

Eni

Fact Book
2021

TINFO

DIGITAL
SIGN



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

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

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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





Fact Book 2021

ENI IN SINTESI	2
Principali dati	4
Eni in borsa	7
NATURAL RESOURCES	9
Exploration & Production	10
Global Gas & LNG Portfolio	54
ENERGY EVOLUTION	63
Refining & Marketing e Chimica	64
Refining & Marketing	65
Chimica	75
Plenitude & Power	80
Plenitude	85
Power	86
Attività Ambientali	88
ALLEGATI	91
Tabelle	92
Dati economico-finanziari	92
Personale	105
Dati infrannuali	106

Disclaimer

Il Fact Book Eni è un supplemento alla Relazione Finanziaria Annuale e fornisce informazioni finanziarie e operative integrative alla stessa. Il Fact Book contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements) 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, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: possibili evoluzioni del conflitto tra Russia e Ucraina, 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.

Eni in sintesi



L'ACCELERAZIONE DELLA NOSTRA TRASFORMAZIONE

Nel 2021 Eni ha conseguito una delle migliori performance economico-finanziarie dell'ultimo decennio e accelerato l'implementazione della trasformazione del proprio modello di business per diventare leader nella transizione energetica e perseguire la strategia di neutralità carbonica al 2050. Forte attenzione è stata posta alla salvaguardia della solidità patrimoniale e finanziaria attraverso la disciplina nella spesa e la ridefinizione delle priorità nell'allocazione delle risorse. Grazie alla selettività nello spending, alla riduzione dei costi e alle ottimizzazioni del portafoglio, Eni è stata in grado di cogliere il rafforzamento dello scenario, riportando eccellenti risultati operativi e finanziari. In particolare sono state implementate le seguenti azioni:

Valorizzazione del portafoglio

Implementate iniziative per estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita:

- ▶ avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica;
- ▶ collocata presso il mercato norvegese una quota di Vår Energi, nell'ambito della più grande IPO del settore O&G europeo da oltre una decade, consentendo ad Eni di valorizzare gli investimenti fatti finora e garantendo che la società possa crescere anche grazie a nuovi possibili capitali;
- ▶ lanciata con BP l'operazione di integrazione dei rispettivi rilevanti portafogli upstream in Angola attraverso la costituzione di Azule Energy, una nuova business combination che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.

Trasformazione di business

Accelerato il processo di trasformazione del nostro modello di business. Il target "net zero Scope 1+2+3 al 2050" consentirà ai clienti Eni di orientarsi verso un'offerta di prodotti decarbonizzati:

- ▶ capacità installata di Gruppo da fonti rinnovabili a circa 1,2 GW, più che triplicata nel 2021, superando il target di oltre 2 GW di capacità installata inclusi gli asset in costruzione;
- ▶ incidenza dell'olio di palma ridotta nella produzione di biodiesel nella bioraffinazione e nella produzione dei relativi bio-feedstock diversificati sono stati fatti importanti passi in avanti;
- ▶ progetti di biofuel: progressi negli accordi con i governi di Kenya, Angola, Congo, Benin, Costa d'Avorio, Mozambico e Ruanda per la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bioraffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale.

ECCELLENTI RISULTATI OPERATIVI E FINANZIARI

► NATURAL RESOURCES

Decarbonizzazione e valorizzazione portafoglio upstream



PRODUZIONE DI
IDROCARBURI
1,68 MBOE/G



UPSTREAM
CASH NEUTRALITY
30 \$/BBL



NET SCOPE 1+2
-25% VS. 2018

► ENERGY EVOLUTION

Profittabilità e trasformazione



PLENITUDE
1,1 GW
CAPACITÀ DA FONTI
RINNOVABILI



10 MLN
CLIENTI
GAS E LUCE



~ 6.200
PUNTI DI
RICARICA



CAPACITÀ DI
BIORAFFINAZIONE
1,1 MLN TON/A

► RISULTATI FINANZIARI

Implementazione della strategia industriale e finanziaria



INVESTIMENTI NETTI
5,8 €MLD



FLUSSO DI CASSA DA
ATTIVITÀ OPERATIVA
12,7 €MLD



ROBUSTA
STRUTTURA
PATRIMONIALE
20%
Leverage



UTILE OPERATIVO
ADJUSTED DI **€9,7 MLD**
(**+€7,8 MLD** VS. 2020,
+400%)



REMUNERAZIONE
AZIONISTI ENI:
DIVIDENDO **0,86 €/AZIONE**



DIVIDEND YIELD
7,1% (+70% VS. 2019)

Le competenze maturate negli anni hanno consentito ad Eni di raggiungere solidi risultati e di attuare la trasformazione, perseverando al contempo nell'assicurare performance eccellenti in materia di HSE, di salute e sicurezza delle persone e di asset integrity.

0,34

TRIR (Indice di frequenza
infortuni totali registrabili)

-2% vs. 2020

Net Carbon Intensity dei prodotti
energetici venduti

-5% vs. 2020

Emissioni Indirette GHG (Scope 3)
da utilizzo prodotti venduti

11 mln ton CO₂eq.

Net Carbon Footprint upstream

Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	43.987	69.881	75.822
di cui: Exploration & Production		21.742	13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio		20.843	7.051	11.779	14.807
Refining & Marketing e Chimica		40.374	25.340	42.360	46.483
Plenitude & Power		11.187	7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività		1.698	1.559	1.676	1.588
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(19.269)	(11.089)	(17.954)	(21.018)
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	9.983
di cui: Exploration & Production		10.066	(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		899	(332)	431	387
Refining & Marketing e Chimica		45	(2.463)	(682)	(501)
Plenitude & Power		2.355	660	74	340
Corporate e altre attività		(816)	(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		(208)	33	(120)	211
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	9.983
Esclusione special item		(1.186)	3.855	2.388	1.161
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(1.491)	1.318	(223)	96
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)		9.664	1.898	8.597	11.240
di cui: Exploration & Production		9.293	1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		580	326	193	278
Refining & Marketing e Chimica		152	6	21	360
Plenitude & Power		476	465	370	262
Corporate e altre attività		(593)	(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(244)	61	(25)	73
Utile (perdita) netto^(b)		5.821	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		4.330	(758)	2.876	4.583
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici^(c)		5.313	4.644	8.376	9.119
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		8.987	11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		14.324	16.586	17.125	n.a.
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20	0,31	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,32	0,44	0,36	n.a.
Capitale investito netto		58.843	54.079	65.025	59.362
di cui: Exploration & Production		48.014	45.252	53.358	50.358
Global Gas & LNG Portfolio		(823)	796	1.327	1.742
Refining & Marketing e Chimica		9.815	8.786	10.215	6.960
Plenitude & Power		5.474	2.284	1.787	1.869

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) Include operazioni di reverse factoring nel 2021.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

		2021	2020	2019	2018
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	70,73	41,67	64,30	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,183	1,142	1,119	1,181
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€)	59,80	36,49	57,44	60,15
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$)	(0,9)	1,7	4,3	3,7
TTF	(€/mgl di metri cubi)	486	100	142	243
PSV	(€/mgl di metri cubi)	487	112	171	260

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) 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.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE^(a)

