La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

ITALIA

Nel dicembre 2020 è stato firmato con Saipem un Memorandum of Understanding per l'identificazione e lo sviluppo congiunto di iniziative e progetti di decarbonizzazione in Italia. In particolare, l'accordo prevede di individuare: (i) possibili collaborazioni nell'ambito della cattura, trasporto, riutilizzo e stoccaggio della CO₂ prodotta da distretti industriali nel territorio italiano; e (ii) iniziative nell'ambito della Green Deal Strategy, al fine di contribuire alla lotta al cambiamento climatico e al raggiungimento degli obiettivi di riduzione della CO₂ a livello nazionale, europeo e mondiale.

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esauriti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di oltre 500 milioni di tonnellate/anno di stoccaggio. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2022, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. È prevista una fase di full development industriale

con l'avvio delle operazioni atteso nel 2026. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto significativo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esauriti.

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione; e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Eni prosegue il programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti nel rispetto delle linee guida nazionali. Sono stati avviati gli iter autorizzativi presso le Autorità competenti per la dismissione di 5 piattaforme. Nell'ambito delle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino. Sono proseguiti le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) progetti di salvaguardia e conservazione dell'area costiera e del suo habitat; (ii) interventi di efficientamento energetico, (iii) programmi a sostegno dell'occupazione, anche attraverso iniziative di tutoraggio e formazione, (iv) completamento di studi sul monitoraggio ambientale.

Per quanto riguarda la concessione Val d'Agri (Eni 61%, operatore), nel corso dell'anno sono state completate attività di manutenzione e ottimizzazione della produzione. La concessione è scaduta nell'ottobre 2019 ed è esercitata in regime di prorogatio; è in corso l'iter amministrativo per la proroga decennale sulla base del programma lavori vigente.

Nel 2020 sono proseguiti le attività del progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione e valorizzazione del territorio: (i) il progetto Mini Blue Water di economia circolare, per il trattamento, recupero e riutilizzo delle acque di produzione nel Centro olio di Viggiano e l'installazione di impianti fotovoltaici a supporto delle facility del centro olio; (ii) il piano di monitoraggio ambientale e della biodiversità, in particolare, è stato inaugurato il Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei dati; (iii) il progetto CASF a supporto dello sviluppo tecnologico e delle competenze del settore agro-alimentare dell'area. Nel corso del 2020 è stata completata la riqualificazione di alcune aree e sono state avviate altre iniziative a sostegno del settore agricolo, biomonitoraggio e la didattica con positivo impatto sull'occupazione locale.

Inoltre, continuano le iniziative nell'ambito del Protocollo di Intenti con la Regione Basilicata che include programmi di natura ambientale, sociale e per lo sviluppo sostenibile. Sono proseguiti gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica in 11 Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficienza energetica.

In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono: (i) le attività per lo sviluppo del giacimento offshore a gas di Caspoea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality. Le attività includono il trasporto, tramite una pipeline sottomarina, del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione, che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata; (ii) le iniziative di sviluppo sostenibile supportate dalle istituzioni locali. In particolare, è stato avviato il progetto Macchitella Lab a sostegno dell'occupazione giovanile e delle piccole e medie imprese locali con l'inizio degli interventi di riqualificazione.

Inoltre, proseguono le iniziative riguardanti il protocollo d'intenti siglato a fine 2019 con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diversi programmi di riqualifica delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO₂.

RESTO D'EUROPA

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le due scoperte a olio di Tordis NE e Lomre nel blocco PL089 (Eni 11,24%); (ii) con la scoperta a olio e gas di Enniberg nel Mare del Nord nella licenza 971 (Eni 13,97%) in prossimità del campo in produzione di Balder (Eni 62,87%); e (iii) nel marzo 2021, con una nuova scoperta a olio nella licenza PL532 (Eni 21%) nel Mare di Barents e nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel 2020 di 7 licenze esplorative come operatore e 10 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutte e tre le principali aree di produzione petrolifera norvegese; e (ii) nel 2021 di 10 licenze esplorative di cui 2 come operatore nel Mare del Nord e 3 come operatore nel Mare di Barents. Le licenze acquisite si trovano in prossimità di aree già in produzione o sviluppo.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 20,96%) con start-up nel 2023; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.

Nel corso dell'anno è stato sanzionato il programma di sviluppo del progetto Breidablikk con start-up produttivo atteso nel 2024. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di 23 pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

Regno Unito Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord.

Nell'ottobre 2020, è stata ottenuta dall'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA), l'assegnazione di una licenza, della durata di sei anni, per la realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ nell'area di Liverpool Bay. Il progetto di CCS prevede il riutilizzo dei giacimenti offshore esausti di Eni nell'area con un potenziale di stoccaggio iniziale fino a 3 milioni di tonnellate/anno e start-up delle attività nel 2025. Eni sarà operatore del progetto di stoccaggio e trasporto della CO₂ catturata dagli impianti industriali esistenti e dai futuri siti di produzione dell'idrogeno nell'area nell'ambito del progetto integrato HyNet North West. Il progetto contribuirà agli obiettivi di neutralità carbonica del Regno Unito entro il 2050. Nel corso dell'anno sono state avviate le attività di concept selection e firmati gli accordi per la raccolta di CO₂ dalle realtà industriali dell'area. Eni ha, inoltre, firmato un cooperation agreement con altri partner del settore Oil & Gas entrando nei progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%). L'integrazione dei due progetti consentirà la decarbonizzazione del distretto industriale dell'area Teesside nel nord est del Regno Unito attraverso la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Lo start-up delle attività è previsto nel 2026 con una capacità di cattura e stoccaggio iniziali di 4 milioni di tonnellate/anno di CO₂.

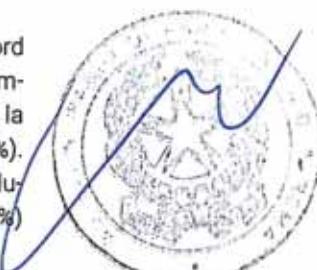
Nel marzo 2021 è stato annunciato dalle Autorità del Paese un primo finanziamento dei progetti CCS da parte del UK Research and Innovation (UKRI) l'ente nazionale inglese per la ricerca e l'innovazione. In particolare: (i) il progetto integrato HyNet North West verrà finanziato con circa £33 milioni (£21 milioni in quota Eni); e (ii) i progetti Net Zero Teesside e North Endurance Partnership riceveranno complessivamente circa £52 milioni (£9 milioni in quota Eni). I fondi ricevuti copriranno circa il 50% degli investimenti necessari per finalizzare gli studi di progettazione in corso e consentiranno di accelerare la decisione di investimento finale (FID) per tutti i progetti, prevista nel 2023.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta near-field con il pozzo BKNES-1 mineralizzato a olio (Eni 49%) nell'area del Berkine Nord.

Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo della fase a gas nell'area del Berkine Nord (Eni 49%) attraverso uno sviluppo accelerato delle riserve. Il programma di sviluppo ha riguardato il completamento delle attività di drilling e collegamento di 4 pozzi produttori alle facility esistenti nonché la realizzazione della pipeline di collegamento all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b (Eni 75%). L'upgrading dell'impianto di trattamento di MLE realizzato nell'anno consentirà di raggiungere una produzione lorda di picco pari a 60 mila boe/giorno grazie alla produzione proveniente dal Blocco 403 (Eni 50%) e dall'area del Berkine Nord a fine 2021.

Le attività di sviluppo degli altri blocchi hanno riguardato principalmente attività di ottimizzazione della produzione nelle aree operate dei Blocchi 403a/d e ROM Nord (Eni 35%), Blocchi 401a/402a (Eni 55%), Blocco 403, Blocco 405b e Blocco 404 (Eni 12,25%).



AE

EGITTO

Nel 2020 è stata ratificata l'assegnazione del blocco esplorativo West Sherbean (Eni 50%) nell'onshore del delta del Nilo.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field in aree operate: (i) con le scoperte a gas Nidoco NW-1 nella concessione Abu Madi West (Eni 75%) e Bashrush (Eni 37,5%) nella Great Nooros Area; (ii) con il pozzo SWM-A-6X mineralizzato a olio nella concessione South West Meleiha (Eni 100%). Lo start-up produttivo è stato conseguito nel corso dell'anno; e (iii) nella concessione Meleiha (Eni 76%) l'estensione a sud del giacimento di Arcadia per tramite del pozzo ad olio Arcadia 9 già avviato in produzione.

Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minierario anche in aree produttive mature. Le attività di sviluppo delle scoperte avviate in produzione o il cui start-up produttivo è previsto nel corso del 2021, fanno leva sulle sinergie con le infrastrutture presenti confermando l'efficacia della strategia esplorativa incrementale focalizzata su opportunità ad alto valore con un rapido time-to-market per sostenere nel breve termine le produzioni e il cash flow.

Nel corso del 2020 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti in produzione nell'area del Sinai (Eni 100%, operatore) e Meleihia Complex (Eni 76%, operatore); (ii) l'attività di drilling di sviluppo e start-up produttivo nei giacimenti operati di Arcadia South, Meleihia, South West Meleihia e Baltim SW (Eni 50%, operatore). In particolare, il programma di sviluppo di Baltim SW include l'ulteriore fase di full field development con la perforazione di ulteriori due pozzi produttori; e (iii) attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore delle concessioni operate del Sinai, Western Desert e del Mediterraneo.

Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) la perforazione di due ulteriori pozzi e collegamento alle facility produttive raggiungendo la capacità produttiva lorda di 87 milioni di metri cubi/giorno; e (ii) attività di ottimizzazione ed interventi di upgrading operativo delle facility sottomarine e dell'impianto di trattamento onshore.

Al 31 dicembre 2020 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$5,5 miliardi pari a €4,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €73 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 771 milioni di boe.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco di quattro anni. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo progetto, per un valore complessivo di \$20 milioni, include tre iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. In particolare, due iniziative hanno riguardato la realizzazione di un: (i) Centro Medico che fornirà servizi di assistenza sanitaria a circa 60 mila persone; (ii) Centro giovanile che fornirà programmi a supporto dei giovani anche con servizi di formazione professionale. Le attività inerenti sono state completate e le due strutture sono state consegnate alle Autorità locali. Il terzo progetto, che rientra nell'ambito dell'istruzione e formazione tecnica, è in corso di definizione. L'avvio delle attività è previsto nel corso del 2021.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola Nel corso del 2020 è stata assegnata con il ruolo di operatore il blocco offshore 28 (Eni 60%) nel bacino di Namibe e il blocco Cabinda Central (Eni 42,5%) nell'onshore del Paese.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%) con l'appraisal della scoperta Agogo, con volumi stimati pari a 1 miliardo di boe in posto. Nel corso dell'anno è stata rinnovata la licenza esplorativa del Blocco 15/06 per ulteriori tre anni. L'accordo consentirà di valutare il possibile potenziale minierario addizionale dell'area.

85266/322

Nel 2020 è stata portata a regime la produzione del pozzo di scoperta di Agogo, attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto West Hub. Lo start-up record in soli nove mesi dalla scoperta, conferma l'impegno di Eni nello sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.

Nel Blocco 15/06 le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Cabaça North & UM 4/5 per il completamento delle facility di collegamento sottomarine, di produzione ed iniezione; (ii) studi per la fase full field di sviluppo del campo di Agogo; e (iii) le attività inerenti per lo sviluppo della scoperta Ndungu.

Nell'ottobre 2020 sono stati ratificati i decreti attuativi che prevedono l'unitizzazione di tre Development Area del Blocco 14 (Eni 20%), con estensione della licenza al 2028. Gli accordi prevedono un nuovo piano di sviluppo dell'area e un incremento dell'entitlement dei volumi prodotti per il recupero dei costi sostenuti.

Le iniziative e i progetti di sviluppo locale promossi nel corso del 2020 hanno riguardato: (i) la ristrutturazione della scuola Beira Nova presso Cabinda; (ii) l'installazione di due sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile presso due centri di salute medica nella provincia di Luanda; (iii) il supporto allo sviluppo agricolo del territorio in collaborazione con le Autorità locali competenti; e (iv) il progetto di sviluppo integrato nelle province di Huila e Namibe attraverso iniziative di accesso all'acqua, all'energia, programmi di educazione, diversificazione economica e programmi a tutela della salute.

Congo Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo del progetto Nené fase 2b nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) attraverso il collegamento alla piattaforma produttiva nell'area. Lo sviluppo full field è previsto nel secondo semestre del 2022.

Le attività di sviluppo hanno riguardato l'espansione della centrale elettrica CEC (Eni 20%) portando la capacità di generazione elettrica a 484 MW, attraverso l'installazione nel 2020 di una terza turbina. La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII.

Sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari. In particolare, nell'ambito delle iniziative di accesso all'acqua, nel corso del 2020 è stata completata la realizzazione di ulteriori 5 pozzi, consentendo di rendere disponibili 30 pozzi d'acqua per una popolazione di quasi 20.000 persone. Sono proseguite le attività di costruzione e forniture di attrezzature per la realizzazione del centro di formazione a Oyo, nel nord del Paese. Il completamento è previsto nel 2021.

Mozambico Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, operato da Eni, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase midstream (liquefazione).

Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriore dieci anni. Il progetto ha raggiunto oltre l'80% del completamento delle attività di sviluppo previste. Lo start-up è previsto nel 2022.

Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti Autorità del Paese. I due operatori continuano le attività di sviluppo del progetto per poter raggiungere la decisione finale d'investimento.

Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, in particolare nella città di Pemba, anche attraverso la costruzione di una scuola e interventi di riabilitazione nonché programmi di formazione; (ii) iniziative per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità ed iniziative di formazione tecnico-professionale anche attraverso accordi con istituzioni e

Autorità del Paese; (iv) progetti per la protezione e conservazione delle foreste (REDD+ program) in collaborazione con il Governo del Mozambico; e (v) programmi a sostegno della salute, coordinate con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione.

Nigeria Nel gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione e sviluppo OML 17 (Eni 5%).

Le attività di sviluppo dei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover e attività di drilling; (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. È stata completata la prima fase del progetto di espansione consentendo di raggiungere una capacità installata di 780 MW. Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di 8 pozzi a olio nel giacimento offshore EA nel Blocco 79 (Eni 5%); (ii) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover nel campo di Gbaran nel blocco OML 28 (Eni 5%) e Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%); (iii) le perforazioni di 4 pozzi a olio nell'area occidentale del Blocco 46 (Eni 5%); e (iv) il completamento di un pozzo addizionale di sviluppo del giacimento offshore di Bonga (Eni 12,5%).

Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione. Nel 2020 sono stati realizzati 6 pozzi, che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel biennio 2018-2019, per un totale di 22 pozzi. I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2020 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

Kashagan Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività in corso, sanzionate durante il 2020, prevedono l'incremento della capacità di trattamento del gas associato attraverso: (i) la reiniezione in giacimento con l'upgrading delle facility esistenti; e (ii) per la restante parte dei volumi di gas associato, la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione.

Al 31 dicembre 2020 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$10 miliardi, pari a €8,1 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2020 (\$7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €27 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 675 milioni di boe in aumento rispetto al 2019 per effetto della variazione del marker Brent di riferimento.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%): (i) sono in corso di esecuzione il progetto Karachaganak Debottlenecking e la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project (KEP).

85266/324

63

In particolare, il progetto KEP per l'incremento della capacità di reiniezione di gas è stato suddiviso in fasi. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine dell'anno, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un'ulteriore unità di compressione.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.

Al 31 dicembre 2020 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a \$4,3 miliardi, pari a €3,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €147 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 507 milioni di boe, in lieve aumento rispetto al 2019, dovuta principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nell'anno è stata acquisita con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 3 (Eni 70%), nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi, la perforazione di un pozzo esplorativo e di appraisal.

Nel gennaio 2021 è stata avviata la produzione del campo di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B (Eni 50%) dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla dichiarazione di scoperta, avvenuta nel gennaio 2020, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori la cui perforazione è stata già programmata.

Indonesia Nel corso del 2020 è stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa West Ganal (Eni 40%). Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%). Il progetto prevede la perforazione e il completamento di cinque pozzi sottomarini che verranno collegati all'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, sarà spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto spot nel mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2021.

Sono proseguiti le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samoja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair (Eni 41,56%), che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) avviate le attività per la costruzione di una nuova scuola a Zubair City; (ii) sono proseguiti le attività di revamping di due impianti di acqua per arrivare alla distribuzione di circa 30 milioni di litri di acqua potabile al giorno; e (iii) proseguono le attività per l'ampliamento del Basra Children Cancer e la fornitura di attrezzature sanitarie.

Pakistan Nel marzo 2021, Eni ha definito un accordo per la cessione di tutte le attività nel Paese, che comprendono le partecipazioni in otto licenze in sviluppo e produzione, all'operatore locale Prime International Oil & Gas Company. In particolare l'accordo include la cessione dei giacimenti operati di Bhit/Badhra (Eni 40%) e Kadanwari (Eni 18,42%) nonché la quota di partecipazione nei permessi di Latif (Eni 33,3%), Zamzarna (Eni 17,75%) e Sawan (Eni 23,7%).

AMERICA

Messico Nel febbraio 2020, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Sassen nel Blocco 10 (Eni 65%, operatore).

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 (Eni 100%) già in produzione. In particolare nel corso dell'anno è stata completata l'attività di drilling di sviluppo con incremento dei pozzi produttori e collegamento alla piattaforma produttiva Miztón. L'ulteriore fase del progetto riguarda la messa in produzione della scoperta Amoca attraverso l'installazione di un ulteriore piattaforma produttiva in fase di realizzazione e la riconversione e upgrading di una FPSO che sarà completata nel corso del 2021 con tutte le facility di collegamento e trattamento. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.

Nel corso del 2020 è stata avviata la fase di FEED per le ultime due piattaforme produttive.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali sull'individuazione di iniziative nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) programmi per la fornitura alimentare; (ii) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (iii) campagne di screening medico infantile; (iv) iniziative volte all'individuazione di progetti a supporto dell'occupazione giovanile; e (v) monitoraggi ambientali. L'obiettivo degli accordi siglati è quello di definire ulteriori progetti con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile delle aree prossime all'attività Eni nel Paese.