		2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.689	31.495	32.053	31.701
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36	0,34	0,35
di cui: dipendenti		0,40	0,37	0,21	0,37
contrattisti		0,32	0,35	0,39	0,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	40,1	37,8	41,2	43,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,81	0,73	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		176	185	204	203
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(c)		456	439	501	505
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(c)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	67	68	68	68
Indice di efficienza operativa Gruppo	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	32,0	31,6	31,4	33,9
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	4.406	6.824	7.265	6.687
di cui: da atti di sabotaggio		3.051	5.866	6.232	4.022
operativi		1.355	958	1.033	2.665
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	125	113	128	117
Acqua di produzione reiniettata	(%)	58	53	58	60
Capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo	(megawatt)	1.188	351	190	n.s.
Spesa in R&S	(€ milioni)	177	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	30	25	34	43

Exploration & Production

		2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.409	9.815	10.272	10.448
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,25	0,28	0,33	0,30
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6	10,6
Produzione di idrocarburi ^(e)	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871	1.851
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92	100
Profit per boe ^{(d)(f)}	(\$/boe)	4,8	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(e)		7,5	6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe ^{(e)(f)}		20,4	17,6	15,5	10,4
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(h)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	22,3	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata ^{(g)(h)}	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6	21,4
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2) ^(c)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,0	11,4	14,8	14,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(h)	(miliardi di Sm ³)	1,2	1,0	1,2	1,4
Emissioni fuggitive di metano	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	9,2	11,2	21,9	38,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(h)	(barili)	436	882	988	1.595

Global Gas & LNG Portfolio

		2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	847	700	711	734
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	1,15	0,56	0,51
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85	76,60
di cui: in Italia		36,88	37,30	37,98	39,17
internazionali		33,57	27,69	34,87	37,43
Vendite GNL		10,9	9,5	10,1	10,3

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

(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

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

(d) Relativo alle società consolidate.

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

(f) Media triennale.

(g) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe e 1.114 mln di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019.

Refining & Marketing e Chimica

		2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	13.072	11.471	11.626	11.457
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,80	0,27	0,56
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1	0,4
Produzioni vendute di biocarburanti certificati	(migliaia di tonnellate)	585	622	256	219
Quota di mercato rete in Italia	(%)	22,3	23,2	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766	1.776
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	548	548	548	548
Volumi totali oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	919	75	48	1.069
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,72	6,65	7,97	8,19
Emissioni SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	2,67	2,78	4,16	4,80
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	228	248	248	253
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.451	4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67	76

Plenitude & Power

		2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.464	2.092	2.056	2.056
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,29	0,32	0,62	0,60
Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62	9,13
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66	21,62
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi		28,54	25,33	28,28	28,54
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174	40
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61	12

ENI IN BORSA

DATI PER AZIONE

		2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	1,60	(2,42)	0,04	1,15
Dividendo di competenza		0,86	0,36	0,86	0,83
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)	(€ milioni)	3.022	1.286	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		2.358	1.965	3.018	2.954
Cash flow ^(a)	(€)	3,61	1,35	3,45	3,79
Dividend yield ^(d)	(%)	7,1	4,2	6,3	5,9
Utile (perdita) netto per ADR ^{(a)(b)(e)}	(\$)	3,78	(5,53)	0,09	2,72
Dividendo per ADR ^(e)		2,10	0,82	1,93	1,96
Cash flow per ADR ^{(a)(e)}		8,54	3,08	7,72	8,95
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}		7,1	4,2	6,3	5,9
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	3.539,8	3.572,5	3.572,5	3.601,1
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f)		3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Total Shareholders Return (TSR)	(%)	52,4	(34,1)	6,7	4,8

(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) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2021 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

(e) Un ADR rappresenta 2 azioni. I dati di utile e cash flow in USD sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in USD sono convertiti al cambio di pagamento.

(f) Calcolato con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

INFORMAZIONI RIGUARDANTI LE AZIONI

		2021	2020	2019	2018
Prezzo per azione - Borsa di Milano					
Massimo	(€)	12,75	14,32	15,94	16,76
Minimo		8,20	5,89	13,04	13,33
Medio		10,56	8,96	14,36	15,25
Fine periodo		12,22	8,55	13,85	13,75
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange					
Massimo	(\$)	29,70	32,12	36,17	40,09
Minimo		19,97	13,71	28,84	30,00
Medio		24,98	20,28	32,12	35,98
Fine periodo		27,65	20,60	30,92	31,50
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	17,03	20,40	11,41	12,99
Controvalore	(€ milioni)	179	178	164	197
Numero azioni in circolazione nell'esercizio ^(b)	(mln di azioni)	3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazioni di borsa^(c)					
EUR	(mld)	44,1	31,1	50,3	50,0
USD		49,9	38,2	56,5	57,3

(a) Il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni.

(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

INFORMAZIONI RIGUARDANTI I COLLOCAMENTI DELLE AZIONI

		2001	1998	1997	1996	1995
Prezzi di collocamento	(€/azione)	13,60	11,80	9,90	7,40	5,42
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	200,1	608,1	728,4	647,5	601,9
di cui: per attribuzione bonus share		39,6	24,4	15,0	1,9	
Percentuale del capitale sociale ^(a)	(%)	5,0	15,2	18,2	16,2	15,0
Incasso	(€ milioni)	2.721	6.714	6.869	4.596	3.254

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2021.

Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano

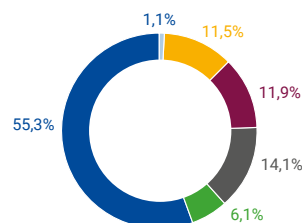
(31 Dicembre 2018 - 3 maggio 2022)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG

Ripartizioni azionario area geografica^(*)

- Resto del mondo
- Italia
- UK e Irlanda
- USA e Canada
- Altri
- Altri Stati UE



(*) Al 17 marzo 2022.

Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York

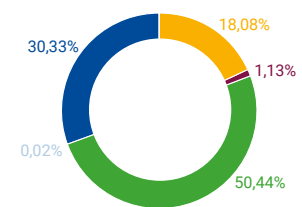
(31 Dicembre 2018 - 3 maggio 2022)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG

Composizione dell'azionariato^(*)

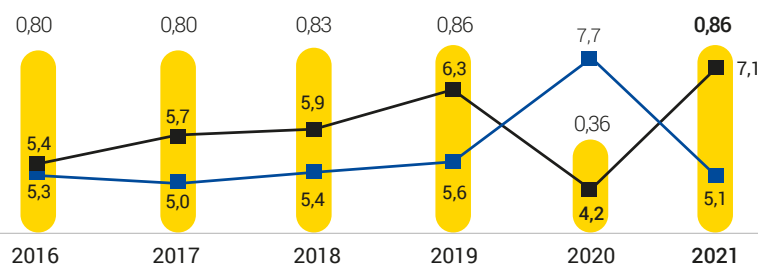
- Investitori retail
- Azionista pubblico
- Altri
- Azioni proprie
- Investitori istituzionali



(*) Al 17 marzo 2022.

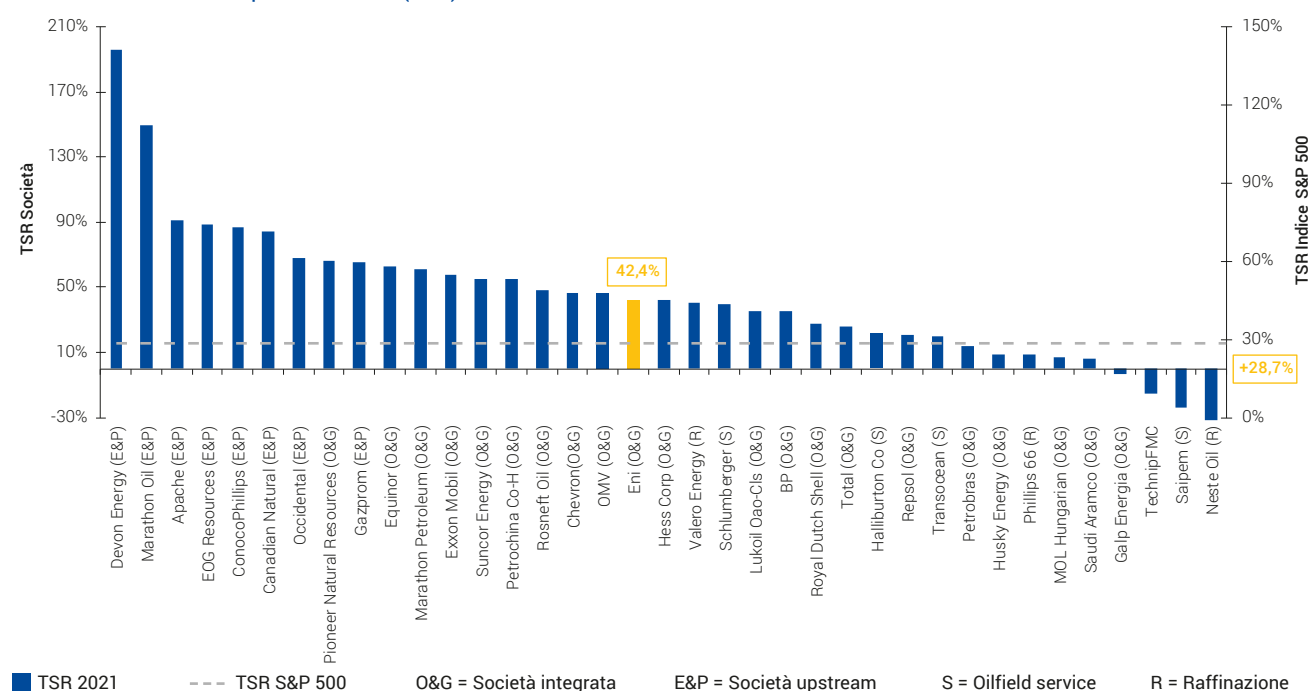
Dividendo per azione

- Dividendo (€ per azione)
- Dividend yield Eni (%)
- Dividend yield - media delle aziende Oil & Gas^(a) (%)



(a) Riferito a: BP, Chevron, Repsol, ExxonMobil, Royal Dutch Shell e Total.

TSR delle società nel settore petrolifero in USD (2021)



Natural Resources

La direzione generale Natural Resources è impegnata nel valorizzare in modo sostenibile il valore del portafoglio upstream Oil & Gas di Eni, con l'obiettivo di ridurre la sua impronta di carbonio aumentando l'efficienza energetica ed incrementando la quota di produzione di gas naturale, estendendo il suo raggio d'azione fino ai mercati finali. Inoltre è focalizzata nello sviluppo di progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂ e di iniziative di Natural Climate Solutions. Tale direzione include il business del settore Exploration & Production e il business del settore Global Gas & LNG Portfolio.

Exploration & Production

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,25	0,28	0,33	0,30
di cui: dipendenti		0,09	0,18	0,18	0,29
contrattisti		0,30	0,31	0,37	0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	21.742	13.590	23.572	25.744
Utile (perdita) operativo		10.066	(610)	7.417	10.214
Utile (perdita) operativo adjusted		9.293	1.547	8.640	10.850
Utile (perdita) netto adjusted		5.543	124	3.436	4.955
Investimenti tecnici		3.940	3.472	6.996	7.901
Profit per boe ^{(c)(d)}	(\$/boe)	4,8	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(e)		7,5	6,5	6,4	6,8
Cash flow per boe		20,6	9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe ^{(d)(e)}		20,4	17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		51,49	28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi ^(e)	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.409	9.815	10.272	10.448
di cui all'estero		6.045	6.123	6.781	6.971
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	22,3	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata ^{(a)(f)}	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6	21,4
Emissioni fuggitive di metano ^(a)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	9,2	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(a)	(miliardi di Sm ³)	1,2	1,0	1,2	1,4
Net carbon footprint upstream (Scope 1 + 2) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,0	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(a)	(barili)	436	882	988	1.595
Acqua di produzione reiniettata ^(a)	(%)	58	53	58	60

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

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

(f) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 milioni di boe, rispettivamente nel 2021, 2020, 2019 e 2018.

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

Nel 2021 con l'attenuazione dell'emergenza sanitaria e la vigorosa ripartenza macroeconomica, il settore Exploration & Production ha registrato una robusta performance e ha continuato ad investire nella transizione energetica sviluppando i progetti di CCUS ed iniziative in ambito Natural Climate Solutions per accelerare il conseguimento dell'obiettivo net zero per gli ambiti emissivi 1 e 2 del business.

In particolare, nel Regno Unito, il progetto integrato HyNet per il trasporto, la cattura e lo stoccaggio di CO₂, operato da un consorzio di aziende di cui Eni è capofila, è stato selezionato dal Governo britannico tra le iniziative di decarbonizzazione di maggiore interesse ai fini dell'ottenimento dei finanziamenti pubblici, consentendo prevedibilmente l'avvio delle attività entro il 2025 ed aprendo l'opportunità di accedere a un modello di business a tariffa regolata. Sono proseguite le iniziative nell'ambito di Natural Climate Solutions, tra cui i progetti mirati alla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo e inquadrati nello schema REDD+ delle Nazioni Unite. In particolare, nel corso del 2021, oltre il Luangwa Community Forest, si sono aggiunti ulteriori progetti nella Repubblica dello Zambia e in Tanzania. Inoltre, in Africa, sono stati firmati accordi di collaborazione con i Governi di Kenya, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Benin, Mozambico e Ruanda per la realizzazione di progetti di agribusiness per colture a ridotto impatto ambientale da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni, promuovendo l'economia circolare attraverso il recupero e la valorizzazione di aree marginali non in competizione con la catena alimentare e la creazione di opportunità occupazionali e di sviluppo locale. Questi progetti saranno sostenuti dalla ricerca Eni che, in collaborazione con un partner di lunga esperienza come Bonifiche Ferraresi, fornirà il supporto agronomico per la sperimentazione e lo sviluppo delle coltivazioni più idonee.