INIZIATIVE DI FORESTRY

All'interno del processo di decarbonizzazione, uno dei pilastri e delle linee di azione adottate da Eni, sono le iniziative per la protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo che, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono considerati tra i più rilevanti a livello internazionale.

Un punto chiave di tale approccio sono i progetti inquadrati nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+ è stato concepito dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici) e prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO₂, favorendo, al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. Proprio all'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni nel campo della tutela delle foreste: affiancando i Governi dei Paesi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, supporta strategie REDD+, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions) e i Piani di Sviluppo Nazionali e, in particolare, con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

Eni ha costruito nel tempo solide partnership con sviluppatori internazionali riconosciuti di progetti REDD+ quali BioCarbon Partners, Terra Global, Peace Parks Foundation, First Climate e Carbonsink, che consente a Eni di sovrintendere ogni fase dei progetti, dalla progettazione all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.

La partecipazione diretta nei progetti risulta fondamentale, non solo per garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche per consentire l'allineamento agli standard più elevati per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio e delle ricadute sociali e ambientali (quali Verified Carbon Standard - VCS e Climate Community & Biodiversity Standards - CCB), riconosciuti a livello internazionale e coerenti con gli standard qualitativi che Eni intende raggiungere.

L'ingresso di Eni nei progetti forestry è stato sancito con l'accordo con BioCarbon Partners, attraverso il quale ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia.

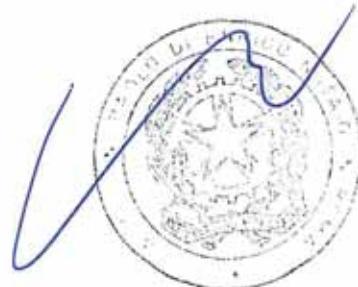
85266/326

65

Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge oltre 170.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB (Climate, Community and Biodiversity) 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale.

Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ con i crediti generati dal progetto LCFP.

Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa (Angola, Repubblica Democratica del Congo, Ghana, Malawi, Mozambico e Zambia), America latina (Colombia e Messico) ed Asia (Vietnam e Malesia). L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 6 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2024, oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030 nonché oltre 40 milioni di tonnellate entro il 2050.



Global Gas & LNG Portfolio



326 mln

Utile operativo adjusted
vs. 2019: +68,9%

112 €/m³ mc

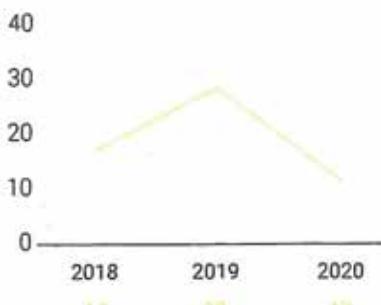
Prezzo medio annuo
del gas Italia
vs. 2019: -35%

37,30 part/mc

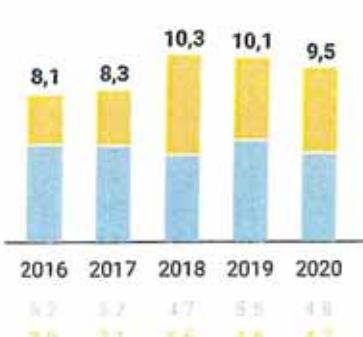
Vendite gas in Italia
vs. 2019: -1,8% nonostante
la forte contrazione
della domanda (-5%)

Riavviato l'impianto
di liquefazione
di ~~Desmetta~~
in Egitto con una capacità
annua di 7,56 mld mc

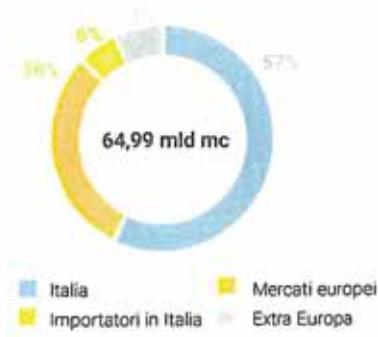
Andamento prezzi hub



Vendite di GNL | mld mc



Vendite gas per area geografica



Spread PSV - TTF (€/m³ mc)

■ Europa ■ Extra Europa

85266/328

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	1,15	0,56	0,51
di cui: dipendenti		0,99	0,96	0,40
contrattisti		1,37	0,00	0,69
Vendite gas naturale ^(a)	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
Italia		37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		23,00	26,72	29,17
di cui: Importatori in Italia		3,67	4,37	3,42
Mercati europei		19,33	22,35	25,75
Resto del mondo		4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL ^(b)		9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	700	711	734
di cui all'estero		410	418	416
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,36	0,25	0,62

(a) Include vendite intercompany.

(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 1,15 a seguito di due eventi di lieve entità.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) in aumento del 48% rispetto al 2019 in relazione ad un incremento degli avviamimenti produttivi legato a discontinuità nella domanda gas e delle emissioni da venting per interventi di manutenzione presso gli impianti di Sergaz.
- Le vendite di gas naturale nel mondo sono state di 64,99 miliardi di metri cubi, con una flessione del 10,8% rispetto al 2019 (-7,86 miliardi di metri cubi). In riduzione dell'1,8% le vendite in Italia (37,30 miliardi di metri cubi vs. 37,98 miliardi di metri cubi registrati nel 2019).
- Le vendite di GNL sono state di 9,5 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5,9% rispetto al 2019.

Riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta

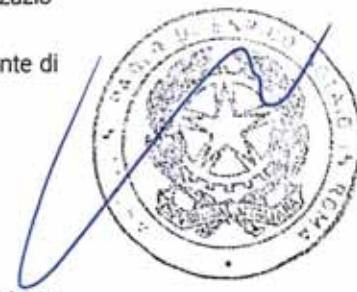
Nel febbraio 2021 è stata riavviata la produzione di GNL presso l'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 50%), in linea con gli accordi perfezionati nel marzo 2021 con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy, volti a risolvere tutte le controversie pendenti tra le parti e a riavviare l'operatività dell'impianto chiuso nel 2012. Nell'ambito di tali accordi Eni subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto, ricevendo i corrispondenti diritti di liquefazione e nelle attività di commercializzazione di gas naturale in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas.

La ripresa dell'operatività dell'impianto, con una capacità di 7,56 miliardi di metri cubi all'anno, consente di rafforzare gli obiettivi strategici Eni di crescita del portafoglio GNL e la presenza nell'Est Mediterraneo.

GAS NATURALE

APPROVVIGIONAMENTI

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 62,16 miliardi di metri cubi, in riduzione di 8,26 miliardi di metri cubi, pari all'11,7% rispetto al 2019.



85266/329

I volumi di gas approvvigionati all'estero (54,69 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'88% del totale, sono diminuiti rispetto al 2019 (-10,16 miliardi di metri cubi; -15,7%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-3,01 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,87 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,44 miliardi di metri cubi), in Libia (-1,42 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Norvegia (+0,76 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,47 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 34,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA		7,47	5,57	5,46	1,90	34,1
Russia		22,49	24,36	26,10	(1,87)	(7,7)
Algeria (incluso il GNL)		5,22	6,66	12,02	(1,44)	(21,6)
Libia		4,44	5,86	4,55	(1,42)	(24,2)
Paesi Bassi		1,11	4,12	3,95	(3,01)	(73,1)
Norvegia		7,19	6,43	6,75	0,76	11,8
Regno Unito		1,62	1,75	2,21	(0,13)	(7,4)
Indonesia (GNL)		1,15	1,58	3,06	(0,43)	(27,2)
Qatar (GNL)		2,47	2,79	2,56	(0,32)	(11,5)
Altri acquisti di gas naturale		5,24	7,90	5,50	(2,66)	(33,7)
Altri acquisti di GNL		3,76	3,40	1,97	0,36	10,6
ESTERO		54,69	64,85	68,67	(10,16)	(15,7)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		62,16	70,42	74,13	(8,26)	(11,7)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,52	0,08	0,08	0,44	—
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,03)	(0,22)	(0,18)	0,19	86,4
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		62,65	70,28	74,03	(7,63)	(10,9)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,34	2,57	2,57	(0,23)	(8,9)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		64,99	72,85	76,60	(7,86)	(10,8)

Nel 2020, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (3 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,8 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1 miliardo di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,6 miliardi di metri cubi) e (v) degli Stati Uniti (0,3 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di 7,7 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 12% del totale delle disponibilità per la vendita.

Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 2,34 miliardi di metri cubi (-8,9% rispetto al 2019) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Orman, Stati Uniti e Spagna.

VENDITE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dalla contrazione della domanda (circa -5% e -3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2019), le vendite di gas naturale di 64,99 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 7,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al 10,8% anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con prelievi ridotti in particolare nei segmenti termoelettrico e industriale.

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		62,58	70,17	73,68	(7,50)	(10,8)
Italia (inclusi autoconsumi)		37,30	37,98	39,17	(0,68)	(1,8)
Resto d'Europa		21,54	25,21	27,42	(3,67)	(14,6)
Extra Europa		3,74	6,98	7,09	(3,24)	(46,4)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		2,41	2,68	2,92	(0,27)	(10,1)
Resto d'Europa		1,46	1,51	1,75	(0,05)	(3,3)
Extra Europa		0,95	1,17	1,17	(0,22)	(18,8)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		64,99	72,85	76,60	(7,86)	(10,8)

85266/330

Vendite di gas



Le vendite in Italia pari a 37,30 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,8%, principalmente per effetto delle minori vendite al settore termoelettrico ed industriale, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati all'Hub. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (3,67 miliardi di metri cubi; -16% rispetto al 2019) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 19,33 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 13,5% (-3,02 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019.

Le vendite nei mercati extra europei pari a 4,69 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 42,5% rispetto allo scorso esercizio (-3,46 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti e delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA		37,30	37,98	39,17	(0,68)	(1,8)
Grossisti		12,89	13,08	14,67	(0,19)	(1,5)
PSV e borsa		12,73	12,13	12,49	0,60	4,9
Industriali		4,21	4,62	4,40	(0,41)	(8,9)
Termoelettrici		1,34	1,90	1,50	(0,56)	(29,5)
Autoconsumi		6,13	6,25	6,11	(0,12)	(1,9)
VENDITE INTERNAZIONALI		27,69	34,87	37,43	(7,18)	(20,6)
Resto d'Europa		23,00	26,72	29,17	(3,72)	(13,9)
Importatori in Italia		3,67	4,37	3,42	(0,70)	(16,0)
Mercati europei		19,33	22,35	25,75	(3,02)	(13,5)
Penisola Iberica		3,94	4,22	4,65	(0,28)	(6,6)
Germania/Austria		0,35	2,19	1,93	(1,84)	(84,0)
Benelux		3,58	3,78	5,29	(0,20)	(5,3)
Regno Unito		1,62	1,75	2,22	(0,13)	(7,4)
Turchia		4,59	5,56	6,53	(0,97)	(17,4)
Francia		5,01	4,47	4,95	0,54	12,1
Altro		0,24	0,38	0,18	(0,14)	(36,8)
Mercati extra europei		4,69	8,15	8,26	(3,46)	(42,5)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		64,99	72,85	76,60	(7,86)	(10,8)

GNL

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Europa		4,8	5,5	4,7	(0,7)	(12,7)
Extra Europa		4,7	4,6	5,6	0,1	2,2
TOTALE VENDITE GNL		9,5	10,1	10,3	(0,6)	(5,9)

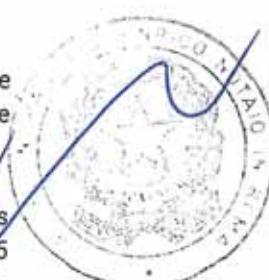
Le vendite di GNL (9,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono del 5,9% rispetto al 2019 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Taiwan.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.

Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.

I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni sono: i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 520 chilometri; in fine iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Questi asset generano un flusso stabile di utile operativo, grazie alla vendita principalmente su base long-term dei relativi diritti di trasporto.



Vendite di gas

Attività ambientali



78%

Quota dei rifiuti recuperati vs recuperabili
vs. 2019: +19 p.p.

6 mln di mc

Acque recuperate nel 2020
vs. 2019: +20%

Assegnato da ArcelorMittal
Il contratto per la progettazione
degli interventi di bonifica
dell'area ex Ilva a Taranto

Avviate iniziative
all'estero a supporto
delle attività upstream

Attività di bonifica

L'attività è svolta da Eni Rewind, la società ambientale di Eni che attraverso un modello integrato end to end garantisce il presidio del processo di risanamento ambientale, pianificando sin dalle prime fasi e in accordo con le istituzioni e gli stakeholder locali, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse, al fine di renderle disponibili per iniziative di sviluppo sostenibile, sia in Italia che all'estero. Nel realizzare le attività, Eni Rewind applica le tecnologie più avanzate, rivolgendo una forte attenzione a soluzioni on site e in situ, con l'obiettivo di massimizzare l'efficacia e l'efficienza degli interventi.

Nel 2020 Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo con l'assegnazione da ArcelorMittal del contratto per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto. Il contratto include anche l'assistenza nell'iter autorizzativo finalizzato all'approvazione da parte degli enti preposti del progetto di messa in sicurezza operativa dello stabilimento. Inoltre, attraverso il Progetto Rinnovabili per l'Italia, sono stati individuati terreni recuperati nelle aree industriali dove installare impianti fotovoltaici, impianti a biomassa e centrali solari a concentrazione.

85266/332 71

Nel 2020 è stato inaugurato, in alcune aree del sito Eni di Porto Torres, un parco fotovoltaico con una capacità installata di 31 MW. L'energia prodotta è destinata in parte all'attività industriale presente nell'area consentendo di evitare emissioni per circa 26 mila tonnellate/anno di CO₂. Nel corso dell'anno è stata individuata un'ulteriore area da destinare alla realizzazione di un parco fotovoltaico di 34 MW, in fase di progettazione. Inoltre, proseguono le attività del Progetto Ravenna Ponticelle che prevede, attraverso un intervento ambientale di messa in sicurezza permanente e la successiva riqualificazione, la realizzazione di: (i) un impianto fotovoltaico; (ii) un impianto di bio-remediation di recupero terreni con annesso laboratorio biologico; e (iii) una piattaforma polifunzionale in partnership con un altro player locale per la gestione fino a 60 mila tonnellate all'anno di rifiuti speciali derivanti dalle attività ambientali e produttive in linea con le direttive europee del settore.

Water & Waste Management

L'attività eseguita da Eni Rewind, si focalizza nel trattamento delle acque nei siti di proprietà del Gruppo, attraverso un sistema integrato di intercettazione e convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con circa 36 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2020.

Nel corso dell'anno sono state completate le attività di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento acque di falda, con il completamento del controllo remoto per i principali impianti.

Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2020 sono stati riutilizzati circa 6 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento.

Proseguono le attività relative all'applicazione della tecnologia Blue Water presso il Centro Olio Val d'Agri di Viggiano. Il progetto è finalizzato al trattamento e al recupero delle acque di produzione estratte da giacimento per un riutilizzo ad uso industriale. Il progetto è in corso di autorizzazione.

Inoltre, Eni Rewind gestisce la quasi totalità dei rifiuti provenienti sia dalle attività di risanamento ambientale sia dalle attività produttive del Gruppo in Italia, attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie per minimizzare gli impatti ambientali. Nel 2020 sono state gestite complessivamente circa 1,7 milioni di tonnellate di rifiuti con una quota dei rifiuti recuperati rispetto a quelli realmente recuperabili che si attesta a circa il 78%.

L'attività dell'anno ha riguardato anche le iniziative all'estero, comprensive anche di programmi di training e knowledge sharing, in particolare in Iraq, Nigeria, Egitto, Tunisia, Kazakhstan, Turkmenistan ed Angola a supporto delle attività upstream in corso nei Paesi.

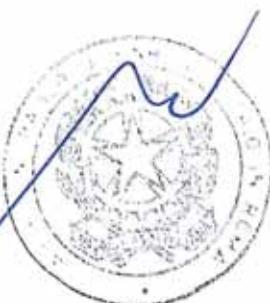
Inoltre, nel gennaio 2021 è stato firmato un Memorandum d'Intesa con l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain con l'obiettivo di individuare e promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo delle risorse acqua, suolo e dei rifiuti del Paese.

Waste to Fuel

L'obiettivo di recupero e riuso delle risorse si concretizza anche attraverso lo sviluppo della tecnologia proprietaria Waste to Fuel che consente di trasformare la FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) in acqua e bio olio. Il bio olio può essere destinato al trasporto marittimo, visto il basso contenuto di zolfo, o contribuire a produrre biocarburanti avanzati, mentre l'acqua recuperata può essere destinata a usi industriali.

La prima applicazione della tecnologia è in corso a Gela attraverso un impianto pilota, avviato nel 2018.

La realizzazione di un impianto con scala industriale è prevista a Porto Marghera, in aree bonificate di proprietà. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto con una capacità di trattamento fino a 150 mila tonnellate annue di FORSU. Nel 2020 è stato avviato l'iter autorizzativo del progetto, che prevede la collaborazione di realtà industriali e produttive locali in un'ottica di sinergia con il territorio.

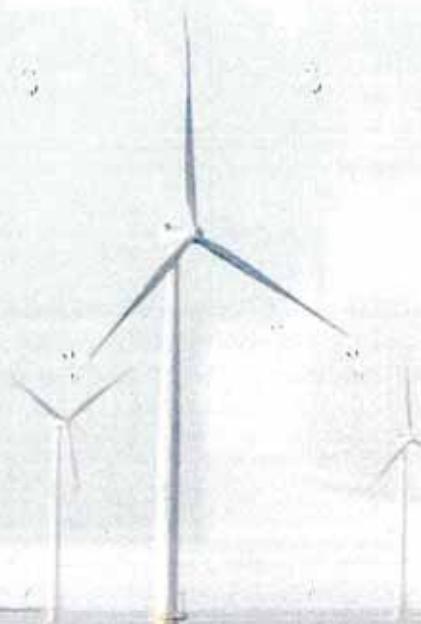




La Direzione Generale Energy Evolution è impegnata nell'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le missioni sono di soddisfare le nuove esigenze delle persone e fornire energia rinnovabile e del più alto valore aggiunto. L'evoluzione dei prodotti e del sistema di raffinazione e della chimica, divisa in due direttoriate, il portafoglio reti di Eni è sempre prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. La Direzione comprende i risultati dei business Refining & Marketing, della chimica gestito da Versalis SpA e dalle sue controllate, del retail Gas & Power gestito da Eni gas e luce e del business di generazione e vendita di energia elettrica da impianti termoelettrici e da fonti rinnovabili.