L'esplorazione rimane competenza distintiva di Eni ed è un driver strategico del percorso di decarbonizzazione, nel duplice ruolo di garanzia del rimpiazzo delle riserve prodotte per assicurare gli approvvigionamenti energetici di cui la società ha bisogno durante la transizione e di allineamento del portafoglio di risorse agli obiettivi di mix produttivo e di profili emissivi di medio-lungo termine coerenti con il target di net zero. Il principale successo dell'anno è stato quello della scoperta del giant Baleine nell'offshore profondo della Costa

d'Avorio, con un potenziale minerario di oltre 2 miliardi di barili di olio in posto e circa 2,4 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato che sarà sviluppato in modalità fast-track e per fasi e sarà il primo progetto del continente africano realizzato con zero emissioni nette (Scope 1 e 2).

La riduzione del time-to-market delle riserve è l'altro driver di creazione di valore dell'upstream. La fase di sviluppo genera valore grazie all'integrazione con la fase esplorativa per massimizzare le sinergie con gli asset esistenti, la parallelizzazione delle attività e l'approccio fast-track che prevede l'avvio in early production e il successivo ramp-up per ridurre l'esposizione finanziaria. Con questo modello nel 2021 abbiamo conseguito gli start-up delle scoperte nel Blocco operato 15/06 in Angola, di Merakes in Indonesia, Berkine in Algeria e di Mahani in EAU.

Anche il portafoglio upstream rimane un'importante leva di creazione di valore per la transizione energetica, come dimostrano, da un lato, il successo della quotazione di Vår Energi presso la borsa norvegese e, dall'altro, la prossima creazione insieme a BP di un veicolo strategico in Angola che combinerà le operazioni dei due partner, creando un top player nel Paese.

I PAESI DI ATTIVITÀ

ITALIA

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2021 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 83 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionio, nell'Appennino Centro-Meridionale e nell'onshore/offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 14.897 chilometri quadrati (12.118 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di produzione sono regolate da contratti di concessione in esercizio (25 nell'onshore e 52 nell'offshore).

L'Italia è un bacino minerario maturo. I piani Eni a medio termine sono focalizzati all'ottimizzazione dei giacimenti in produzione, al recupero del potenziale minerario residuo e alla razionalizzazione impiantistica.

Mare Adriatico e Ionio

Produzione I principali giacimenti di Barbara, Annamaria, Clara NW (Eni 51%), Luna, Angela, Hera Lacinia e Bonaccia e i relativi satelliti hanno fornito nel 2021 il 36% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. La produzione, operata attraverso 53 piattaforme fisse (di cui 4 presidiate), è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Il sistema è continuamente sottoposto a rigorosi controlli di sicurezza, attività manutentiva e ottimizzazione della produzione.

Sviluppo Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi Annalisa (Eni 100%) e Calipso (Eni 51%); e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". La dismissione di 6 piattaforme è in corso di autorizzazione ministeriale. Relativamente alle 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.

Nel 2021 è stato siglato il IX Accordo di collaborazione con il Comune di Ravenna, che prevede iniziative nell'ambito: (i) ambientale, attraverso studi e programmi di monitoraggio e di salvaguardia dell'area costiera e tutela del territorio; (ii) interventi di efficientamento energetico; (iii) formazione professionale, sostegno all'economia locale e valorizzazione delle attività del territorio; e (iv) in collaborazione con diversi stakeholder locali, progetti socio-culturali e programmi di educazione ambientale e sviluppo sostenibile.

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 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Il programma prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2023, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. Lo sviluppo su scala industriale è previsto in una successiva fase. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto positivo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esauriti.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 61%) in Basilicata. La concessione è esercitata in regime di prorogatio essendo scaduto il titolo nell'ottobre 2019; è in corso l'iter amministrativo per la proroga decennale sulla base del programma lavori vigente. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è trattata presso il centro olio di Viggiano. Nel 2021 i giacimenti hanno fornito circa il 47% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo Nel corso del 2021 è avvenuta la fermata generale dell'impianto produttivo della concessione Val d'Agri per eseguire le attività di manutenzione obbligatoria decennale, con il coinvolgimento di tutti gli stakeholder locali e nel pieno rispetto delle normative e delle tematiche di salute, sicurezza e tutela ambientale.

Le attività hanno riguardato ispezioni e manutenzioni nonché interventi relativi al miglioramento e all'upgrading degli impianti produttivi. Sono proseguite le attività del progetto Energy Valley nelle aree adiacenti il Centro Olio di Val d'Agri, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione, progetti di riqualificazione e valorizzazione del territorio attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali. In particolare: (i) nell'ambito delle iniziative di riqualificazione agricola, con il progetto "Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione" sono state avviati programmi di agricoltura sostenibile e la realizzazione di infrastrutture in ambito agritech; e (ii) l'avvio di programmi di biomonitoraggio attraverso l'applicazione di tecniche innovative. Nell'ambito delle partnership strategiche con gli stakeholder, Eni, Shell e la Regione Basilicata hanno siglato un Accordo Preliminare al Nuovo Protocollo d'Intenti Concessione Val d'Agri, in corso di negoziazione, volto a definire i termini principali di un programma di misure di compensazione legate al programma lavori della Concessione a supporto dello sviluppo regionale, anche attraverso linee di azione legate ad attività non-oil ispirate a principi di sostenibilità.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2021 hanno prodotto circa l'11% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Tesauro (Eni 45%), Giaurone, Fiumetto, Prezioso e Bronte.

Sviluppo Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono stati avviati i lavori di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%), che avranno una durata di quasi 3 anni con investimenti per oltre €700 milioni. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality.

Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, è stato ratificato l'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela per creare un centro di stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate.

RESTO D'EUROPA

NORVEGIA

Eni è presente in Norvegia dal 1965 e opera attraverso la joint venture Vår Energi.

Nel febbraio 2022, Eni e il fondo azionario HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil & Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una partecipazione di circa l'11,2% del capitale sociale della partici-

ta. A seguito del closing dell'operazione, la partecipazione di Eni si riduce al 64,3%.

L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 27.927 chilometri quadrati (7.272 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 172 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (Production License, PL) che autorizzano il detentore a effettuare rilievi sismici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti operati da Vår Energi di Goliat (Eni 45,40%) nel Mare di Barents, Marulk (Eni 13,97%) nel Mare di Norvegia nonché Balder & Ringhorne (Eni 62,87%) e Ringhorne East (Eni 48,88%) nel Mare del Nord norvegese. La produzione di questi giacimenti ha fornito circa il 18% della produzione in quota Eni del Paese.

Inoltre, Vår Energi partecipa in 32 licenze produttive nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Norvegia tra cui: Ekofisk area, Snorre, Grane, Statfjord, Fram, Sleipner, Åsgard, Tyrihans, Ormen Lange, Mikkell, Kristin e Heidrun.

Sviluppo Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 20,96%) con start-up previsto nel 2024; (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 2023; (iii) il progetto sanzionato Breidablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di 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; e (iv) il raggiungimento della decisione finale d'investimento del progetto a gas e condensati Tommeliten Alpha Development nella PL 044 (Eni 6,38%), nel Mare del Nord norvegese.

Nel settembre 2021 è stato firmato un Cooperation Agreement con altri operatori Oil & Gas dell'area per valutare la fattibilità del Barents Blu-Ammonia Project. Il progetto prevede la valorizzazione del gas del campo di Goliat attraverso la produzione e commercializzazione di ammoniaca blu. La CO₂ catturata nel processo di produzione sarà trasportata e stoccata in un giacimento offshore in via di esaurimento.