85266 | 334

Vito Calabrese



€325 mila

utile operativo
adjusted EGL
+17% vs. 2019

€550 mila

utile operativo adjusted
bioraffinazione+marketing
+27% vs. 20199,6 mila
punti di consegnacustomer base EGL
+1,6% vs. 2019

1 mila

Capacità installata/in fase
di sviluppo da fonti
rinnovabili a fine periodo
in linea con gli obiettivi
aziendali

340 GW

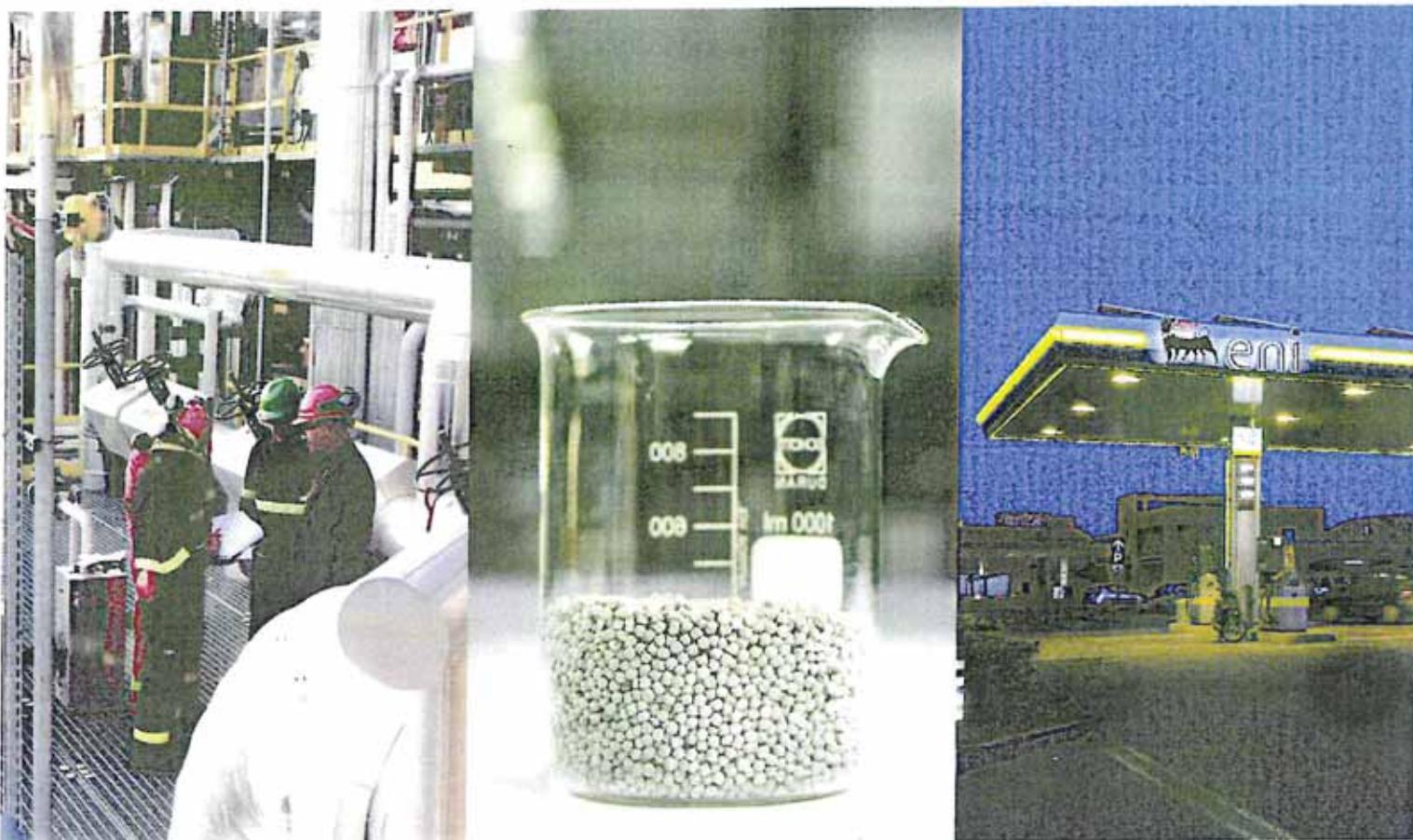
produzione di energia
da fonti rinnovabili
più che quadruplicata
vs. 2019

1,1 mila

capacità di bioraffinazione
a fine 2020
2 mila ton/a al 2024

10

Refining & Marketing e Chimica



1,1

milioni tonna
Capacità di bioraffinazione

6,65

milioni tonna
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)
vs. 2019: -16%

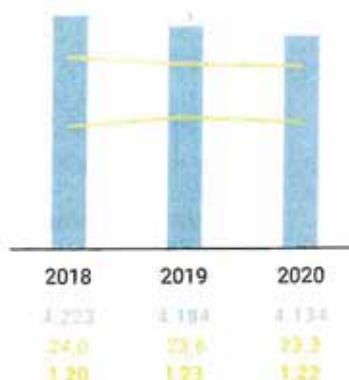
550

mln
Utile operativo adjusted
bioraffinazione+marketing
vs. 2019: +27%

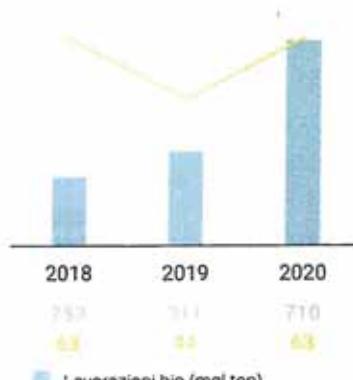
4,34

mln ton
Vendite di prodotti petrolchimici
vs. 2019: +1% nonostante
il calo della domanda

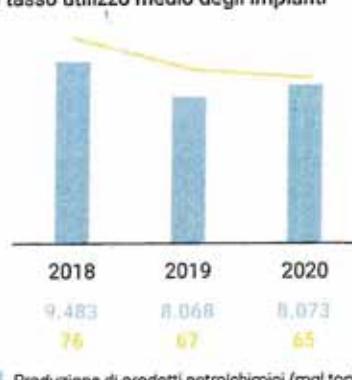
Rete Italia



Lavorazioni delle bioraffinerie



Produzioni prodotti petrolchimici
e tasso utilizzo medio degli impianti



- Impianti (numero)
- Quota di mercato (%)
- Grado di efficienza della rete (%)

- Tasso utilizzo medio delle bioraffinerie (%)
- Tasso di utilizzo medio degli impianti (%)

85266 | 336

Realtato

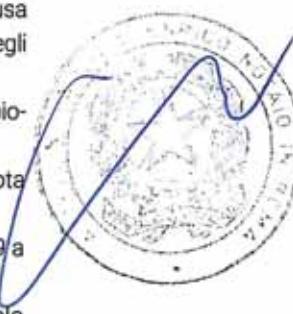


PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,80	0,27	0,56
di cui: dipendenti		1,17	0,24	0,49
contrattisti		0,48	0,29	0,62
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		54	54	54
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil		69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.471	11.626	11.457
di cui all'estero		2.556	2.591	2.594
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,65	7,97	8,19
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	248	248	253

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 0,80 a seguito di un incremento degli eventi registrati nel business R&M in Ecuador.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2019, principalmente per il calo delle attività nella raffinazione.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie risultano sostanzialmente stabili nel 2020. L'andamento delle emissioni GHG è stato proporzionale alla riduzione della quantità di materia lavorata.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2020 sono state di 17 milioni di tonnellate, in riduzione del 25% rispetto al periodo di confronto, a causa delle minori lavorazioni in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stoccati a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19.
- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per il ramp-up della produzione di biocarburanti presso la bioraffineria di Gela (0,71 milioni di tonnellate, più che raddoppiate rispetto al 2019).
- Le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2019 (-22%). Quota di mercato pari a 23,3% (23,6% nel 2019).
- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,05 milioni di tonnellate) registrano un calo del 16% rispetto al 2019 a causa degli effetti della pandemia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,34 milioni di tonnellate sono aumentate dell'1% nonostante il calo della domanda.




Bioraffineria di Gela

Nel 2020, raggiunta la piena operatività presso il sito di Gela, con produzioni di biocarburanti quintuplicate rispetto al 2019. Il ramp-up dell'impianto costituisce un passo in avanti lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni grazie all'applicazione della tecnologia proprietaria Ecofining™. A marzo 2021 è stata avviata la Biomass Treatment Unit per ampliare il range di cariche da inviare all'impianto consentendo la sostituzione dell'olio di palma con altre soluzioni sostenibili.

Economia circolare e chimica green

- Ampliata su scala industriale la tecnologia di riciclo meccanico dei rifiuti plastici grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati.
- Firmato un accordo con AGR, società italiana proprietaria di una tecnologia per il trattamento di elastomeri usati, per lo sviluppo di nuovi prodotti e applicazioni in gomma riciclata, in collaborazione con il Consorzio EcoTyre che gestisce una rete nazionale di raccolta e trattamento di pneumatici fuori uso.
- Firmato un accordo tra Versalis e COREPLA (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) con l'obiettivo di valorizzare le plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi).
- Nel 2020, Versalis ha aderito alla Circular Plastics Alliance (CPA) per contribuire attivamente all'obiettivo europeo di utilizzare 10 milioni di tonnellate di plastica riciclata in nuovi prodotti entro il 2025. L'Alleanza, promossa dalla Commissione Europea, ha come missione quella di incentivare il riciclo della plastica in Europa e contestualmente sviluppare il mercato delle materie prime seconde.
- Ingresso di Versalis nel mercato dei prodotti per la protezione dell'agricoltura, grazie all'alleanza con AlphaBio Control, società di ricerca e sviluppo specializzata nella realizzazione di formulati naturali per la tutela delle colture, finalizzato alla produzione di erbicidi e biocidi per la disinfezione delle superfici a base vegetale e biodegradabili, utilizzando i principi attivi prodotti dalla piattaforma di chimica da fonti rinnovabili di Porto Torres.

Sviluppi di business

- In fase di potenziamento il sito di Crescentino, hub strategico per la produzione di energia elettrica e feedstock chimici interamente da biomasse residuali, non in competizione con la filiera alimentare, sulla base di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, di cui una prima applicazione pratica è stata la produzione di un disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità) da utilizzare come presidio medico chirurgico; riavviata la centrale elettrica a biomasse. Sono in corso gli studi per sviluppare il processo di produzione di bioplastiche da zuccheri di seconda generazione.
- Finalizzata a luglio l'acquisizione da parte di Versalis del 40% di Finproject, società attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario. Tale operazione consente di estrarre valore dall'integrazione del posizionamento di Finproject sul mercato per le applicazioni ad alto valore aggiunto e la leadership tecnologica e industriale di Versalis.

Tecnologie proprietarie

Nel 2021 è stata concessa a Enter Engineering Pte Ltd la licenza per l'utilizzo dell'unità swing di polietilene a bassa densità/etilene vinil acetato (LDPE/EVA, polimeri e copolimeri dell'etilene, con buon equilibrio tra

85266/338

lavorabilità e proprietà meccaniche) nel nuovo complesso gas to chemicals basato su tecnologia MTO – Methanol to Olefins che sorgerà nei pressi di Karakul, nella regione uzbeka di Bukhara.

Il background e le competenze di Versalis nella concessione delle tecnologie proprietarie si fonda su consolidate capacità di ricerca e sviluppo, nonché su capacità di laboratorio e di collaudo degli impianti pilota e sull'esperienza operativa su larga scala presso i suoi stabilimenti produttivi.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2020 sono state acquistate 17,37 milioni di tonnellate di petrolio (23,43 milioni di tonnellate nel 2019) di cui 3,55 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,23 milioni di tonnellate sul mercato spot e 3,59 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dal Medio Oriente, 17% dall'Asia Centrale, 16% dalla Russia, 16% dall'Italia, 8% dall'Africa Occidentale, 7% dall'Africa Settentrionale, 4% dal Mare del Nord e 6% da altre aree.

ACQUISTI

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		3,55	4,24	4,14	(0,69)	(16,3)
Altri greggi		13,82	19,19	18,48	(5,37)	(28,0)
Totale acquisti di greggi		17,37	23,43	22,62	(6,06)	(25,9)
Acquisti di semilavorati		0,11	0,26	0,65	(0,15)	(57,7)
Acquisti di prodotti		10,31	11,45	11,55	(1,14)	(10,0)
TOTALE ACQUISTI		27,79	35,14	34,82	(7,35)	(20,9)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,35)		
Altre variazioni ^(a)		(0,69)	(2,08)	(1,27)	1,39	66,8
TOTALE DISPONIBILITÀ		26,75	32,71	33,20	(5,96)	(18,2)

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2020 pari a 17 milioni di tonnellate, in calo rispetto al 2019 (-25,2%). Tali risultati sono stati causati delle minori lavorazioni presso le raffinerie in Italia in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stoccati a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19. Tali riduzioni sono state in parte compensate dal riavvio degli impianti di Bayernoil e PCK in Germania.

In Italia i volumi processati pari a 14,82 milioni di tonnellate sono in calo rispetto al 2019 (-28,4%), in risposta allo scenario di raffinazione.

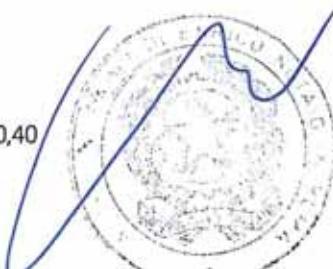
All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,18 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 140 mila tonnellate (+6,9%) a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg e PCK in Germania. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 12,72 milioni di tonnellate, in diminuzione del 26,3% (pari a 4,54 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 69%.

Il 21,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2019 (18,9%).

BIORAFFINAZIONE

I volumi di bio-feedstock processati sono più che raddoppiati rispetto al 2019, con un incremento di circa 0,40 milioni di tonnellate, a seguito del ramp-up produttivo della bioraffineria di Gela.



85266/339

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	12,72	17,26	16,78	(4,54)	(26,3)	
Lavorazioni in conto terzi	(1,75)	(1,25)	(1,03)	(0,50)	(40,0)	
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	3,85	4,69	4,93	(0,84)	(17,9)	
Lavorazioni in conto proprio	14,82	20,70	20,68	(5,00)	(28,4)	
Consumi e perdite	(0,97)	(1,38)	(1,38)	0,41	29,7	
Prodotti disponibili da lavorazioni	13,85	19,32	19,30	(5,47)	(28,3)	
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,18	7,27	7,50	(0,09)	(1,2)	
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,66)	(0,68)	(0,54)	0,02	2,9	
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,35)	(0,35)	0,00	0,0	
Prodotti venduti	20,02	25,56	25,91	(5,54)	(21,7)	
Totale lavorazioni bio	0,71	0,31	0,25	0,40	128,3	
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio	2,18	2,04	2,55	0,14	6,9	
Consumi e perdite	(0,17)	(0,18)	(0,20)	0,01	5,6	
Prodotti disponibili da lavorazioni	2,01	1,86	2,35	0,15	8,1	
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,39	4,17	4,12	(0,78)	(18,7)	
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,66	0,68	0,54	(0,02)	(2,9)	
Prodotti venduti	6,06	6,71	7,01	(0,65)	(9,7)	
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	17,00	22,74	23,23	(5,74)	(25,2)	
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi/ equity	3,55	4,24	4,14	(0,69)	(16,3)	
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	26,08	32,27	32,92	(6,19)	(19,2)	
Vendite di greggi	0,67	0,44	0,20	0,23	52,3	
TOTALE VENDITE	26,75	32,71	33,20	(5,96)	(18,2)	

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (26,08 milioni di tonnellate) sono diminuite di 6,19 milioni di tonnellate rispetto al 2019, pari al 19,2%, a seguito della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19 che ha causato minori vendite in Italia e all'estero.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Rete						
Extrarete	4,56	5,81	5,91	(1,25)	(21,5)	
Petrochimica	5,75	7,68	7,54	(1,93)	(25,1)	
Altre vendite	0,61	0,83	0,96	(0,22)	(26,5)	
Vendite in Italia	9,10	11,24	11,50	(2,14)	(19,0)	
Rete resto d'Europa	20,02	25,56	25,91	(5,54)	(21,7)	
Extrarete resto d'Europa	2,05	2,44	2,48	(0,39)	(16,0)	
Extrarete mercati extra europei	2,40	2,63	2,82	(0,23)	(8,7)	
Altre vendite	0,48	0,48	0,47			
Vendite all'estero	1,13	1,16	1,24	(0,03)	(2,6)	
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	26,08	32,27	32,92	(6,19)	(19,2)	

85266/360

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in calo rispetto al 2019 (1,25 milioni di tonnellate, -21,5%) come risultante delle misure restrittive adottate in particolare nel secondo trimestre durante il picco pandemico. L'erogato medio (1.206 mila litri) è diminuito di 380 mila litri rispetto al 2019 (1.586 mila litri). La quota di mercato media del 2020 è del 23,3% in leggera diminuzione rispetto al 2019 (23,6%). Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.134 stazioni di servizio con una riduzione di 50 unità rispetto al 31 dicembre 2019 (4.184 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (46 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (3 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali (1 unità).

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Italia		10,31	13,49	13,45	(3,18)	(23,6)
Vendite rete		4,56	5,81	5,91	(1,25)	(21,5)
Benzina		1,16	1,44	1,46	(0,28)	(19,4)
Gasolio		3,10	3,95	4,03	(0,85)	(21,5)
GPL		0,27	0,38	0,38	(0,11)	(28,9)
Altri prodotti		0,03	0,04	0,04	(0,01)	(25,0)
Vendite extrarete		5,75	7,68	7,54	(1,93)	(25,1)
Gasolio		3,11	3,41	3,25	(0,30)	(8,8)
Oli combustibili		0,02	0,06	0,07	(0,04)	(66,7)
GPL		0,18	0,18	0,20	0,00	0,0
Benzina		0,30	0,47	0,44	(0,17)	(36,2)
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,00	0,0
Bunker		0,63	0,77	0,80	(0,14)	(18,2)
Jet fuel		0,70	1,92	1,98	(1,22)	(63,5)
Altri prodotti		0,73	0,79	0,72	(0,06)	(7,6)
Estero (rete + extrarete)		4,93	5,55	5,77	(0,62)	(11,2)
Benzina		1,13	1,31	1,30	(0,18)	(13,7)
Gasolio		2,73	3,02	3,16	(0,29)	(9,6)
Jet fuel		0,09	0,29	0,33	(0,20)	(69,0)
Oli combustibili		0,13	0,09	0,14	0,04	44,4
Lubrificanti		0,09	0,09	0,09	0,00	0,0
GPL		0,50	0,50	0,50	0,00	0,0
Altri prodotti		0,26	0,25	0,25	0,01	4,0
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		15,24	19,04	19,22	(3,80)	(20,0)

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,05 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2019, a seguito delle misure restrittive adottate nel secondo trimestre durante il picco pandemico. Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.235 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2019 principalmente in Germania e Francia. L'erogato medio (1.980 mila litri) è diminuito di 376 mila litri rispetto al 2019 (2.356 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 5,75 milioni di tonnellate sono diminuite del 25,1% rispetto al 2019, per effetto della ridotta attività industriale e, in particolare, delle minori vendite di jet fuel a causa della profonda crisi del settore delle compagnie aeree.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,40 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'8,7% rispetto al 2019, in particolare in Spagna parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania per maggiori disponibilità di prodotti a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,61 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 26,5%. Le altre vendite in Italia e all'estero (10,23 milioni di tonnellate) sono in riduzione (-2,17 milioni di tonnellate; -17,5%) per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Intermedi		5.861	5.818	7.130	43	0,7
Polimeri		2.212	2.250	2.353	(38)	(1,7)
Produzioni		8.073	8.068	9.403	5	0,1
Consumi e perdite		(4.366)	(4.307)	(5.085)	(59)	(1,4)
Acquisti e variazioni rimanenze		632	534	548	98	18,4
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.339	4.295	4.946	44	1,0
Intermedi		2.549	2.529	3.095	20	0,8
Polimeri		1.790	1.766	1.851	24	1,4
TOTALE VENDITE		4.339	4.295	4.946	44	1,0

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.339 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2019 (+44 mila tonnellate, pari all'1%), grazie alla performance positiva registrata nel settore degli intermedi, degli stirenici e del polietilene per effetto dell'accelerazione della ripresa economica nel quarto trimestre in particolare in Asia e della minore pressione competitiva, in parte attenuata dalla riduzione generalizzata dei volumi registrata nel secondo trimestre durante il picco pandemico e la recessione globale che ha colpito tutti i principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive e il successivo atteggiamento prudente degli operatori che ha indotto a ridurre gli stoccati.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 23,3% rispetto al 2019, con gli aromatici e le olefine in riduzione rispettivamente del 36,4% e del 25,4%. Flessione del 15% rispetto al 2019 nel business polimeri.

85266/342

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 8.073 mila tonnellate sono sostanzialmente invariate (+5 mila tonnellate) rispetto al 2019: le maggiori produzioni di intermedi (+43 mila tonnellate) in particolare olefine, sono state in parte compensate dalle minori produzioni di elastomeri e polietilene rispetto al 2019 (rispettivamente -23 mila tonnellate e -18 mila tonnellate).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-207 mila tonnellate), per prolungamento della fermata programmata, e di Brindisi (-33 mila tonnellate), compensati dalle maggiori lavorazioni presso Porto Marghera (+246 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è in lieve riduzione rispetto al 2019. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 65%, inferiore rispetto al 2019 (67%) per le citate ferme.

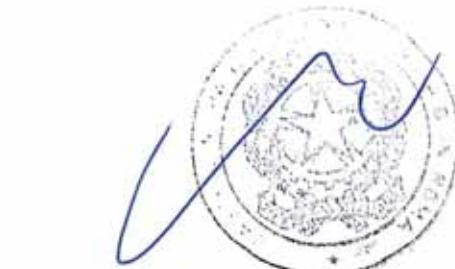
ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

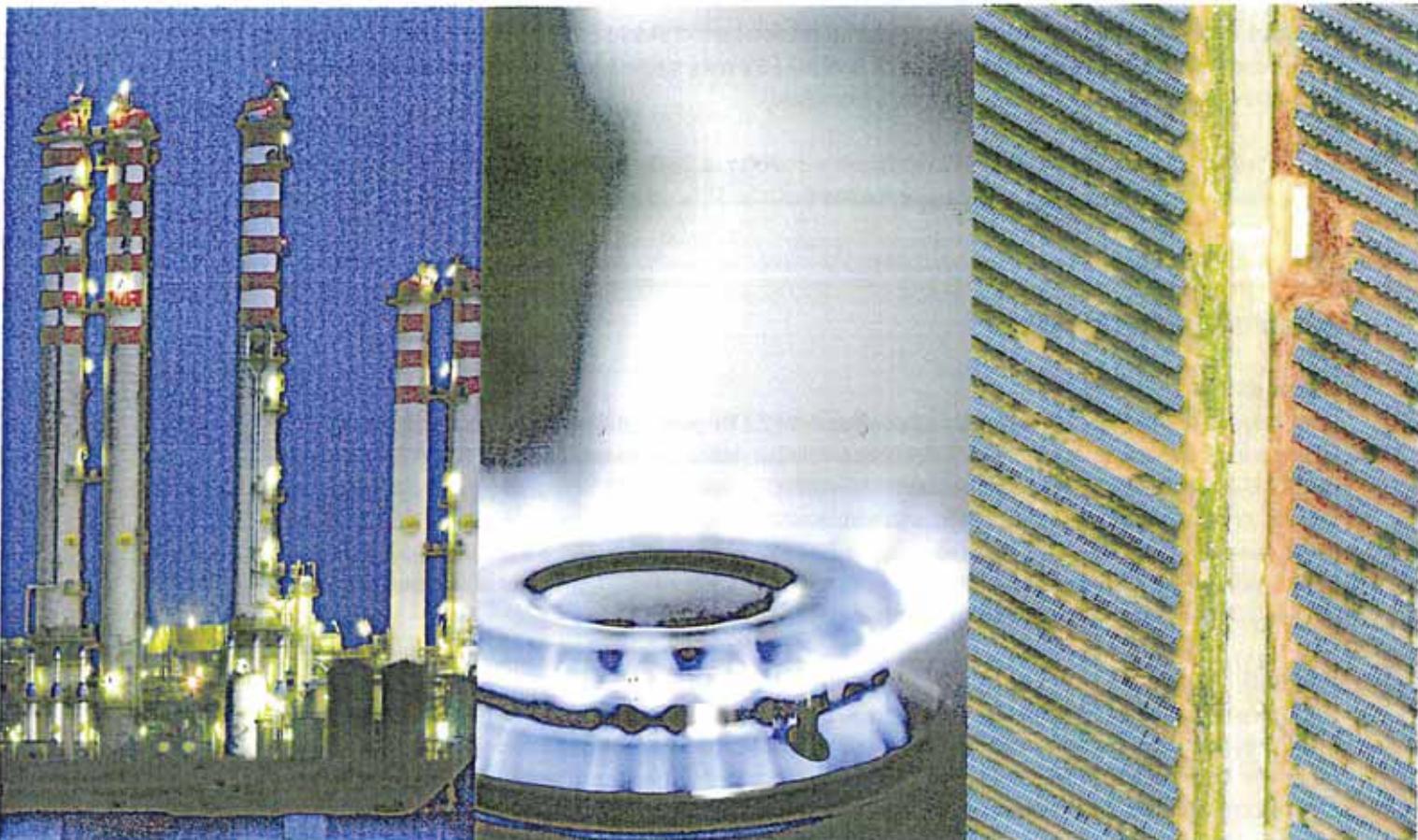
I ricavi degli intermedi (€1.385 milioni) sono diminuiti del 22,7% (-€406 milioni rispetto al 2019), per effetto sia del decremento delle quotazioni sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di ferme occorse nel 2020. Le vendite sono aumentate in particolare per gli aromatici (2,4%) e le olefine (0,8%) per maggiore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 23,3%, in particolare negli aromatici (-36,4%), nelle olefine (-25,4%), e i derivati (-5,9%). Le produzioni di intermedi (5.861 migliaia di tonnellate) sono aumentate dello 0,7% rispetto al 2019. Si registrano incrementi nelle olefine (1,7%) e decrementi nei derivati (-3,9%) e negli aromatici (-0,8%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€1.888 milioni) sono diminuiti del 14,2% (-€313 milioni) per effetto del calo dei prezzi medi unitari (-15%). Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (4,0%) per maggiore domanda di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-16,0%). In aumento i volumi di vendita del polietilene (2,0%) per l'incremento della domanda. I prezzi medi sono in calo del 13,4%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,6%) è attribuibile ai minori volumi venduti di lattici (-8,4%), di EPR (-6,5%) di TPR (-4,8%) di gomme SBR (-4,6%) e di gomme BR (-3,0%). L'aumento delle vendite di stirenici (4,0%) è attribuibile principalmente a ABS (7,8%), polistirolo espandibile (5,1%) e polistirolo compatto (4,5%), compensate da minori vendite di stirene (-12,7%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (2,0%) con maggiori vendite di LDPE (4,6%) e di EVA (7,3%), compensate da minori vendite di LLDPE (-2,3%); si rileva inoltre una riduzione dei prezzi medi di vendita (-13,4%). Le produzioni di polimeri (2.212 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2019 principalmente negli elastomeri (-6,7%) e nel polietilene (-1,9%).



Eni gas e luce, Power & Renewables



465 mln

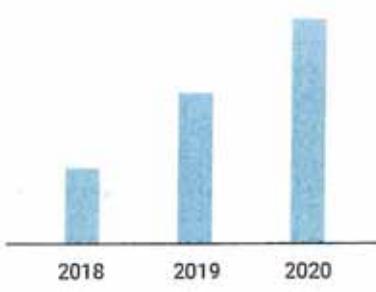
Utile operativo adjusted
del settore
vs. 2019: +26%7,68 mld mc³

Vendite gas retail

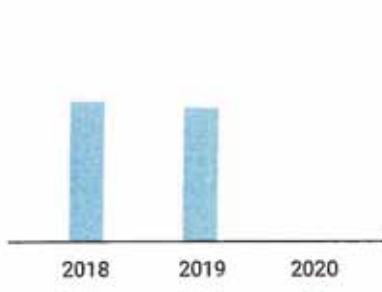
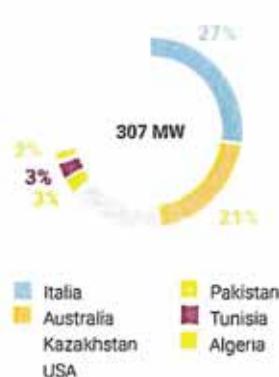
12,49 TWh

Vendite retail di energia elettrica a
clienti finali
vs. 2019: +14,4% grazie alla cresci-
ta del portafoglio clienti all'estero

339,6 GWh

Produzione di energia da fonti
rinnovabili più che quintuplicata
vs. 2019Clienti retail
(mln di POR)

Clienti gas e luce

Total Recordable Injury Rate (TRIR)
0 infortuni tra i dipendentiTRIR dipendenti (infortuni totali
registrabili/ora lavorate)Capacità da fonti rinnovabili installata
per area geografica

85266/344

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

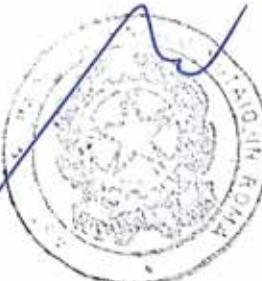
		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,32	0,62	0,60
di cui: dipendenti		0,00	0,30	0,31
contrattisti		0,73	0,95	1,16
Eni gas e luce				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Clienti retail	(milioni di PDR)	9,57	9,42	9,19
Power & Renewables				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	25,33	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.092	2.056	2.056
di cui: all'estero		413	358	337
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	391	394	402

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 0,32 con un miglioramento del 48% rispetto al 2019. Si registra nel corso dell'anno il raggiungimento del target di zero infortuni per i dipendenti e un forte miglioramento dell'indice degli infortuni a contrattisti.
- Le emissioni di GHG (Scope 1) evidenziano un trend in miglioramento del 6% rispetto al 2019 a seguito dei cali produttivi riconducibili all'emergenza sanitaria e alla fermata di manutenzione nello stabilimento di Ferrara.
- L'indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica prodotta risulta in lieve riduzione rispetto al 2019 (-0,7%) a seguito del minore utilizzo di syngas nello stabilimento di Ferrera Erbognone, con effetto migliorativo sull'indice emissivo.
- Le vendite retail di gas sono pari a 7,68 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 10,9% rispetto al 2019, a causa delle minori vendite registrate presso il segmento PMI e grossisti.
- Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali pari a 12,49 TWh sono in aumento del 14,4%, beneficiando della crescita del portafoglio clienti all'estero.
- Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 25,33 TWh, in diminuzione del 10,4% a causa della contrazione dell'attività economica a seguito delle misure di contrasto alla crisi pandemica.
- La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh, più che quintuplicata rispetto al periodo di confronto (60,6 GWh nel 2019), per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché per il contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti.
- Al 31 dicembre 2020 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 307 MW, di cui l'80% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa la potenza installata di storage) e il 20% a impianti eolici.

Sviluppi del business retail gas e luce

Nell'ambito della strategia di sviluppo tecnologico e digitale del business, Eni tramite la controllata Eni gas e luce ha acquisito a giugno il 20% di Tate Srl, start-up operante nell'attivazione e nella gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali. Inoltre, nel mese di luglio è stata avviata una partnership strategica con OVO per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni.



85266/365

In coerenza con l'obiettivo di accrescimento del portafoglio clienti, tramite l'ampliamento della presenza nel mercato europeo, a gennaio è stato sottoscritto un accordo tra Eni gas e luce e Gruppo Pitma per l'acquisizione del 100% di Aldro Energia con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo con un'importante focalizzazione sul segmento delle piccole e medie imprese. L'operazione sarà perfezionata al ricevimento delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Transizione verso una mobilità sostenibile

In linea con la strategia di decarbonizzazione e transizione energetica focalizzata sulla vendita di prodotti a basso impatto emissivo, Eni gas e luce ha sottoscritto a febbraio 2021 un accordo con Be Charge, società del Gruppo Be Power SpA per potenziare le infrastrutture per la mobilità elettrica, che prevede l'installazione, su tutto il territorio nazionale di colonnine di ricarica co-brandizzate ad accesso pubblico, per veicoli elettrici che verranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.

Sviluppo del business energia rinnovabile

Nel 2020 è proseguita l'espansione nel mercato internazionale delle energie rinnovabili, grazie allo sviluppo di una partnership strategica con il gruppo italiano Falck, in particolare nel contesto statunitense, sono state implementate le seguenti iniziative di business:

- acquisita a marzo la partecipazione del 49% degli impianti fotovoltaici di Falck Renewables in esercizio nel Paese (57 MW in quota Eni);
- completata a novembre l'acquisizione da Building Energy SpA di 62 MW di capacità in esercizio (30,2 MW in quota Eni) nell'eolico onshore e nel solare e una pipeline di progetti eolici fino a 160 MW. La produzione in esercizio consentirà di evitare oltre 93 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO₂;
- acquisito a novembre da Savion Llc un progetto solare "ready to build" da 30 MW (14,5 MW in quota Eni) situato in Virginia. L'impianto consentirà di evitare oltre 33 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

A luglio è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Volpiano (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno che consentirà di evitare circa 370 mila tonnellate di emissioni di CO₂ lungo la vita utile dell'impianto.

A febbraio 2021, accordo con X-Elio, azienda leader in Spagna, per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici nel sud del paese con una capacità complessiva di 140 MW.

Nell'eolico onshore, sono stati acquisiti da Asja Ambiente tre progetti con una potenza complessiva di 35,2 MW e una produzione annua stimata di circa 90 GWh, che consentiranno di evitare oltre 38 mila tonnellate all'anno emissioni di CO₂.

Firmato un Sale and Purchase Agreement per l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) in UK, il più grande al mondo del suo genere con l'installazione di una potenza complessiva di 2,4 GW al 100% con completamento atteso nel 2023-2024. L'operazione è stata perfezionata a fine febbraio 2021 e contribuirà con 480 MW di capacità di generazione rinnovabile al portafoglio e agli obiettivi di crescita Eni.

ENI GAS E LUCE

DOMANDA GAS

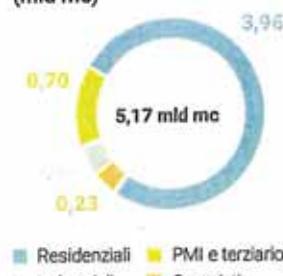
Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,6 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni.

85266/346

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA		5,17	5,49	5,89	(0,32)	(5,8)
Grossisti	0,23	0,33	0,45	(0,10)	(30,3)	
Industriali	0,28	0,30	0,39	(0,02)	(6,7)	
PMI e terziario	0,70	0,87	0,79	(0,17)	(19,5)	
Residenziali	3,96	3,99	4,20	(0,03)	(0,8)	
VENDITE INTERNAZIONALI		2,51	3,13	3,30	(0,62)	(19,8)
Mercati europei:						
Francia	2,08	2,69	2,94	(0,61)	(22,7)	
Grecia	0,34	0,35	0,24	(0,01)	(2,9)	
Altro	0,09	0,09	0,12	0,00	0,0	
TOTALE VENDITE RETAIL GAS		7,68	8,62	9,14	(0,94)	(10,9)

Vendite di gas in Italia (mld mrc)



VENDITE RETAIL GAS

Nel 2020, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,68 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una flessione di 0,94 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al -10,9%. Le vendite in Italia pari a 5,17 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 5,8% rispetto al 2019, principalmente per effetto delle minori vendite al settore piccole e medie imprese e grossisti; il segmento residenziale ha riportato un calo più contenuto grazie all'effetto climatico positivo registrato nell'ultimo trimestre dell'anno.