Esplorazione Vår Energi partecipa in 137 licenze esplorative, di cui 35 operate.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Isflak nella licenza PL 532 (Eni 21%) nel Mare di Barents. La nuova scoperta sarà collegata all'hub di produzione di Johan Castberg in corso di sviluppo; (ii) Blasto nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord, in prossimità delle facility produttive del progetto Fram (Eni 17,46%); (iii) Garantiana West nella licenza PL 554 (Eni 21%) nel Mare del Nord. Le attività prevedono lo sviluppo congiunto con il campo

di Garantiana attraverso un collegamento alle vicine infrastrutture del campo di Snorre (Eni 12,99%); (iv) King and Prince in PL 027 (Eni 62,86%) adiacente al campo Balder (Eni 62,87%); (v) Tyrihans North Ile in PL 073 (Eni 8,4%) nel Mare del Nord; e (vi) a olio e gas di Rodhette in PL 901 (Eni 34,9%) nel Mare di Barents, a nord del campo di Goliat.

Le recenti scoperte esplorative confermano il successo della strategia esplorativa "ILX" ("Infrastructure Led Exploration") mirata alla commercializzazione di riserve addizionali ad elevato valore e con rapido time-to-market.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel corso del 2021 di 13 licenze esplorative, di cui 8 operate, principalmente nel Mare del Nord e Mare di Barents; (ii) nel gennaio 2022 di 5 licenze esplorative come operatore e di 5 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese.

Le nuove licenze acquisite si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.

REGNO UNITO

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese e nel Mare d'Irlanda per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 2.199 chilometri quadrati (1.487 chilometri quadrati in quota Eni), di cui 577 chilometri quadrati relativi all'attività CCUS nel Paese.

Nel 2021, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 41 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Sono in corso le attività con le autorità competenti del Paese, in particolare con BEIS (il dipartimento per Business, Energy & Industrial Strategy) e OGA (Oil & Gas Authority - OGA), per definire il quadro regolatorio e modello di business per i progetti di CCUS.

Produzione Eni partecipa in 3 aree produttive, di cui come operatore in Liverpool Bay (Eni 100%). Gli altri principali giacimenti non operati sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), Glenelg (Eni 8%), Joanne e Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%).

Nel luglio 2021 Eni ha acquisito il campo in produzione di Conwy (Eni 100%) nell'area di Liverpool Bay, in prossimità di facility esistenti. L'operazione oltre ad incrementare il livello produttivo nel Paese facendo leva sulle sinergie operative, rientrerà nel prossimo futuro negli asset destinati durante la fase di abbandono a possibili transizioni verso progetti di stoccaggio di CO₂.

Sviluppo Nell'ambito del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio: (i) nel marzo 2021, il progetto ha ricevuto un finanziamento di £33 milioni erogati dall'Ente nazionale inglese UK Research and Innovation (UKRI) attraverso il fondo Industrial Decarbonisation Challenge (IDC), di cui £21 milioni per coprire il 50% degli studi di ingegneria per la fase di

trasporto e stoccaggio; (ii) nel maggio 2021, Eni e Progressive Energy Limited hanno siglato un accordo quadro per accelerare ulteriormente lo sviluppo del progetto. In base all'accordo, Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti della baia di Liverpool, mentre Progressive Energy guiderà e coordinerà gli aspetti di cattura e produzione di idrogeno del progetto per conto di HyNet North West, collegando così le fonti di emissioni di CO₂ alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di Eni; (iii) nell'ottobre 2021 il progetto, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i due progetti prioritari CCS nel Paese che per primi potranno ricevere supporto governativo; (iv) sono stati firmati 19 Memorandum of Understanding con le industrie locali ("Emitters") per assicurare il profilo di stoccaggio di CO₂ del progetto.

Lo start-up del progetto HyNet North West è previsto a fine 2025 con una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che in una fase successiva a partire dal 2030 sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno. Il progetto HyNet North West contribuirà a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal Governo del Regno Unito al 2030; nonché parteciperà anche alla produzione dell'80% del target di 5 GW di idrogeno low carbon annunciato dal Paese sempre al 2030 per un'ulteriore decarbonizzazione dei trasporti, dell'industria e delle utenze anche domestiche dell'intera area.

Inoltre, nel novembre 2021, Eni ha presentato all'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (OGA) una richiesta per l'ottenimento di una nuova licenza per la possibile realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ nei giacimenti offshore esausti di Eni nella licenza di Hewett, dove la produzione è terminata nel 2020, per lo sviluppo futuro dell'area di Bacton come hub per la produzione di idrogeno.

In linea con una razionalizzazione del portafoglio progetti di CCS nel Regno Unito e con l'obiettivo di valorizzare asset upstream operati, nel 2021 Eni ha annunciato l'uscita dai progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%) in corso di sviluppo con altri partner del settore Oil & Gas.

Le altre attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) programma di ottimizzazione della produzione, attività manutentive e di asset integrity nel campo operato di Liverpool Bay; (ii) la perforazione di pozzi di infilling e attività manutentive nei campi di Elgin/Franklin e J-Area; e (iii) le attività di abbandono a progetto nella Hewett Area.

Esplorazione Eni partecipa in 9 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 16% e il 100%, 2 dei quali operati.

Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord. Successivamente è stata finalizzata un'operazione di farm-out del 50%.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Talbot Appraisal (Eni 33%) e Jade South (Eni 7%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva sulle facility produttive presenti nell'area.

AFRICA SETTENTRIONALE

ALGERIA

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2021 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 85 mila boe/giorno.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 10.791 chilometri quadrati (4.765 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività è concentrata nel deserto di Bir Rebaa, nell'area centro orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo, operati da Eni: (i) i Blocchi 403a/d (Eni dal 65% al 100%); (ii) il Blocco ROM Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) il Blocco 403 (Eni 50%); (v) il Blocco 405b (Eni 75%); e (vi) i Blocchi di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Berkine Nord (Eni 49%). Inoltre, Eni partecipa nei blocchi non operati 404 e 208 con una quota del 12,25%.

Nel corso del 2021 Eni e Sonatrach hanno firmato diversi accordi negli ambiti dell'esplorazione e produzione, ricerca e sviluppo e decarbonizzazione. In particolare: (i) rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo nella regione del bacino del Berkine, anche attraverso la realizzazione di un hub di sviluppo del gas e del petrolio in sinergia con le installazioni esistenti di MLE-CAFC. Nel marzo 2022 è stata ratificata l'assegnazione di un nuovo PSC nel prolifico bacino del Berkine South (Eni 49%, operatore); (ii) è stato firmato un Memorandum d'Intesa per lo sviluppo di iniziative congiunte nel settore delle nuove tecnologie, delle energie rinnovabili, dell'idrogeno, della cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂, della bioraffinazione, e di molteplici altre iniziative in linea con l'impegno di Eni verso il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

Nell'aprile 2022 facendo leva sulle consolidate relazioni con il paese è stato definito un accordo quadro finalizzato a rafforzare le operazioni congiunte nel settore upstream con l'obiettivo di aumentare i flussi di export di gas naturale verso l'Europa.

Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione.

Blocchi 403a/d e ROM Nord

Produzione Nel 2021 l'area ha fornito circa il 17% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN, ROMN, ROM e satelliti. La produzione di ROMN, ROM e satelliti (ZEA, ZEK e REC) è raccolta presso la Central Production Facilities (CPF) di ROM e inviata all'impianto di trattamento di BRN per il trattamento finale; la produzione del campo HBN è trattata nel centro olio HBNS operato dal Groupement Berkine.

Sviluppo Nell'anno sono state eseguite attività per ottimizzazione della produzione e interventi di workover sul campo di ZEA.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2021 l'area ha fornito circa il 16% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti.

Sviluppo Nell'anno sono state eseguite attività per ottimizzazione della produzione.

Blocco 403

Produzione Nel 2021 l'area ha fornito circa l'11% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW. La produzione è trattata dall'impianto di MLE nel Blocco 405b.

Sviluppo Nell'anno sono state eseguite attività per ottimizzazione della produzione sui campi BRN e BRW.

Blocco 405b

Produzione Nel 2021 l'area ha fornito circa il 10% della produzione Eni nel Paese dal progetto MLE-CAFC. L'export della produzione avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione della produzione.

Blocco 404

Produzione Nel 2021 l'area ha fornito circa il 16% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN HBNS e Ourhoud.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione della produzione.

Blocco 208

Produzione Nel 2021 il blocco ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese, principalmente dal giacimento El Merk. La produzione è trattata presso un impianto della capacità di 17 milioni di metri cubi/giorno di gas e con due treni di trattamento olio da 65 mila barili/giorno ciascuno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di manutenzione.

Blocchi Sif Fatima II, Ourhoud II e Zemlet El Arbi

Produzione Nel 2021 l'area ha fornito circa il 16% della produzione Eni nel Paese, principalmente dall'area Berkine Nord. La produzione è trattata presso l'impianto di MLE nel Blocco 405b.

Esplorazione Nel marzo 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta ad olio e gas associato di HDLE nella concessione Zemlet el Arbi (Eni 49%). La nuova scoperta si stima contenere circa 140 milioni di barili di olio in posto. Il pozzo è localizzato nei pressi degli impianti di trattamento del giacimento di Bir Rebaa Nord, che consentirà uno sviluppo fast track della scoperta.

LIBIA

Eni è presente in Libia dal 1959. Nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 168 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 26.636 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è raggruppata in 6 aree contrattuali; onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex Concessione 100 (Bu-Attifel) e il Blocco NC 125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Eni 33,3%); e (iv) Area D,

con il Blocco NC 169, nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); offshore: (i) Area C, con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); ed (ii) Area D, con il Blocco NC 41, parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di EPSA.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico. Il Paese ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora, compromettendo a più riprese la regolarità e la sicurezza delle operazioni dell'Eni nel Paese. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione nel Paese che ha consentito la ripresa di tutte le attività operative fatta eccezione per gli impegni esplorativi sui quali persiste lo stato di Forza Maggiore. Questa nuova fase di stabilizzazione ha caratterizzato buona parte del 2021 anche grazie alla formazione di un nuovo Governo di Unità Nazionale con l'obiettivo di portare il Paese ad elezioni entro la fine del 2021. Purtroppo, il processo elettorale è stato rimandato a data da definire, riportando oggi il Paese in una situazione di incertezza politica e sociale. Per cui il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza. Per maggiori informazioni si veda la Relazione Finanziaria Annuale 2021.

TUNISIA

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 9 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 6.112 chilometri quadrati (2.187 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Produzione La produzione è fornita dalle seguenti concessioni operate: offshore Maamoura e Baraka (Eni 49%); onshore Adam (Eni 25%), Oued Zar (Eni 50%), Djebel Grouz (Eni 50%), MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente la perforazione e la messa in produzione di un pozzo addizionale nella concessione MLD.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2021 la produzione di idrocarburi è stata di 360 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 21% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 18.712 chilometri quadrati (6.776 chilometri quadrati in quota Eni). I principali asset Eni nel Paese sono: (i) il blocco Shorouk (Eni 50%) nell'offshore del Mediterraneo con il giacimento giant a gas di Zohr; (ii) la concessione del Sinai, principalmente i giacimenti Be-layim Marine-Land ed Abu Rudeis (Eni 100%); (iii) nel Deserto Occidentale le concessioni Meleiha (Eni 76%), South West Meleiha (Eni 100%), Ras Qattara (Eni 75%) e West Abu Gharadig (Eni 45%);

e (iv) le concessioni di Baltim (Eni 50%), Nile Delta (Eni 75%), North Port Said (Eni 100%), West Razzak (Eni 100%) e Tamsah (Eni 50%). Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr (Eni 50%) e South Ghara (Eni 25%).

Nel luglio 2021 è stato firmato un accordo con le società di Stato dell'energia, dell'elettricità e del gas per valutare la fattibilità tecnica ed economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO₂ in giacimenti esausti di gas naturale.

Nel gennaio 2022, Eni si è aggiudicata cinque nuove licenze esplorative, quattro delle quali operate, nell'offshore e onshore egiziano, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni: Mediterraneo Orientale, Deserto Occidentale e Golfo di Suez, per una superficie totale di circa 8.410 chilometri quadrati.

Nell'aprile 2022 con la società di Stato egiziana EGAS è stato concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente e attraverso l'esplorazione near-field, con l'obiettivo di incrementare la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di 3 miliardi di metri cubi nel 2022.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Blocco Shorouk

Produzione La produzione dell'area è fornita dal campo di Zohr. Nel 2021 il giacimento ha raggiunto il livello produttivo pari a circa 183 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività relative allo sviluppo della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) attività di EPCI (engineering, procurement, construction & installation) per la realizzazione di nuove facility sottomarine e di due nuove unità di trattamento della capacità di 6.000 barili/giorno per la gestione e il recupero dell'acqua di produzione. È allo studio la realizzazione di ulteriori tre unità della capacità di 9.000 barili/giorno; e (ii) il proseguimento delle attività di drilling di sviluppo con il completamento di due pozzi produttori che saranno avviati in produzione nel corso del 2022.

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 diversi programmi di intervento da realizzarsi entro il 2024. 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 programma, per un valore complessivo di \$20 milioni, include iniziative di supporto socio-economico, sanitario e formazione, a favore delle comunità locali. In particolare: (i) a seguito del completamento del centro di assistenza sanitaria nell'area di Port Said, nel corso del 2021 è stata avviata la fase 2 del programma. Le attività previste includono l'equipaggiamento dell'ospedale, la formazione del personale sanitario e campagne

di sensibilizzazione sanitaria; (ii) con la realizzazione di un centro giovanile completato nel 2020, sono state avviate le iniziative di formazione che saranno realizzate da Eni. In particolare, è stata avviata la Zohr Applied Technology School in partenariato con El Sewedy Electric Foundation ed in coordinamento con le autorità locali. Sono stati avviati i lavori civili di ristrutturazione delle infrastrutture che sono stati completati nel corso dei primi mesi del 2022; e (iii) alla fine del 2021 si sono concluse le attività d'identificazione di un programma di educazione tecnica. L'avvio delle attività formative è previsto nel corso del 2022.

Sinai

Produzione La produzione dell'area è stata di circa 68 mila barili/giorno (52 mila barili/giorno in quota Eni) ed è fornita principalmente dai giacimenti Belayim Marine, Belayim Land e Abu Rudeis.