Le vendite sui mercati europei di 2,51 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 19,8% (-0,62 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019. In riduzione del 22,7% le vendite in Francia a seguito delle minori vendite a clienti industriali. Le vendite in Grecia e Slovenia sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto.

VENDITE RETAIL DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 12,49 TWh effettuate tramite Eni gas e luce e le società controllate in Francia e Grecia registrano una performance positiva con un incremento pari al 14,4% rispetto al 2019, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+ 270 mila clienti power vs. 2019) e alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa.

POWER

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2020, la potenza installata in esercizio è di 4,6 gigawatt. Nel 2020, la produzione di energia elettrica è stata di 20,95 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2019. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,09 TWh di energia elettrica (-4,2% rispetto al 2019) perseguiendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 25,33 TWh registrano una riduzione pari al 10,4%, a seguito della contrazione dell'attività economica.



85266/367

		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.346	4.410	4.300	(64)	(1,5)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	160	276	356	(116)	(42,0)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,95	21,66	21,62	(0,71)	(3,3)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.591	7.646	7.919	(55)	(0,7)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		20,95	21,66	21,62	(0,71)	(3,3)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		17,09	17,83	15,45	(0,74)	(4,2)
Disponibilità		38,08	39,49	37,07	(1,45)	(3,7)
Vendita di energia elettrica non a clienti liberi		25,33	26,20	28,54	(2,85)	(10,4)

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

RENEWABLES

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) attraverso l'unità di business Energy Solutions impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello internazionale.

ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO

		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6	279,0	..
di cui: fotovoltaico		223,2	60,6	11,6	162,6	..
eolico onshore		116,4			116,4	
di cui: Italia		112,2	53,3	11,6	58,9	..
estero		227,4	7,3		220,1	..
di cui: autoconsumo ^(b)		23%	60%	75%		
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40	133	76,4
di cui: fotovoltaico		77%	76%	100%		
eolico onshore		20%	20%			
potenza installata di storage		3%	4%			

(a) Energia elettrica destinata al consumo di siti produttivi Eni.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh riferita per 223,2 GWh all'ambito fotovoltaico e per 116,4 GWh all'eolico, con un aumento di 279 GWh rispetto al 2019.

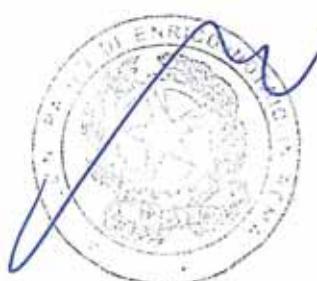
L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché del contributo degli asset già operativi negli Stati Uniti acquisiti nel corso del 2020.

85266|348

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

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI) (megawatt)	(tecnologia)	2020	2019	2018
ITALIA	fotovoltaico	84	82	35
ESTERO		160	58	5
Algeria	fotovoltaico	5	5	5
Australia	fotovoltaico	64	39	
Pakistan	fotovoltaico	10	10	
Tunisia	fotovoltaico	9	4	
Stati Uniti	fotovoltaico	72		
Totale capacità installata fotovoltaico		244	140	40
Stati Uniti	eolico	15		
Kazakhstan	eolico	48	34	
Totale capacità installata eolico onshore		63	34	
Totale capacità installata a fine periodo (inclusa potenza installata di storage)		307	174	40
di cui potenza installata di storage		8	7	-
Impianti in esercizio a fine periodo		30	15	12

A fine 2020, la capacità totale installata e sanzionata è pari a 1GW: la capacità totale installata per la generazione di energia da fonti rinnovabili ammonta a 307 MW (in quota Eni e inclusa la potenza dei sistemi di accumulo), di cui circa 84 MW in Italia e 223 MW all'estero, con 30 impianti in esercizio; la capacità in costruzione/avanzato stato di sviluppo ammonta a circa 0,7 GW e si riferisce principalmente ai progetti eolici offshore Dogger Bank A e B in UK (480 MW in quota Eni) ed alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico).



Commento ai risultati economico-finanziari

Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare il Gruppo in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati.

La nuova struttura organizzativa è improntata sulla costituzione di 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. Inoltre, Eni Rewind la società ambientale di Eni, nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale;
- 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 biometano, 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) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della strategia Eni al 2050 con l'obiettivo di diventare leader nella fornitura di prodotti decarbonizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria.

nizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria.

Nella ridefinizione della "segment information", ai fini della reportistica finanziaria, il management ha valutato che le componenti della Società, i cui risultati operativi sono periodicamente esaminati dal CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) per le decisioni in merito all'allocazione delle risorse e la valutazione dei risultati, continueranno ad essere le singole business unit, comprese nelle due nuove Direzioni Generali, anziché le due Direzioni Generali stesse. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informatica per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impostazione preesistente, sarà articolata nei seguenti reportable segment:

- **Exploration & Production:** ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi compresi i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂;
 - **Global Gas & LNG Portfolio:** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale e 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. 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;
 - **Eni gas e luce, Power & Renewables:** attività di vendita retail di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. 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 relativi margini;
 - **Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business e l'attività di bonifica ambientale e di riqualificazione produttiva svolta dalla controllata Eni Rewind.
- In base alle disposizioni dell'IFRS 8, i risultati dei comparative period 2019 e 2018 sono stati riesposti per adeguarli al cambio di segmentazione come segue:

(€ milioni)	2019		2018	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted	8.597	8.597	11.240	11.240
Exploration & Production	8.640	8.640	10.850	10.850
Gas & Power	585		543	
Global Gas & LNG Portfolio		193		278
Refining & Marketing e Chimica	21	21	380	360
EGL Power & Renewables		370		262
Corporate e Altre attività	(624)	(602)	(605)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(25)	(25)	73	73

85266/350

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	69.881	75.822	(25.894)	(37,1)
Altri ricavi e proventi		960	1.160	1.116	(200)	(17,2)
Costi operativi		(36.640)	(54.302)	(59.130)	17.662	32,5
Altri proventi e oneri operativi		(766)	287	129	(1.053)	-
Ammortamenti		(7.304)	(8.106)	(6.988)	802	9,9
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(3.183)	(2.188)	(866)	(995)	(45,5)
Radiazioni		(329)	(300)	(100)	(29)	(9,7)
Utile (perdita) operativo		(3.275)	5.432	9.983	(9.707)	-
Proventi (oneri) finanziari		(1.045)	(879)	(971)	(166)	(18,9)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		(1.658)	193	1.095	(1.851)	-
Utile (perdita) prima delle imposte		(5.978)	5.746	10.107	(11.724)	-
Imposte sul reddito		(2.650)	(5.591)	(5.970)	2.941	52,6
Tax rate (%)		..	97,3	59,1
Utile (perdite) netto		(8.620)	155	4.137	(8.783)	..
di competenza:						..
- azionisti Eni		(8.635)	146	4.126	(8.783)	..
- interessenze di terzi		7	7	11

Impatto della pandemia COVID-19

L'ambiente operativo 2020 è stato caratterizzato dalla contrazione storica della domanda petrolifera globale diminuita di circa il 9% rispetto al 2019 a causa delle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone, in particolare durante la fase più acuta della crisi tra il primo e il secondo trimestre dell'anno. Lo shock della domanda degli idrocarburi avviene in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, come evidenziato dalle divisioni interne all'OPEC+ sulla politica produttiva da adottare in risposta alla crisi, determinando il collasso dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche. Nel punto di minimo del ciclo tra marzo e aprile, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent scende a circa 15 \$/barile, valore minimo da oltre vent'anni. L'eccesso di offerta si riflette in una struttura di prezzi a futuri in forte contango, mentre gli stoccati sia terrestri sia floating raggiungono i massimi livelli tecnici di riempimento. Dal mese di maggio grazie all'accordo raggiunto in seno all'OPEC+ con tagli produttivi record e alla ripresa dell'economia mondiale e dei consumi petroliferi in virtù dell'allentamento delle misure restrittive, con in particolare il traino dalla Cina, i prezzi del petrolio registrano una buona inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 \$/barile nei mesi estivi. Tuttavia, il quadro macroeconomico rimane incerto e fragile a causa della continua crescita dei contagi da virus soprattutto in USA ed Europa che costringono le autorità di Paesi importanti quali il Regno Unito, Germania, Francia e Italia a ripristinare durante i mesi autunnali misure restrittive alla circolazione delle persone, mentre negli USA milioni di persone continuano a vivere in isolamento. Sul fronte dell'offerta, la disciplina produttiva del-

l'OPEC+ continua a sostenere il prezzo, nonostante il rientro sul mercato dalla fine di settembre delle produzioni libiche. L'accordo interno di pacificazione della Libia mette fine alla forza maggiore che aveva bloccato i terminali di esportazione, consentendo di ripristinare rapidamente il livello di 1,2 milioni di boe/giorno. La recrudescenza della pandemia frena la ripresa dei consumi energetici, determinando continue correzioni nel prezzo del Brent in un quadro di estrema volatilità. Barometro della debolezza dei fondamentali del settore energetico nel terzo e quarto trimestre è l'andamento dei margini di raffinazione scesi ai minimi storici a causa della debole domanda di carburanti per autotrazione e della crisi del settore del trasporto aereo che non consentono di recuperare il costo della carica nei prezzi dei prodotti, mentre i tagli produttivi OPEC+ limitano la disponibilità di greggi medio-pesanti azzerando il vantaggio della conversione. Tuttavia, dalla metà di novembre una serie di sviluppi di mercato e macroeconomici innescano un rally del prezzo del petrolio che recupera nel giro di pochi mesi oltre il 50% di valore rispetto ai valori ancora depressi di ottobre per poi risalire a una media di circa 60 \$/barile nel primo trimestre 2021: l'approvazione di vaccini efficaci contro il virus, la decisione dell'OPEC+ di rimodulare il ritmo di ripristino delle produzioni "curtailed", nonché l'annuncio a sorpresa dell'Arabia Saudita a inizio gennaio di tagliare unilateralmente la propria quota produttiva di 1 milione di barili/giorno nei mesi di febbraio e marzo a fronte delle incertezze sulla ripresa della domanda, l'accelerazione della ripresa economica in Asia con Cina e India a trainare i consumi petroliferi e la riduzione degli stoccati e infine un'eccezionale ondata di freddo in Estremo Oriente che provoca una mini crisi energetica a causa dell'improvviso spike nella domanda di prodotti a uso

riscaldamento che fa aumentare le quotazioni del GNL spot del JKM a livelli record con punte di 30-40 \$/mmbtu (un incremento di oltre il 1000% rispetto ai valori registrati ad aprile 2020 durante il picco della crisi). Il prezzo del Brent chiude l'anno a quota 50 \$/barile e la ripresa accelera all'inizio del 2021 con il superamento della soglia psicologica dei 60 \$/barile e una media nel primo bimestre di quasi 58 \$/barile. Nonostante questi sviluppi positivi, il quadro macro rimane ancora debole a causa del rallentamento economico in atto negli USA e soprattutto in Europa, con possibili rischi di downside legati all'evoluzione della pandemia, anche in relazione alla scoperta di nuove varianti. Pertanto, l'outlook 2021 rimane incerto e volatile.

Nel 2020 a causa della crisi del COVID-19 come descritto, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 \$/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM hanno registrato la performance peggiore con un -60%. In considerazione dei trend di mercato rilevati in corso d'anno, il management ha rivisto la propria view di lungo termine del prezzo degli idrocarburi, assumendo uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent LT a 60 \$/barile in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 \$/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda d'idrocarburi e il rischio di accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera rilevante i risultati gestionali e il cash flow di Eni.

Nel 2020 il Gruppo ha riportato una perdita netta di €8,6 miliardi dovuta alla riduzione dei ricavi per effetto prezzo con un impatto stimato pari a €6,8 miliardi e per i minori volumi di produzione in relazione al taglio degli investimenti alle quote produttive OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda, nonché alla rilevazione di oneri straordinari relativi per €3,2 miliardi a svalutazioni di attività Oil & Gas e raffinerie che hanno come principale driver la revisione delle assunzioni dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e dello scenario di raffinazione, €1,3 miliardi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,7 miliardi di oneri straordinari rilevati dalle partecipate e circa €1,3 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio. Tali fattori hanno portato il Gruppo a subire una perdita di €3,3 miliardi. L'efficienza dei costi e altre iniziative del management per contrastare gli effetti della pandemia hanno portato a un miglioramento di €1,1 miliardi. Sull'ammontare della perdita ha inciso anche la fiscalità appesantita dalla rilevazione di perdite e oneri non deducibili, quali ad esempio il minor margine di commercializzazione intercompany dei volumi di gas libico non equity, la mancata iscrizione di crediti d'imposta in giurisdizioni con limitate prospettive di redditività e altri fenomeni.

Il cash flow adjusted prima delle variazioni del capitale circolante a costi di rimpiazzo di €6,7 miliardi è diminuito del 43% rispetto al 2019 in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione e altri effetti dello scenario per €6 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,3 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovuti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19 per un importo pari a €2,3 miliardi.

Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- Rimodulazione degli investimenti tecnici; nel 2020 Eni ha ridotto gli investimenti di circa €2,6 miliardi, pari a circa il 35% del totale previsto nel budget originario a cambi costanti, consumivando €5 miliardi. Nel prossimo quadriennio gli investimenti saranno dimensionati su livelli più contenuti rispetto al passato con meno di €7 miliardi per anno e una previsione per il 2021 di poco superiore al 2020. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata.
- Attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con risparmi consuntivati nel 2020 di circa €1,9 miliardi, di cui circa il 30% di ordine strutturale; una manovra di ampiezza paragonabile è prevista nel 2021.
- Ricorso al mercato obbligazionario con un'emissione di €2 miliardi nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l'emissione di due bond ibridi nel mese di ottobre dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.
- Ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020.
- Rivista la politica di distribuzione del dividendo con l'introduzione di una componente variabile in coerenza con la volatilità dello scenario. La nuova policy prevede un dividendo base fissato a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 \$/barile (rivisto rispetto al threshold originario di 45 \$/barile fissato a luglio), ed una componente variabile commisurata a una percentuale crescente del free cash flow al crescere del prezzo Brent da 43 \$/barile fino a 65 \$/barile. Il valore base del dividendo sarà oggetto di rivalutazione nel tempo in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo. Per il 2020, la proposta dividendo è pari al dividendo base.

85266 (352)

Scalpello

Scalpello

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha superato senza tensioni la fase più acuta della crisi, riuscendo a contenere l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 a €11,6 miliardi (invariato rispetto a fine 2019) e a mantenere il leverage all'interno della comfort zone del management a 0,31. Alla data di bilancio, l'azienda dispone di una riserva di liquidità di €20,4 miliardi così composta:

- disponibilità liquide ed equivalenti di €9,4 miliardi;
- linee di credito committed non utilizzate per €5,3 miliardi;
- attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di Stato e corporate bond investment grade) di €5,5 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,2 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi dodici mesi relative a:

- debiti finanziari a breve termine di €2,9 miliardi;
- obbligazioni in scadenza di €1,1 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi;
- investimenti committed di €4,3 miliardi;
- rate di contratti di leasing in scadenza di €1,1 miliardi;
- il pagamento del dividendo base pari a circa €1,5 miliardi che comprende il saldo del dividendo 2020 e l'acconto del dividend floor del 2021 da pagarsi nel settembre 2021.

L'evoluzione della situazione finanziaria di Gruppo nel 2021 dipenderà oltre che dalle azioni del management, dall'andamento del prezzo del petrolio strettamente correlato all'evoluzione della crisi pandemica. Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima una variazione del flusso di cassa di circa €150 milioni per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali

variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 \$/barile rispetto allo scenario considerato per il 2021 di 50 \$/barile, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.

La ripresa a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe prolungare l'attuale crisi economica con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ dovesse allentare la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati futuri, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista. Oltre alle riserve di liquidità esistenti alla data corrente, la Compagnia può far leva su un modello di business solido e sulle azioni finalizzate o avviate in questi anni che ne hanno aumentato la resilienza allo scenario. Punto saliente di tali azioni è stata la progressiva riduzione del break even medio dei progetti in esecuzione a 23 \$/barile grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del time-to-market delle riserve, lo sviluppo dei progetti per fasi e nell'ottica design-to-cost che privilegia sviluppi in contesti semplici e convenzionali con costi più contenuti e, infine, il continuo controllo delle spese operative.

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile (perdita) operativo per settore di attività e i principali indicatori di scenario dell'esercizio:

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		(610)	7.417	10.214	(8.027)
Global Gas & LNG Portfolio		(332)	431	387	(763)
Refining & Marketing e Chimica		(2.463)	(682)	(501)	(1.781)
EGL, Power & Renewables		660	74	340	586
Corporate e altre attività		(563)	(688)	(668)	125
Effetto eliminazione utili interni		33	(120)	211	153
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983	(9.707)

	2020	2019	2018	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	41,67	64,30	71,04	(35,2)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,142	1,119	1,181	2,0
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	36,49	57,44	60,15	(36,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	1,7	4,8	3,7	(60,5)
PSV ^(d)	112	171	260	(34,5)
TTF ^(d)	100	142	243	(29,6)

(a) In USD per barile. Fonte: Platts 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)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(3.275)	6.432	9.983	(9.707)		..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.318	(223)	96			
Esclusione special item	3.855	2.388	1.161			
Utile (perdita) operativo adjusted	1.898	8.597	11.240	(6.699)	(77,9)	
Dettaglio per settore di attività						
Exploration & Production	1.547	8.640	10.850	(7.093)	(82,1)	
Global Gas & LNG Portfolio	326	193	278	133	68,9	
Refining & Marketing e Chimica	6	21	360	(15)	(71,4)	
EGL, Power & Renewables	465	370	262	95	25,7	
Corporate e altre attività	(507)	(602)	(583)	95	15,8	
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	61	(25)	73	86		
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(0.635)	148	4.126	(8.783)		..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	937	(157)	69			
Esclusione special item	6.940	2.885	388			
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	(758)	2.876	4.583	(3.634)		..

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri straordinari, commentati in precedenza, relativi principalmente a svalutazioni di attività non correnti, crediti d'imposta e perdita di magazzino.