Sviluppo Nel corso del 2021 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento di attività di drilling di sviluppo e conseguente start-up produttivo nelle aree in produzione nonché programmi di ottimizzazione della produzione attraverso attività di work-over; (ii) un programma di Asset Integrity con diverse iniziative per migliorare la sicurezza impiantistica e il mantenimento degli standard ambientali; (iii) l'avvio delle attività di studio per la messa in opera di un campo fotovoltaico da 15 MW nell'area del giacimento di Abu Rudeis al fine di abbattere contemporaneamente i costi di energia elettrica dalla rete nazionale e le relative emissioni di CO₂. Lo start-up è previsto entro la fine del 2022.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field con il pozzo esplorativo mineralizzato a olio di BLSE 1 e conseguente start-up attraverso il collegamento alle facility produttive esistenti.

North Port Said

Produzione Nel 2021 la produzione della concessione è stata di circa 13 mila boe/giorno (circa 9 mila boe/giorno in quota Eni). Parte della produzione della concessione è destinata all'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) con una capacità di trattamento di 37 milioni di metri cubi di gas/giorno e una produzione annua di circa 159 mila tonnellate di propano, 97 mila tonnellate di GPL e circa 1.057 milioni di barili di condensati.

Baltim

Produzione Nel 2021 la produzione della concessione è stata di circa 91 mila boe/giorno (circa 29 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività in corso hanno riguardato un programma di drilling di sviluppo.

Nile Delta

Produzione La produzione è fornita principalmente dal progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito della Great Nooros Area, nella concessione Abu Madi West (Eni 75%), che nel 2021 ha prodotto circa 90 mila boe/giorno (circa 44 mila boe/giorno in quota Eni).

Ras el Barr

Produzione Nel 2021 la produzione dell'area è stata di circa 19 mila boe/giorno (circa 11 mila boe/giorno in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py e Seth.

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tuna, Temsah e Denise, la cui produzione nel 2021 è stata di circa 14 mila boe/giorno (circa 5 mila boe/giorno in quota Eni).

Deserto Occidentale

Produzione L'area comprende le concessioni produttive di Meleiha, Meleiha Deep, South West Meleiha, Ras Qattara, West Abu Gharadig, East Kanays e West Razzak che nel 2021 hanno prodotto circa 42 mila boe/giorno (circa 21 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel giugno 2021, è stato firmato con l'Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) e Lukoil un accordo per l'unione e l'estensione al 2036, con la possibilità di ulteriore prolungamento al 2041, delle concessioni delle aree contrattuali di Meleiha e Meleiha Deep. L'accordo permetterà di valorizzare, attraverso condizioni contrattuali migliorative, le considerevoli risorse dell'area, aggiungendo nuovo potenziale esplorativo. Inoltre, la costruzione di un nuovo impianto di trattamento del gas, che sarà connesso alle facility produttive esistenti, offrirà la possibilità di sviluppare ulteriormente le riserve dell'area.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento di attività di drilling di sviluppo e conseguente start-up produttivo nelle aree in produzione nonché programmi di ottimizzazione della produzione attraverso attività di work-over.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel 2021 con 8 pozzi esplorativi di successo mineralizzati a olio e gas naturale e già avviati in produzione; (ii) nell'aprile 2022 con nuove scoperte ad olio e gas nei pressi della concessione di Meleiha già allacciate agli impianti di estrazione esistenti. 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 minerario anche in aree produttive mature.

Egitto GNL

Eni partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,2 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di circa 8 miliardi di metri cubi di gas/anno.

AFRICA SUB-SAHARIANA

ANGOLA

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 120 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva

sviluppata e non sviluppata di 33.429 chilometri quadrati (10.810 in quota Eni).

Il principale asset nel Paese è il Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore), situato nelle acque profonde angolane, con i progetti West Hub ed East Hub, entrambi rispettivamente in produzione dal 2014 e 2017. Altri blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) in Cabinda nel nord del Paese; (ii) il Blocco 3 e 3/05-A (Eni 12%) nell'offshore del Paese; (iii) il Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) il Blocco 14K/A IMI (Eni 10%); e (v) il Blocco 15 (Eni 18%) nell'offshore profondo.

Nel marzo 2022, firmato l'accordo con BP per la costituzione di Azure Energy, una nuova business combination a controllo congiunto dei rispettivi portafogli upstream nel Paese, che segue il memorandum d'intesa (MoU) non vincolante di maggio 2021. In particolare, la nuova società potrà generare significative sinergie operative, perseguire un ambizioso piano di investimenti e aumentare il tasso di crescita nell'area. L'operazione evidenzia l'impegno di entrambe le società a continuare a sviluppare il potenziale del settore upstream del Paese e nel contempo supportare il processo di transizione energetica attraverso lo sviluppo di progetti a gas e nell'ambito delle energie rinnovabili. Il closing dell'operazione è soggetta a determinate condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità locali preposte.

Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un protocollo d'intesa con ANPG e Sonangol per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock al sistema di bioraffinazione Eni.

Nel dicembre 2021, è stata conseguita la FID dei campi di Quiluma & Maboqueiro nell'ambito del primo sviluppo del New Gas Consortium (Eni 25,6%). Il progetto prevede due piattaforme offshore, un impianto onshore di trattamento gas e il collegamento all'impianto A-LNG per la commercializzazione del gas, attraverso carichi di GNL, e condensati.

Nel 2021 è stata raggiunta la FID e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) per la prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe. Il progetto segue la firma del protocollo d'intenti con la compagnia di stato Sonangol nel 2019 che includeva la costituzione della società a controllo paritetico Solenova per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile. L'avvio dell'impianto è previsto nel quarto trimestre 2022 con una capacità di 25 MW, incrementabili in una ulteriore fase fino a raggiungere una capacità totale di 50 MW. Il progetto consentirà di limitare il consumo di gasolio per la generazione di elettricità, riducendo di conseguenza le emissioni di gas serra (GHG) e contribuendo al processo di transizione energetica del Paese. Le attività in programma prevedono anche diverse iniziative nell'ambito dell'accesso all'energia e all'acqua, salute e istruzione.

I programmi e le iniziative di sviluppo locale sono proseguiti nell'anno, in particolare: (i) il progetto integrato South West nelle province di Huila e Namibe a supporto delle comunità locali colpite dalla siccità; (ii) nell'ambito dell'accesso all'energia, con

interventi di elettrificazione di centri di salute con l'installazione di pannelli solari; (iii) un programma di sviluppo agricolo nell'area di Cabinda in collaborazione con le istituzioni locali; (iv) continuo supporto all'iniziativa di Halo Trust per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela; e (v) diverse iniziative nell'ambito della salute nelle aree di Luanda, Cabinda e Zaire che prevedono programmi di formazione del personale sanitario nonché la fornitura di attrezzature e materiale medico.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Angola sono regolate da contratti di concessione e da Production Sharing Agreement.

Blocco 15/06

Produzione La produzione del blocco è fornita dai due progetti West Hub ed East Hub, che nel 2021 hanno prodotto 113 mila boe/giorno (51 mila boe/giorno in quota Eni). Lo schema di sviluppo dei due progetti West Hub ed East Hub prevede l'allacciamento sequenziale alle due FPSO delle numerose scoperte dell'area a sostegno del plateau produttivo.