Nel 2020 l'utile operativo adjusted di €1.898 milioni è diminuito del 78% pari a circa €6,7 miliardi dovuti all'effetto scenario per -€6,8 miliardi e agli impatti del COVID-19 di -€1 miliardo, attenuati da una migliore performance per +€1,1 miliardi sostenuta principalmente dal contributo positivo del settore GGP grazie alle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e GNL che hanno consentito di estrarre valore dallo scenario volatile, dal contributo delle bioraffinerie e del marketing dei carburanti e dai risultati solidi e in crescita del business retail gas e power, nonostante gli impatti del COVID-19 sulla domanda e sul rischio controparte.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2020 la perdita netta adjusted di €758 milioni per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico e dell'andamento del tax rate.

Dettaglio degli special item

La perdita netta adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €6.940 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- (i) le svalutazioni nette di proprietà Oil & Gas in produzione/sviluppo (€1.888 milioni, rilevati in gran parte nel primo semestre 2020), i cui driver sono stati la revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi a 60 \$/barile e l'indotta ri-modulazione degli investimenti per privilegiare la generazione di cassa degli anni 2020-2021 nonché revisioni negative delle riserve. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, Algeria, Congo, USA e Turkmenistan;
- (ii) le svalutazioni di impianti di raffinazione in funzione della revisione dello scenario margini dovuta alle aspettative di minori spread dei prodotti e di apprezzamento dei greggi medium-sour verso il riferimento light-sweet Brent nonché di investimenti di periodo relativi a CGU della R&M, interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso €1.225 milioni, riferiti essenzialmente al primo semestre);
- (iii) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€46 milioni);
- (iv) l'effetto contabile della 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 (oneri di €440 milioni);
- (v) l'accantonamento a fondi rischi (€137 milioni) rilevati in particolare nel settore E&P;
- (vi) gli oneri per l'incentivazione all'esodo (€123 milioni);
- (vii) la riclassifica del saldo 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 (negativo per €160 milioni);
- (viii) le svalutazioni di crediti di €77 milioni nel settore E&P;
- (ix) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e dei profili di produzione della valutata all'equity Vår Energi, al netto di differenze cambio positive da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge (complessivamente oneri di €1.111 milioni);
- (x) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining (un onere di €124 milioni);
- (xi) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (oneri di €271 milioni);
- (xii) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di crediti fiscali dovuta alla proiezione di minori redditi imponibili futuri (complessivamente €1.278 milioni).

85266/354

93

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo		3.855	2.388	1.161
- oneri ambientali		(25)	338	325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		3.183	2.188	866
- plusvalenze nette su cessione di asset		(9)	(151)	(452)
- accantonamenti a fondo rischi		149	3	380
- oneri per incentivazione all'esodo		123	45	155
- derivati su commodity		440	(439)	(133)
- differenze e derivati su cambi		(160)	108	107
- ripristino ammortamenti Eni Norge				(375)
- altro		154	296	288
Oneri (proventi) finanziari		152	(42)	(85)
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		160	(108)	(107)
Oneri (proventi) su partecipazioni		1.655	186	(798)
di cui:				
- plusvalenze da cessione			(46)	(909)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		1.207	148	67
Imposte sul reddito		1.278	351	110
Totale special item dell'utile (perdita) netto		6.940	2.885	388

L'analisi dell'utile (perdita) netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		124	3.436	4.955	(3.312)	(96,4)
Global Gas & LNG Portfolio		211	100	118	111	
Refining & Marketing e Chimica		(246)	(42)	224	(204)	
Eni gas e luce, Power & Renewables		329	275	189	54	19,6
Corporate e altre attività		(1.205)	(866)	(948)	(339)	(39,1)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		36	(20)	56	56	
Utile (perdita) netto adjusted		(751)	2.883	4.594	(3.634)	..
di competenza:						
- azionisti Eni		(758)	2.876	4.583	(3.634)	..
- interessenze di terzi		7	7	11		

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

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		13.590	23.572	25.744	(9.982)	(42,3)
Global Gas & LNG Portfolio		7.051	11.779	14.807	(4.728)	(40,1)
Refining & Marketing e Chimica		25.340	42.360	46.483	(17.020)	(40,2)
- Refining & Marketing		22.965	39.836	43.476	(16.871)	(42,4)
- Chimica		3.387	4.123	5.123	(736)	(17,9)
- Elisioni		(1.012)	(1.599)	(2.116)		
EGL, Power & Renewables		7.536	8.448	8.218	(912)	(10,8)
- EGL		6.006	6.420	5.910	(414)	(6,4)
- Power		1.894	2.476	2.648	(582)	(23,5)
- Renewables		14	4		10	
- Elisioni		(378)	(452)	(341)		
Corporate e altre attività		1.559	1.676	1.588	(117)	(7,0)
Elisioni di consolidamento		(11.089)	(17.954)	(21.018)	6.865	
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	69.881	75.822	(25.894)	(37,1)
Altri ricavi e proventi		960	1.160	1.116	(200)	(17,2)
Totale ricavi		44.947	71.041	76.938	(26.094)	(36,7)

I ricavi complessivi ammontano a €44.947 milioni, evidenziando una riduzione del 36,7% rispetto al 2019, e riflettono gli effetti indotti della pandemia COVID-19, in particolare: il crollo delle quotazioni del petrolio (-35% per il riferimento Brent) del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -35% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano - PSV) e delle quotazioni dei carburanti, le minori vendite di energia, carburanti e prodotti chimici, nonché le minori disponibilità da produzione per effetto del prolungamento delle misure di lockdown in risposta all'emergenza sanitaria.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2020 (€43.987 milioni) sono diminuiti di €25.894 milioni rispetto al 2019 (-37,1%), con il seguente breakdown:

→ i ricavi della Exploration & Production (€13.590 milioni) evidenziano una riduzione del 42,3% per effetto del deteriora-

mento dello scenario petrolifero che si è riflesso sui prezzi di realizzo degli idrocarburi (-34% in media);

→ i ricavi del settore Global Gas & LNG Portfolio (€7.051 milioni) in riduzione di €4.728 milioni (-40,1%) per effetto della riduzione dei prezzi e dei volumi di vendita anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con conseguenti effetti sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi;

→ i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€25.340 milioni) si riducono di €17.020 milioni (-40,2%) e scontano uno scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti che ha comportato il crollo delle quotazioni e minori volumi;

→ i ricavi del settore EGL, Power & Renewables (€7.536 milioni) si riducono di €912 milioni (-10,8%) a seguito delle flessioni dei prezzi delle commodity e dei minori consumi causati dalla recessione economica.

COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.551	50.874	55.622	(17.323)	(34,1)	
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	226	432	415	(206)	(47,7)	
Costo lavoro	2.863	2.996	3.093	(133)	(4,4)	
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	123	45	155			
	36.640	54.302	59.130	(17.662)	(32,5)	

I costi operativi sostenuti nel 2020 (€36.640 milioni) sono diminuiti di €17.662 milioni rispetto al 2019, pari al 32,5%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€33.551 milioni) sono diminuiti del 34,1% per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrochimiche). La variazione è conseguenza anche delle misure decisive attuate dal management per difendere la redditività e aumentare

la resilienza allo scenario pandemico con programma di riduzione dei costi operativi di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19 di cui circa il 30% di ordine strutturale.

Il costo lavoro (€2.863 milioni) è diminuito di €133 milioni rispetto al 2019 (-4,4%) principalmente a seguito del decremento dell'occupazione media all'estero e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA, in parte compensati da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	6.273	7.060	6.152	(787)	
Global Gas & LNG Portfolio	125	124	226	1	
Refining & Marketing e Chimica	575	620	399	(45)	
- Refining & Marketing	488	530	311	(42)	
- Chimica	87	90	88	(3)	
EGL, Power & Renewables	217	190	182	27	
- EGL	166	133	126	33	
- Power	45	55	56	(10)	
- Renewables	6	2		4	
Corporate e altre attività	146	144	59	2	
Effetto eliminazione utili interni	(32)	(32)	(30)		
Totale ammortamenti	7.304	8.106	6.988	(802)	
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	3.183	2.188	866	995	
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	10.487	10.294	7.854	193	
Radiazioni	329	300	100	29	
	10.816	10.594	7.954	222	

85266 | 356

95

Salvo

Gli **ammortamenti** (€7.304 milioni) sono diminuiti del 9,9% rispetto al 2019, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto essenzialmente della riduzione degli investimenti e delle produzioni nonché dei minori valori di libro delle proprietà Oil & Gas conseguenti alle svalutazioni registrate nel

bilancio 2020 (€1.888 milioni).

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€3.183 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		1.888	1.217	726	671
Global Gas & LNG Portfolio		2	(5)	(73)	7
Refining & Marketing e Chimica		1.271	922	193	349
EGL, Power & Renewables		1	42	2	(41)
Corporate e altre attività		21	12	18	9
Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		3.183	2.188	866	995

Le **radiazioni** (€329 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse per giustificare

lo sviluppo in particolare in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(913)	(962)	(627)	69
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(517)	(618)	(565)	101
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		31	127	32	(96)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(102)	(122)	(120)	20
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(347)	(378)		31
- Interessi attivi verso banche		10	21	18	(11)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		12	8	8	4
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		351	(14)	(307)	365
- Strumenti finanziari derivati su valute		391	9	(329)	382
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(40)	(23)	22	(17)
Differenze di cambio		(460)	250	341	(710)
Altri proventi (oneri) finanziari		(96)	(246)	(430)	150
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		97	112	132	(15)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(190)	(255)	(249)	65
- Altri proventi (oneri) finanziari		(3)	(103)	(313)	100
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		(1.118)	(972)	(1.023)	(146)
		73	93	52	(20)
		(1.045)	(879)	(971)	(166)

Gli **oneri finanziari netti** di €1.045 milioni registrano un peggioramento di €166 milioni rispetto al 2019. I principali driver sono stati: (i) le differenze cambio negative per €460 milioni compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€382 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9; (ii) la riduzione

degli altri oneri finanziari che riflette il minor costo del debito, nonché la circostanza che il 2019 recepiva gli interessi passivi maturati su accantonamenti a fondo rischi in particolare nel settore E&P; e (iii) il miglioramento (+€65 milioni) degli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale a seguito della riduzione dei tassi di attualizzazione.

AC

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(980)	(15)	(363)	6	(381)	(1.733)
Dividendi		118		32			150
Altri proventi (oneri) netti		(48)	(18)	(9)			(75)
	(862)	(63)	(349)	(3)	(381)		(1.658)

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a €1.658 milioni e riguardano:

→ le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi -€1.733 milioni attribuibili essenzialmente alla joint venture upstream Vår Energi nonché ad ADNOC Refining e Saipem. Le perdite nette sono riferite essenzialmente oltre che al deterioramento dello scenario, alla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset e scorte al netto di differenze cambio positive da traduzione di

debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di "copertura naturale" (natural hedge);
→ i dividendi di €150 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 (€28 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.733)	(88)	(68)	(1.645)
Dividendi		150	247	231	(97)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni			19	22	(19)
Altri proventi (oneri) netti		(75)	15	910	(90)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(1.658)	193	1.095	(1.851)

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si attestano a €2.650 milioni (€5.591 milioni nel 2019) con una perdita ante imposte di €5.978 milioni nel 2020.

Nell'esercizio 2020 il tax rate nominale di Gruppo esclusi gli special item ha registrato valori poco significativi, con un'incidenza delle imposte superiore al 100% dell'utile ante imposte a causa dello scenario depresso, che da un lato comporta un maggior peso relativo e quindi un effetto distortivo di certi fenomeni rispetto a quanto registrato in passato, dall'altro limita la capacità d'iscrizione dei crediti d'imposta sulle perdite di periodo.

In particolare, i principali trend che hanno influenzato il tax rate sono stati:

→ maggiore incidenza sull'utile ante imposte, ridotto dallo scenario, di costi e perdite non fiscalizzabili, quali i costi della fase esplorativa, il cui riconoscimento dipende dal raggiungi-

mento di certe milestone (ad esempio la FID di progetto) e i minori margini nella vendita inter-segment ai fini della commercializzazione sui mercati finali, del gas libico non equity; tale incidenza in scenari normali è fortemente attenuata;

→ mancata/ridotta iscrivibilità di attività per imposte anticipate relative alle perdite di periodo in alcune giurisdizioni upstream in base alle modalità di recognition previste dagli IFRS (IAS 12);
→ imposte stanziate sui dividendi intercompany che non generano utile ante imposte consolidato.

Al netto di tali effetti, il tax rate di Gruppo normalizzato si ridefinisce in 70%, che riflette l'elevata incidenza nel portafoglio upstream Eni dei contratti petroliferi PSA che hanno aliquote poco sensibili al livello dei prezzi.

	reported (€ milioni)	reported (ex-special items)	costi, perdite e item esplorativi non deducibili	crediti d'imposta non iscritti su perdite di periodo	imposte associate al dividendo intercompany	tax rate normalizzato
Utile ante imposte	1.002		741			1.743
Imposte sul reddito	1.753			(330)	(195)	1.228
Tax rate		n.s.				70%

85266/358

Risultati per settore di attività¹

EXPLORATION & PRODUCTION

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(610)	7.417	10.214	(8.027)		
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	2.157	1.223	636			
- svalutazioni (riprese di valore) nette	19	32	110			
- plusvalenze nette su cessione di asset	1.888	1.217	726			
- oneri per incentivazione all'esodo	1	(145)	(442)			
- accantonamenti a fondo rischi	34	23	26			
- accantonamenti a fondo rischi	114	(18)	360			
- accantonamenti a fondo rischi	13	14	(6)			
- differenze e derivati su cambi	88	100	(138)			
- altro	1.547	8.640	10.850	(7.093)	(82,1)	
Utile (perdita) operativo adjusted	(316)	(362)	(366)	46		
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	262	312	285	(50)		
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	193	122				
di cui: Vår Energi	(1.369)	(5.154)	(5.814)	3.785		
Imposte sul reddito ^(c)	124	3.436	4.955	(3.312)	(96,4)	
Utile (perdita) netto adjusted						
I risultati includono:	510	489	380	21	43	
costi di ricerca esplorativa:	196	275	287	(79)	(28,7)	
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	314	214	93	100	46,7	
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(d)						
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(d)		(\$/barile)	37,06	59,26	65,47	(22,20)
Gas naturale		(\$/migliaia di metri cubi)	132,95	174,59	183,74	(41,64)
Idrocarburi		(\$/boe)	28,92	43,54	47,48	(14,62)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

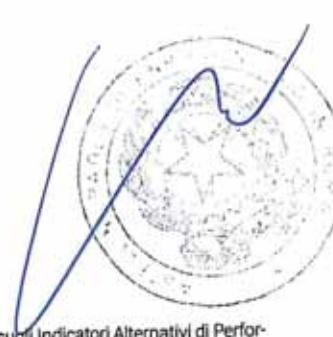
(c) Include condensati.

Nel 2020 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82% rispetto al 2019, pari a -€7,1 miliardi dovuti allo scenario a causa del crollo delle quotazioni del petrolio e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche, in particolare nel secondo trimestre 2020 che ha rappresentato il punto di minimo della crisi nonché agli effetti del COVID-19 (minori produzioni per riduzioni capex e impatti operativi), dei tagli OPEC+ e della riduzione della domanda gas. Inoltre, il risultato di periodo sconta la perdita connessa alla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati nel mercato europeo. Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas che sono rela-

tivi al solo gas equity. Infine, la riduzione del risultato è dovuta ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione della base costi. L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €2.157 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €124 milioni nell'esercizio, con una contrazione del 96,4% rispetto all'esercizio precedente a causa della riduzione dell'utile operativo e del peggioramento del risultato della maggior parte delle società valutate ad equity, in relazione al sensibile peggioramento dello scenario, con l'eccezione di Vår Energi in ripresa nella parte finale dell'anno.

(1) 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" alle pagine seguenti della presente relazione.



GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(332)	431	387	(763)		
Esclusione special item:						
- svalutazioni (riprese di valore) nette	658	(238)	(109)			
- oneri per incentivazione all'esodo	2	(5)	(73)			
- derivati su commodity	2	1	4			
- differenze e derivati su cambi	858	(576)	(63)			
- altro	(183)	109	111			
Utile (perdita) operativo adjusted	(21)	233	(88)			
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	326	193	278	133	+68,9	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	3	(3)	(3)			
Imposte sul reddito ^(a)	(15)	(21)	(1)	6		
Utile (perdita) netto adjusted	(100)	(75)	(156)	(25)		
Utile (perdita) netto adjusted	211	100	118	111		

(a) Escludono gli special item.

Nel 2020 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €326 milioni, +68,9% rispetto al 2019. Tale miglioramento è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto

che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €658 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €211 milioni, più che raddoppiato rispetto al 2019 a seguito essenzialmente dell'incremento della performance operativa.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(2.463)	(682)	(501)	(1.781)		
Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.290	(318)	234			
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	1.179	1.021	627			
- svalutazioni (riprese di valore) nette	85	244	193			
- plusvalenze nette su cessione di asset	1.271	922	193			
- accantonamenti a fondo rischi	(8)	(5)	(9)			
- oneri per incentivazione all'esodo	5	(2)	21			
- derivati su commodity	27	8	8			
- differenze e derivati su cambi	(185)	(118)	120			
- altro	10	(5)	5			
Utile (perdita) operativo adjusted	(26)	(23)	96			
- Refining & Marketing	6	21	360	(15)	(71,4)	
- Chimica	235	289	370	(54)	(18,7)	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(229)	(268)	(10)	39	14,6	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(7)	(36)	11	29		
di cui: ADNOC Refining	(161)	37	(2)	(198)		
Imposte sul reddito ^(a)	(167)	23				
Utile (perdita) netto adjusted	(84)	(64)	(145)	(20)		
Utile (perdita) netto adjusted	(246)	(42)	224	(204)		

(a) Escludono gli special item.

Il business Refining & Marketing ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €235 milioni con una riduzione del 18,7% rispetto al 2019. Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi allo scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovraccapacità, pressione

competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato un risultato sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante un importante calo dei volumi di vendita per effetto della pandemia grazie anche ad azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Il settore della Chimica, nonostante l'impatto della recessione causata dal COVID-19 su settori trainanti quali l'auto, ha conseguito risultati migliori del 2019 grazie alla ripresa, in particolare nella fase finale dell'anno, sostenuta dall'accelerazione dell'attività in Asia, da una minore pressione competitiva, migliori margini dei prodotti quali il polietilene e maggiore disponibilità di prodotto. Nel 2020 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €229 milioni con un recupero di €39 milioni rispetto alla perdita di €268 milioni registrata nel periodo di confronto nonostante la fase di forte contrazione dei volumi venduti nel secondo/terzo trimestre a causa della recessione delle economie europee sulla scia delle misure restrittive adottate durante il picco pandemico e delle incertezze sui tempi di ripresa che hanno indotto gli operatori a posticipa-

re gli acquisti. A questi trend si sono aggiunte le minori disponibilità di prodotto causate dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare steam cracking di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati infine più che compensati nel quarto trimestre dalla ripresa dei margini in particolare del polietilene nell'ultima parte dell'anno.

L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €6 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.179 milioni e per la valutazione delle scorte di €1.290 milioni.

La **perdita netta adjusted** si attesta a €246 milioni riflettendo principalmente la perdita netta della partecipazione in ADNOC Refining (-€167 milioni nel 2020).

EGL, POWER & RENEWABLES

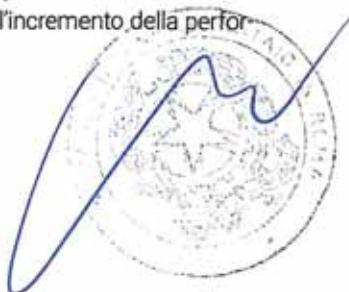
	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		660	74	340	586	+172%
Esclusione special item:		(195)	296	(78)		
- oneri ambientali		1		(1)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1	42	2		
- accantonamenti a fondo rischi		10				
- oneri per incentivazione all'esodo		20	3	118		
- derivati su commodity		(233)	255	(190)		
- differenze e derivati su cambi			(10)	(3)		
- altro		6	6	(4)		
Utile (perdita) operativo adjusted		465	370	262	95	25,7%
- <i>Eni gas e luce</i>		325	278	201	47	16,9%
- <i>Power & Renewables</i>		140	92	61	48	52,2%
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)	(1)	(1)		
Proventi (oneri) su partecazioni ^(a)		6	10	10	(4)	
Imposte sul reddito ^(a)		(141)	(104)	(82)	(37)	
Utile (perdita) netto adjusted		329	275	189	54	19,6%

(a) Escludono gli special item.

Nel 2020 il business retail gas e power gestito da **Eni gas e luce** ha registrato performance solide ed in crescita con un **utile operativo adjusted** pari a €325 milioni, in aumento di €47 milioni (+16,9% rispetto al 2019) nonostante il calo delle vendite gas dovuto ai minori consumi causati dalla recessione economica e i maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte. La performance è stata sostenuta dalle azioni commerciali/efficienza, dal contributo del business

extra-commodity in Italia e dallo sviluppo del business in Francia e Grecia. Il business **Power & Renewables** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €140 milioni (+€48 milioni) beneficiando dei maggiori margini.

L'**utile operativo adjusted** di settore pari a €465 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €195 milioni. L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €329 milioni, in miglioramento del 19,6% a seguito dell'incremento della performance operativa.



dc

100 8.666/361

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(563)	(608)	(668)	125	13,2
Esclusione special item:		56	86	85		
- oneri ambientali		(130)	62	23		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		21	12	18		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)	(1)	(1)		
- accantonamenti a fondo rischi		20	23	(1)		
- oneri per incentivazione all'esodo		40	10	(1)		
- altro		107	(20)	47		
Utile (perdita) operativo adjusted		(507)	(602)	(583)	95	15,8
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(569)	(525)	(697)	(44)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(95)	43	5	(138)	
Imposte sul reddito ^(a)		(34)	218	327	(252)	
Utile (perdita) netto adjusted		(1.205)	(866)	(948)	(339)	(39,1)

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e Altre Attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bo-

nifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

85266/362

ACalvano

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare

le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impegni delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO^(a)

	(€ milioni)	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	53.943	62.192	(8.249)	
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.643	5.349	(706)	
Attività immateriali	2.936	3.059	(123)	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	995	1.371	(376)	
Partecipazioni	7.706	9.964	(2.258)	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.037	1.234	(197)	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.361)	(2.235)	874	
	69.899	80.934	(11.035)	
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	3.893	4.734	(841)	
Crediti commerciali	7.087	8.519	(1.432)	
Debiti commerciali	(8.679)	(10.480)	1.801	
Attività (passività) tributarie nette	(2.198)	(1.594)	(604)	
Fondi per rischi e oneri	(13.438)	(14.106)	668	
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.328)	(1.864)	536	
	(14.663)	(14.791)	128	
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.201)	(1.136)	(65)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	44	18	26	
CAPITALE INVESTITO NETTO				
Patrimonio netto degli azionisti Eni	54.079	65.025	(10.946)	
Interessenze di terzi	37.415	47.839	(10.424)	
Patrimonio netto	78	61	17	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	37.493	47.900	(10.407)	
Passività per leasing	11.568	11.477	91	
- <i>di cui working interest Eni</i>	5.018	5.648	(630)	
- <i>di cui working interest follower</i>	3.366	3.672	(306)	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	1.652	1.976	(324)	
COPERTURE				
Leverage	16.506	17.125	(539)	
Gearing	54.079	65.025	(10.946)	
	0,44	0,36		
	0,31	0,26		

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

Al 31 dicembre 2020, il capitale immobilizzato si riduce di €11.035 milioni per effetto essenzialmente delle svalutazioni di impianti e degli ammortamenti/radiazioni (€10.816 milioni), non compensati dagli investimenti di periodo (€4.644 milioni), delle differenze negative di cambio in funzione del deprezzamento del dollaro USA, della riduzione della voce "Partecipazioni" (-€2.258 milioni) dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vår Energi e ADNOC Refining, nonché della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessione delle quotazioni.

Il capitale di esercizio netto (-€14.663 milioni) è sostanzialmente stabile per effetto della compensazione tra la riduzione del saldo netto dei movimenti nei debiti/crediti commerciali (+€369 milioni) e la riduzione dei fondi per il pagamento di oneri operativi (+€668 milioni) con effetti incrementativi mentre a decremento, la riduzione del valore di libro delle scorte (-€841 milioni) per effetto scenario e le svalutazioni di imposte differite attive in funzione della riduzione delle proiezioni di redditi imponibili futuri.



SC

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	2020	2019
Utile (perdita) netto dell'esercizio		(8.628)	155
Componenti non riclassificabili a conto economico		33	(47)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		(16)	(42)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		24	(3)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			(7)
Effetto fiscale		25	5
Componente riclassificabili a conto economico		(2.813)	116
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(3.314)	604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		661	(679)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		32	(6)
Effetto fiscale		(192)	197
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(2.780)	69
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		(11.408)	224
di competenza:			
- azionisti Eni		(11.415)	217
- interessenze di terzi		7	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019	51.069
Totale utile (perdita) complessivo	224
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Acquisto azioni proprie	(400)
Rimborso terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	30
Totale variazioni	(3.169)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019	47.900
di competenza:	
- azionisti Eni	47.839
- interessenze di terzi	61
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	(10.407)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020	37.493
di competenza:	
- azionisti Eni	37.415
- interessenze di terzi	78

Il patrimonio netto (€37.493 milioni) è diminuito di €10.407 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (-€8.628 milioni), della distribuzione del dividendo agli azionisti Eni (€1.965 milioni che comprende la distribuzione del saldo dividendo 2019 pari a €0,43 per azione e dell'acconto sull'esercizio 2020 pari a un terzo del dividendo base di €0,36 per

azione), nonché della variazione negativa della riserva per differenze cambio (-€3.314 milioni) in funzione del deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura, parzialmente compensati dalle due emissioni ibride di circa €3 miliardi effettuate ad ottobre e dalla variazione positiva (+€661 milioni) della riserva cash flow hedge.

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

netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori 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)	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		26.686	24.518	2.168
- Debiti finanziari a breve termine		4.791	5.608	(817)
- Debiti finanziari a lungo termine		21.895	18.910	2.985
Disponibilità liquide ed equivalenti		(9.413)	(5.994)	(3.419)
Titoli held for trading		(5.502)	(6.760)	1.258
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(203)	(287)	84
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.568	11.477	91
Passività per beni in leasing		5.018	5.648	(630)
- di cui working interest Eni		3.366	3.672	(306)
- di cui working interest follower		1.652	1.976	(324)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		16.586	17.125	(539)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.493	47.900	(10.407)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,31	0,24	(0,07)
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,44	0,36	

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2020 è pari a €16.586 milioni in riduzione di €539 milioni rispetto al 2019. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €26.686 milioni, di cui €4.791 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €1.909 milioni) e €21.895 milioni a lungo termine.

Escludendo l'effetto della lease liability - IFRS 16, l'indebita-

mento finanziario netto si ridetermina in €11.568 milioni in linea con il 2019.

Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,44 al 31 dicembre 2020, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,31.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato e la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento e il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow 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.

(2) 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 "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.



RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO^(a)

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Utile (perdita) netto		(8.628)	155	4.137	(0.783)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	12.641	10.480	7.657	2.161	
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(9)	(170)	(474)	161	
- dividendi, interessi e imposte	3.251	6.224	6.168	(2.973)	
Variazione del capitale di esercizio		(18)	366	1.632	(384)
Dividendi incassati da partecipate	509	1.346	275	(837)	
Imposte pagate	(2.049)	(5.068)	(5.226)	3.019	
Interessi (pagati) incassati	(875)	(941)	(522)	66	
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647	(7.570)
Investimenti tecnici	(4.644)	(8.376)	(9.119)	3.732	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(392)	(3.008)	(244)	2.616	
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	28	504	1.242	(476)	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	(735)	(254)	942	(481)	
Free cash flow		(921)	1.258	6.468	(2.179)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	1.156	(279)	(357)	1.435	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.115	(1.540)	320	4.655	
Rimborsò di passività per beni in leasing	(869)	(877)		8	
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)	(3.424)	(2.957)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975			2.975	
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	(69)	1	18	(70)	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		3.419	(4.851)	3.492	8.280
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		6.726	11.700	12.529	(4.974)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Free cash flow		(921)	1.258	6.468	(2.179)
Rimborsò di passività per beni in leasing	(869)	(877)		8	
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(67)		(18)	(67)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			13	(499)	(13)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	759	(158)	(367)	917	
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)	(3.424)	(2.957)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975			2.975	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(91)	(3.188)	2.627	3.097
Effetti prima applicazione IFRS 16			(5.759)		5.759
Rimborsi lease liability	869	877		(8)	
Accensioni del periodo e altre variazioni	(239)	(766)		527	
Variazione passività per beni in leasing	630	(5.648)		6.278	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		539	(8.836)	2.627	9.375

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

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2020 è stato di €4.822 milioni con una flessione del 61% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vår Energi (€1.057 milioni nel 2019 vs. €274 milioni nel periodo attuale). Il flusso di cassa del capitale circolante è stato influenzato dalla riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario e sconta un minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€1 miliardo) e il settlement di una disputa contrattuale con una First Party nella E&P (circa -€0,4 miliardi).

Il **flusso di cassa adjusted** si ridetermina in €6.726 milioni con una riduzione del 43% rispetto allo stesso periodo 2019. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption. La flessione è dovuta per circa -€6,0 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€1,3 miliardi agli impatti COVID-19, mentre la performance è stata positiva per +€2,3 miliardi. Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 32% (31% nel periodo gennaio-dicembre 2019).

85269|366

La riconduzione del flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted al flusso di cassa netto da

attività operativa per i reporting period 2019 e 2020 è riportata di seguito:

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647	(7.570)
Variazione del capitale di esercizio		18	(366)	(1.632)	384
Esclusione derivati su commodity		440	(439)	(133)	879
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.318	(223)	96	1.541
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri		128	336	551	(208)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		6.726	11.700	12.529	(4.974)

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		3.472	6.996	7.901	(3.524)	(50,4)
- acquisto di riserve proved e unproved		57	400	869	(343)	(85,8)
- ricerca esplorativa		283	586	463	(303)	(51,7)
- sviluppo		3.077	5.931	6.506	(2.854)	(48,1)
- altro		55	79	63	(24)	(30,4)
Global Gas & LNG Portfolio		11	15	26	(4)	(26,7)
Refining & Marketing e Chimica		771	933	877	(162)	(17,4)
- Refining & Marketing		588	815	726	(227)	(27,9)
- Chimica		183	118	151	65	55,1
EGL, Power & Renewables		293	357	238	(64)	(17,9)
- EGL		175	173	143	2	1,2
- Power		52	42	46	10	23,8
- Renewables		66	142	49	(76)	(53,5)
Corporate e altre attività		107	89	94	18	20,2
Effetto eliminazione utili interni		(10)	(14)	(17)		
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119	(3.732)	(44,6)
Investimenti in partecipazioni/business combination		392	3.008	244	(2.616)	(87,0)
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		5.036	11.384	9.363	(6.348)	(55,8)

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a € 5.036 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione di Evolvere, di Finproject e di una partecipazione in Novis Renewables Holdings, oltre a interventi sul capitale di partecipazioni all'equity impegnate nella realizzazione di progetti d'interesse Eni. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,25 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €4,97 miliardi, in riduzione del 36% vs. lo stesso periodo 2019 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Gli investimenti tecnici di €4.644 milioni (€8.376 milioni nel 2019) evidenziano una riduzione del 45% rispetto al 2019 e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.077 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Italia, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€462 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€126 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail (€175 milioni).

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'informatica 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 measures.

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

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'accretion 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.

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 netto adjusted ante variazione circolante
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

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.

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

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 impegni finanziari non funzionali all'attività operativa.

Debt/EBITDA Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

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

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

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

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

OK

RICONCILIAZIONE RISULTATI NON-GAAP VS. RISULTATI GAAP

2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.290			28		1.318
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	19		85	1	(130)		(25)	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.888	2	1.271	1	21			3.183
- plusvalenze nette su cessione di asset	1		(8)		(2)		(9)	
- accantonamenti a fondo rischi	114		5	10	20			149
- oneri per incentivazione all'esodo	34	2	27	20	40			123
- derivati su commodity		858	(185)	(233)				440
- differenze e derivati su cambi	13	(183)	10				(160)	
- altro	88	(21)	(26)	6	107			154
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.157	656	1.179	(195)	56			3.055
Utile (perdita) operativo adjusted	1.547	326	6	465	(507)	61		1.898
Provventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(316)		(7)	(1)	(569)			(893)
Provventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	262	(15)	(161)	6	(95)		(3)	
Imposte sul reddito ^(a)	(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)	
Tax rate (%)								175,0
Utile (perdita) netto adjusted	124	211	(246)	329	(1.205)	36	(751)	
di competenza:								
- interessenze di terzi							7	
- azionisti Eni							(758)	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.635)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								937
Esclusione special item								6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(758)

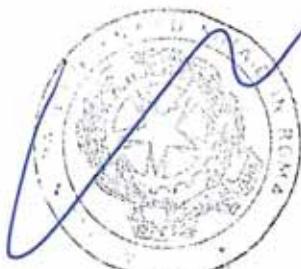
(a) Escludono gli special item.

85266/370

109

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining, Marketing e Chimica	EGI, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)			95	(223)	
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	32		244		62		338	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	(5)	922	42	12		2.188	
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)		(1)		(151)	
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)		23		3	
- oneri per incentivazione all'esodo	23	1	8	3	10		45	
- derivati su commodity			(576)	(118)	255		(439)	
- differenze e derivati su cambi	14	109	(5)	(10)			108	
- altro	100	233	(23)	6	(20)		296	
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.223	(230)	1.021	296	86		2.388	
Utile (perdita) operativo adjusted	8.640	193	21	370	(602)	(25)	8.597	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	312	(21)	37	10	43		381	
Imposte sul reddito ^(c)	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)	
Tax rate (%)							64,2	
Utile (perdita) netto adjusted	9.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.883	
di competenza:							7	
- interessenze di terzi							2.876	
- azionisti Eni							148	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(157)	
Esclusione (utile) perdita di magazzino							2.885	
Esclusione special item							2.876	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								

(a) Escludono gli special item.



2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			234			(138)	96	
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	110		193	(1)	23		325	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	726	(73)	193	2	18		866	
- plusvalenze nette su cessione di asset	(442)		(9)		(1)		(452)	
- accantonamenti a fondo rischi	360		21		(1)		380	
- oneri per incentivazione all'esodo	26	4	8	118	(1)		155	
- derivati su commodity		(63)	120	(190)			(133)	
- differenze e derivati su cambi	(6)	111	5	(3)			107	
- altro	(138)	(88)	96	(4)	47		(87)	
Special item dell'utile (perdita) operativo	636	(109)	627	(78)	85		1.161	
Utile (perdita) operativo adjusted	10.850	278	360	262	(583)	73	11.240	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(366)	(3)	11	(1)	(697)		(1.056)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	285	(1)	(2)	10	5		297	
Imposte sul reddito ^(a)	(5.814)	(156)	(145)	(82)	327	(17)	(5.887)	
Tax rate (%)							56,2	
Utile (perdita) netto adjusted	4.955	118	224	189	(948)	56	4.594	
di competenza:								
- interessenze di terzi							11	
- azionisti Eni							4.583	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							4.126	
Esclusione (utile) perdita di magazzino							69	
Esclusione special item							388	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.583	

(a) Escludono gli special item.

85206 | 372

111

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)	(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2020		31 dicembre 2019	
			Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari			53.943		62.192	
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.643		5.349	
Attività immateriali			2.936		3.059	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			995		1.371	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.706		9.964	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		(vedi nota 16)	1.037		1.234	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.361)		(2.235)	
- crediti per attività di disinvestimento		(vedi nota 7)	21		30	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti		(vedi nota 10)	11		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento		(vedi nota 17)	(1.393)		(2.276)	
Totale Capitale immobilizzato			69.899		80.934	
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze			3.893		4.734	
Crediti commerciali		(vedi nota 7)	7.087		8.519	
Debiti commerciali		(vedi nota 17)	(8.679)		(10.480)	
Attività (passività) tributarie nette, composte da:			(2.198)		(1.594)	
- passività per imposte sul reddito correnti			(243)		(456)	
- passività per imposte sul reddito non correnti			(360)		(454)	
- passività per altre imposte correnti		(vedi nota 10)	(1.124)		(1.411)	
- passività per imposte differite			(5.524)		(4.920)	
- passività per altre imposte non correnti		(vedi nota 10)	(26)		(63)	
- attività per imposte sul reddito correnti			184		192	
- attività per imposte sul reddito non correnti			153		173	
- attività per altre imposte correnti		(vedi nota 10)	450		766	
- attività per imposte anticipate			4.109		4.360	
- attività per altre imposte non correnti		(vedi nota 10)	181		223	
- crediti per consolidato fiscale		(vedi nota 7)	3			
- debiti per consolidato fiscale		(vedi nota 17)	(1)		(4)	
Fondi per rischi e oneri				(13.438)		(14.106)
Altre attività (passività), composte da:				(1.328)		(1.864)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine		(vedi nota 16)	22		37	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri		(vedi nota 7)	3.815		4.324	
- altre attività correnti		(vedi nota 10)	2.236		3.206	
- altri crediti e altre attività non correnti		(vedi nota 10)	1.061		637	
- conti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri		(vedi nota 17)	(2.863)		(2.785)	
- altre passività correnti		(vedi nota 10)	(3.748)		(5.735)	
- altri debiti e altre passività non correnti		(vedi nota 10)	(1.851)		(1.548)	
Totale Capitale di esercizio netto				(14.663)		(14.791)
Fondi per benefici ai dipendenti				(1.201)		(1.136)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili				44		18
composte da:						
- attività destinate alla vendita			44		18	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita						
CAPITALE INVESTITO NETTO				54.079		65.025
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessanze di terzi				37.493		47.900
Indebitamento finanziario netto				26.686		
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine			21.895			
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			1.909			
- passività finanziarie a breve termine			2.882			
A dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti				(9.413)		
Titoli held-for-trading				(5.502)		
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(vedi nota 16)		(203)		
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16				11.568		
Passività per beni in leasing, composti da:				5.018		
- passività per beni in leasing a lungo termine			4.169			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine			849			
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 ^a				16.586		17.125
COPERTURE				54.079		55.025

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 19 al Bilancio consolidato.

112 85266/373

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

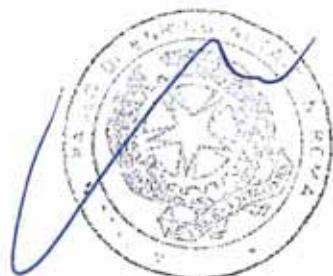
Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2020		2019	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto			(8.628)		155
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari			12.641		10.480
- ammortamenti	7.304		8.106		
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	3.183		2.188		
- radiazioni	329		300		
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.733		88		
- altre variazioni	92		(179)		
- variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)		
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(9)		(170)
Dividendi, interessi e imposte			3.251		6.224
- dividendi	(150)		(247)		
- interessi attivi	(126)		(147)		
- interessi passivi	877		1.027		
- imposte sul reddito	2.650		5.591		
Flusso di cassa del capitale di esercizio			(18)		366
- rimanenze	1.054		(200)		
- crediti commerciali	1.316		1.023		
- debiti commerciali	(1.614)		(940)		
- fondi per rischi e oneri	(1.056)		272		
- altre attività e passività	282		211		
Dividendi incassati			509		1.346
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati			(2.049)		(5.068)
Interessi (pagati) incassati			(875)		(941)
- interessi incassati	53		88		
- interessi pagati	(928)		(1.029)		
Flusso di cassa netto da attività operativa			4.022		12.392
Investimenti			(4.644)		(8.376)
- attività materiali	(4.407)		(8.049)		
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(16)		
- attività immateriali	(237)		(311)		
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda			(392)		(3.008)
- partecipazioni	(283)		(3.003)		
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(109)		(5)		
Disinvestimenti			28		504
- attività materiali	12		264		
- attività immateriali			17		
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			187		
- imposte pagate sulle dismissioni			(3)		
- partecipazioni	16		39		
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento			(735)		(254)
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(166)		(237)		
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(757)		(307)		
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	136		195		
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	52		95		
Free cash flow			(921)		1.258

85266/376

113

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2020		2019	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow			(921)		1.268
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.156		(279)	
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.156		(279)		
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.115		(1.540)	
- assunzione di debiti finanziari non correnti	5.278		1.811		
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.100)		(3.512)		
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	937		161		
Rimborso di passività per beni in leasing		(869)		(877)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)		(3.424)	
- rimborso di capitale ad azionisti terzi			(1)		
- acquisto di azioni proprie			(400)		
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(1)		
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.965)		(3.018)		
- dividendi pagati ad altri azionisti	(3)		(4)		
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		2.975			
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(69)		1	
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(69)		1		
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	3.419		(4.861)		



Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Come indicato al paragrafo "Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting" della presente Relazione, di seguito sono esposti i Risultati operativi dei comparativi periodi 2019 e 2018:

RISULTATO OPERATIVO

	(€ milioni)	2019		2018	
		Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Exploration & Production		(352)	(352)	681	681
Gas & Power		(722)		(99)	
Refining & Marketing		(426)	(426)	(411)	(411)
Global Gas & LNG Portfolio			(581)		(203)
Power & Renewables			(155)		88
Corporate		(513)	(499)	(444)	(428)
Eliminazione utili interni		(17)	(17)	87	87
Risultato operativo		(2.030)	(2.030)	(186)	(186)

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		18.017	28.496	31.795	(10.479)
Altri ricavi e proventi		405	430	331	(25)
Costi operativi		(19.645)	(28.785)	(31.776)	9.140
Altri proventi (oneri) operativi		(176)	112	113	(288)
Ammortamenti		(1.013)	(1.137)	(635)	124
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		(1.573)	(1.144)	(13)	(429)
Radiazioni			(2)	(1)	2
Risultato operativo		(3.905)	(2.030)	(186)	(1.955)
Proventi (oneri) finanziari		(299)	(279)	(327)	(20)
Proventi (oneri) su partecipazioni		6.519	5.677	3.689	842
Utile prima delle imposte		2.235	3.368	3.176	(1.133)
Imposte sul reddito		(628)	(390)	(3)	(238)
Utile netto		1.607	2.978	3.173	(1.371)

L'Utile netto di Eni SpA di € 1.607 milioni si riduce di € 1.371 milioni rispetto all'esercizio precedente. Il peggioramento del risultato operativo (€ 1.955 milioni) e i maggiori oneri di imposta (€ 238 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità, risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€ 842 milioni) a seguito essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€ 1.712 milioni) per effetto della valutazione delle scorte e delle svalutazioni degli impianti operate principalmente a seguito dell'andamento dello scenario di raffinazione; (ii) alla linea di business E&P (€ 629 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		1.509	2.234	2.740	(725)
Global Gas & LNG Portfolio		5.702	9.433	12.030	(3.731)
Refining & Marketing		9.694	15.908	16.809	(6.214)
Power & Renewables		1.938	2.513	2.619	(575)
Corporate		876	921	876	(45)
Elisioni		(1.702)	(2.513)	(3.279)	811
		18.017	28.496	31.795	(10.479)

I ricavi Exploration & Production (€1.509 milioni) diminuiscono di €725 milioni, pari al 32,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita del greggio e del gas (-39% e -38% rispettivamente) e della riduzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 13,6%, equivalente a 5,5 milioni di boe.

I ricavi Global Gas & LNG Portfolio (€5.702 milioni) diminuiscono di €3.731 milioni, pari al 39,6%, a seguito principalmente della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 che ha determinato una contrazione dei prezzi gas e prelievi ridotti nei segmenti termoelettrico e industriale.

I ricavi Refining & Marketing (€9.694 milioni) diminuiscono di €6.214 milioni, pari al 39,1%, a seguito essenzialmente della riduzione dei volumi commercializzati e dei prezzi dei prodotti petroliferi a causa della pandemia COVID-19.

I ricavi Power & Renewables (€1.938 milioni) diminuiscono di €575 milioni, pari al 22,9%, a causa dello scenario prezzi in forte contrazione come conseguenza della contrazione dell'attività economica.

I ricavi della Corporate (€876 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2019.

RISULTATO OPERATIVO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		(981)	(352)	681	(629)
Global Gas & LNG Portfolio		(316)	(581)	(203)	265
Refining & Marketing		(2.138)	(426)	(411)	(1.712)
Power & Renewables		(29)	(155)	88	126
Corporate		(545)	(499)	(428)	(46)
Eliminazione utili interni ^(a)		24	(17)	87	41
Risultato operativo		(3.985)	(2.030)	(186)	(1.955)

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il risultato operativo della Exploration & Production, negativo per €981 milioni, peggiora di €629 milioni a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita del greggio e del gas (-39% e -38% rispettivamente) e della riduzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 13,6%, equivalente a 5,5 milioni di boe (€745 milioni), e delle maggiori svalutazioni operate sugli asset (€94 milioni). Tali effetti sono in parte compensati dai minori ammortamenti e dalla riduzione dei costi a seguito della minore attività svolta.

Il risultato operativo della Global Gas & LNG Portfolio, negativo per €316 milioni, migliora di €265 milioni a seguito delle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato; (ii) degli impairment degli impianti di raffinazione che hanno interessato in particolare la raffineria di Sannazzaro a seguito della revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione. Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi ad uno scenario di raffinazione fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovraccapacità, pressione competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato un risultato sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante un importante calo dei volumi di vendita per effetto della pandemia grazie anche ad azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Il risultato operativo della Refining & Marketing, negativo per €2.138 milioni, peggiora di €1.712 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto negativo di €1.416 milioni della

Il risultato operativo della Power & Renewables, negativo per €29 milioni, migliora di €126 milioni beneficiando delle ottimizzazioni del portafoglio di asset e dei maggiori margini.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Dividendi		8.914	6.623	4.851	2.291
Altri proventi		5	420	77	(415)
Totali proventi		8.919	7.043	4.928	1.876
Svalutazioni e perdite		(2.400)	(1.366)	(1.239)	(1.034)
		6.519	5.677	3.689	842

AE

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€842 milioni) deriva essenzialmente dalla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

IMPOSTE SUL REDDITO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
IRES		66	17	33	49
IRAP		(2)			(2)
Imposte correnti		64	17	33	47
Imposte differite		(76)	9	4	(85)
Imposte anticipate		(660)	(409)	(38)	(251)
Imposte differite a anticipate		(736)	(400)	(34)	(336)
Totale imposte estere		(13)	(8)	(5)	(5)
Totale imposte sul reddito Eni SpA		(685)	(391)	(6)	(294)
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation		57	1	3	56
		(628)	(390)	(3)	(238)

Le **imposte sul reddito**, di €628 milioni, peggiorano di €238 milioni a seguito essenzialmente della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi.

La differenza del 4,1% tra il tax rate effettivo (28,1%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente: (i) alla svalutazione delle impo-

ste anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 71,15%); (ii) alle svalutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 25,72%). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 91%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO³

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di

seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

	(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	6.569	7.483	(914)	
Diritto di utilizzo beni in leasing	1.888	2.027	(139)	
Attività immateriali	101	158	(57)	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	994	1.413	(419)	
Partecipazioni	46.855	42.535	4.320	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.378	4.311	67	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(120)	(201)	81	
	60.665	57.726	2.939	
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	1.099	1.664	(565)	
Crediti commerciali	3.397	4.432	(1.035)	
Debiti commerciali	(3.475)	(4.710)	1.235	
Attività (passività) tributarie nette	(241)	582	(823)	
Fondi per rischi e oneri	(4.890)	(4.309)	(581)	
Altre attività (passività) d'esercizio	(981)	(1.308)	327	
	(5.091)	(3.649)	(1.442)	
Fondi per benefici ai dipendenti	(376)	(376)		
Attività destinate alla vendita	2	2		
CAPITALE INVESTITO NETTO	55.200	53.703	1.497	
Patrimonio netto	44.707	41.636	3.071	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	7.913	9.410	(1.497)	
Passività per leasing	2.580	2.657	(77)	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	10.493	12.067	(1.574)	
COPERTURE	55.200	53.703	1.497	

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2020 ammonta a €55.200 milioni con un incremento di €1.497 milioni rispetto al 31 dicembre 2019.

(3) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riconosciuti.

Il capitale immobilizzato (€60.665 milioni) aumenta di €2.939 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di società controllate parzialmente compensato dalle svalutazioni di attività non-correnti, principalmente proprietà Oil & Gas e raffinerie, a causa della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi e dall'effetto determinato dalla rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al relativo valore netto di realizzo a fine periodo.

Il capitale di esercizio netto, negativo di €5.091 milioni, peggio-

ra di €1.442 milioni per effetto essenzialmente: (i) delle attività (passività) tributarie nette (€823 milioni) in particolare per la svalutazione delle imposte anticipate; (ii) dell'effetto negativo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato (€565 milioni); (iii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (€581 milioni), in particolare del fondo abbandono e ripristino siti e social projet relativo principalmente agli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo nell'area della Val d'Agri.

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	41.636
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	1.607
Emissioni (Rimborsi) nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	494
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	7
Altri incrementi	1
	5.084
<i>Decremento per:</i>	
Distribuzione saldo dividendo 2019	(1.536)
Acconto sul dividendo 2020	(429)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(31)
Rivalutazione dei piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	(8)
	(2.013)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020	44.707

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni) 31.12.2020 31.12.2019 Var. ass.

Debiti finanziari e obbligazionari	25.843	24.943	900
Debiti finanziari a breve termine	5.777	7.703	(1.926)
Debiti finanziari a lungo termine	20.066	17.240	2.826
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.111)	(4.752)	(3.359)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.799)	(4.551)	(248)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(5.020)	(6.230)	1.210
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	7.913	9.410	(1.497)
Passività per leasing	2.580	2.657	(77)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	10.493	12.067	(1.574)

La riduzione dell'**indebitamento finanziario netto** di €1.574 milioni è dovuto essenzialmente dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€8.426 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (€8.853 milioni). Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dagli investimenti in partecipazioni per

effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€6.752 milioni); (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione (€1.536 milioni) e dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione (€429 milioni); (iii) dagli investimenti tecnici (€812 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁴

	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Utile netto		1.607	2.978	(1.371)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.989	3.222	1.767	
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(7)	(5)	(2)	
- dividendi, interessi e imposte	(7.940)	(5.844)	(2.096)	
Variazione del capitale di esercizio	1.185	(131)	1.316	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	8.592	6.245	2.347	
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.426	6.465	1.961	
Investimenti tecnici	(812)	(1.136)	324	
Investimenti in partecipazioni	(6.752)	(1.962)	(4.790)	
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	(211)	(2.134)	1.923	
Dismissioni	11	529	(518)	
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(73)	20	(93)	
Free cash flow	589	1.782	(1.193)	
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778	(2.202)	2.980	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.321	(771)	2.092	
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)	(44)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.965)	(3.418)	1.453	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975		2.975	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(2)		(2)	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	3.359	(4.902)	8.261	

	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Free cash flow	589	1.782	(1.193)	
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)	(44)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.965)	(3.418)	1.453	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	235	(17)	252	
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	(1.478)	(1.946)	468	
Effetti prima applicazione IFRS 16			(2.077)	2.077
Rimborso di passività per beni in leasing	337	293	44	
Accensioni del periodo e altre variazioni	(260)	(873)	613	
Variazione passività per beni in leasing	77	(2.657)	2.734	
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	(1.401)	(4.603)	3.202	

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production	356	451	(95)	
Refining & Marketing	420	639	(219)	
Corporate	36	46	(10)	
Investimenti tecnici	812	1.136	(324)	

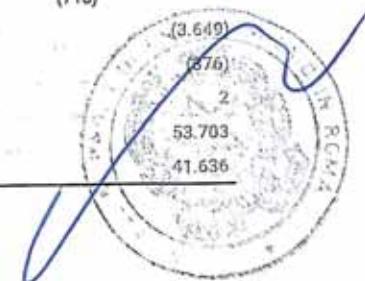
(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

85266/380

119

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2020		31 dicembre 2019	
		(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale
Capitale immobilizzato			6.569		7.483
Immobili, impianti e macchinari			1.888		2.027
Diritto di utilizzo beni in leasing			101		158
Attività immateriali			994		1.413
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			46.855		42.535
Partecipazioni			4.378		4.311
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:					
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 16)	23		142	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	4.355		4.169	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(120)		(201)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	2		3	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(122)		(204)	
Totali Capitale immobilizzato			60.665		57.726
Capitale di esercizio netto			1.099		1.654
Rimanenze	(vedi nota 7)		3.397		4.432
Crediti commerciali	(vedi nota 18)		(3.475)		(4.710)
Debiti commerciali			(241)		582
Attività (passività) tributarie nette:					
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(4)		(3)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(589)		(848)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)		22		64	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	79		278	
- attività per imposte anticipate		113		993	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		78		79	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	2		3	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	95		283	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(3)		(220)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)		(9)		(15)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(25)		(32)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.890)		(4.309)
Altre attività (passività) di esercizio:			(981)		(1.308)
- altri crediti	(vedi nota 7)	264		265	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	1.243		1.254	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	905		517	
- altri debiti	(vedi nota 18)	(553)		(411)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(2.026)		(2.217)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(814)		(716)	
Totali Capitale di esercizio netto			(5.091)		(3.649)
Fondi per benefici ai dipendenti			(376)		(376)
Attività destinate alla vendita			2		2
CAPITALE INVESTITO NETTO			55.200		53.703
Patrimonio netto			44.707		41.636



VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2020		31 dicembre 2019		
		(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	
Indebitamento finanziario netto						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine		20.056		17.240		
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.848		3.081		
- passività finanziarie a breve termine		3.929		4.622		
A dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti		8.111		4.752		
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4.799		4.551		
Attività finanziarie destinate al trading		5.020		6.230		
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.913		9.410		
Passività per beni in leasing, composti da:		2.580		2.657		
- passività per beni in leasing a lungo termine		2.157		2.320		
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		423		337		
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		10.493		12.067		
COPERTURE						
		55.200		53.703		