Sono stati raggiunti gli start-up produttivi: (i) nel 2021, del campo di Cuica, a soli 4 mesi dalla scoperta, e di Cabaça North attraverso la FPSO Armada Olombendo con l'obiettivo di incrementare e sostenere il plateau produttivo dell'area; (ii) nel febbraio 2022, del progetto di Ndungu Early Production attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, progettata per avere una capacità di trattamento di circa 100 mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge anche grazie agli upgrade di impianto effettuati nel 2021 per minimizzare le emissioni, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni per l'azzeramento delle emissioni.

Gli start-up produttivi raggiunti confermano il successo della campagna di esplorazione ILX (Infrastructure Led Exploration) condotta nel Blocco, che attraverso l'applicazione di uno sviluppo modulare e semplificato consente un rapido time-to-market delle scoperte effettuate.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto di Agogo Early Production Phase 2, con l'avvio delle attività per la realizzazione delle facility sottomarine necessarie. Il futuro programma di sviluppo di Agogo prevede anche una fase di full field development che include la realizzazione di una ulteriore FPSO. In particolare, sono stati completati gli studi di concept definition, le attività di FEED e sono state avviate le procedure per l'assegnazione dei contratti principali.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel 2021 con la scoperta a olio di Cuica-1 nell'area di sviluppo di Cabaça, che consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco; e (ii) nel marzo 2022 con il pozzo di delineazione Ndungu-2 che consente di incrementare la stima delle risorse del giacimento fino a 800-1.000 milioni di boe in posto.

Blocco 0

Produzione Nel 2021 la produzione del blocco è stata di 205

mila boe/giorno (20 mila boe/giorno in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo, Banzala e Mafumeira nell'Area A (13 mila boe/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (7 mila barili/giorno in quota Eni). Il gas associato alla produzione del Blocco 0 è inviato, attraverso il gasdotto Congo River Crossing, all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito) ed in parte fornito al mercato domestico, per la generazione elettrica nella regione di Cabinda.

Nel dicembre 2021 è stata conseguita l'estensione ventennale del Blocco 0, con termine della scadenza al 2050.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Sanha Lean Gas Connection and Booster Gas Compressor con l'obiettivo di incrementare la produzione del gas associato del Blocco 0 da destinare all'impianto di liquefazione A-LNG; (ii) lo sviluppo del giacimento di Lifua-A, con la realizzazione di facility offshore. Lo start-up è previsto nel 2022; e (iii) le attività di FEED dei progetti South Ndola e Sanha-Mafumeira connector che prevedono la realizzazione delle facility di trasporto per la messa in produzione delle riserve residuali dell'area.

Blocco 3 e 3/05-A

Produzione Il Blocco è suddiviso in tre aree produttive offshore. Il petrolio è inviato alla nave di stoccaggio Palanca FSO per l'esportazione. Nel 2021 la produzione complessiva dell'area è stata di 21 mila boe/giorno (2 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato l'avvio delle attività di FEED del progetto Punja.

Blocchi 14 e 14K/A IMI

Produzione Nel 2021 i blocchi hanno prodotto circa 59 mila boe/giorno (9 mila boe/giorno in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono Landana e Tombua nonché Benguela-Belize/Lobito-Tomboco e Lianzi. Il gas associato prodotto nell'area viene trasportato attraverso il gasdotto Congo River Crossing all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Blocco 15

Produzione Nel 2021 il blocco ha prodotto circa 163 mila boe/giorno (18 mila boe/giorno in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nel 2004, e Marimba avviato nel 2007 attraverso l'FPSO di Kizomba A; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel 2005 con l'FPSO Kizomba B; (iii) Saxi/Batuque e Mondo avviati nel 2008 per mezzo di due FPSO aggiuntive; (iv) Clochas e Mavacola avviati nel 2012 con il progetto Kizomba Satellite Fase 1; e (v) Bavuca, Kakocha e Mondo South avviati nel 2015 con il progetto Kizomba Satellite Fase 2.

Angola GNL

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG (ALNG) che gestisce un impianto di liquefazione, presso Soyo, con una capacità di trattamento di circa 10 miliardi di metri cubi/anno di feed gas e di liquefazione di 5,2 milioni di tonnellate/anno

di GNL. La produzione nel corso del 2021 è stata di circa 20 mila boe/giorno in quota Eni.

CONGO

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2021 è stata di 70 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'area di Koilou nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.484 chilometri quadrati (1.306 in quota Eni).

Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un Memorandum d'Intesa con le autorità del Paese per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture di ricino su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock alle bioraffinerie Eni.

Nell'aprile 2022 facendo leva sulle consolidate relazioni con il paese è stato definito un accordo quadro finalizzato a rafforzare le operazioni congiunte nel settore upstream con l'obiettivo di aumentare i flussi di export di gas naturale verso l'Europa. In particolare l'aumento della produzione di gas nel Paese farà leva anche sullo sviluppo di un progetto GNL con avvio previsto nel 2023 e capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi / anno (v. di seguito).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita principalmente dai giacimenti operati di Nené Marine e Litchendjili (Eni 65%), Zatchi (Eni 55,25%), Loango (Eni 42,5%), Ikalou (Eni 85%), Djambala (Eni 50%), Foukanda e Mwafi (Eni 58%), Kitina (Eni 52%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%) e Kouakouala (Eni 74,25%) con una produzione nel 2021 di circa 81 mila boe/giorno (60 mila boe/giorno in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi Pointe-Noire Grand Fond (Eni 29,75%) e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 29 mila boe/giorno (10 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel corso del 2021 in linea con la strategia Eni di razionalizzazione del portafoglio produttivo, sono stati rilasciati gli asset operati di Loango II (Eni 42,5%) e Zatchi II (Eni 55,25%), con effetto 1 gennaio 2022.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) nell'ambito di possibili sviluppi di progetti GNL, il PSA del permesso produttivo Marine XII è stato emendato per includere un nuovo regime fiscale ad essi dedicato. In particolare, sono in corso gli studi per sviluppo fast-track del progetto di valorizzazione del gas associato e non associato sia per la produzione di energia elettrica per il mercato domestico sia per l'esportazione di GNL, anche con l'obiettivo di supportare il target dello zero routine flaring. Il progetto per l'esportazione del GNL prevede lo sviluppo modulare e per fasi con un ridotto time-to-market. Lo start-up è previsto nel 2023 e una capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi/anno; (ii) l'ulteriore

fase di sviluppo del giacimento in produzione Nené-Banga nel blocco Marine XII, con la costruzione della nuova piattaforma produttiva. Lo start-up è previsto nella seconda metà del 2022; (iii) nell'ambito dei programmi culturali a sostegno delle comunità locali, si è proseguito nella realizzazione del Centro di ricerca a Oyo, che si prevede di inaugurare e rendere operativo già nel 2022; e (iv) 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; e (v) il programma CATREP a sostegno dell'economia agricola locale, attraverso iniziative nell'applicazione di tecniche agronomiche innovative con l'obiettivo di integrare i produttori locali all'interno della filiera a supporto del Memorandum d'Intesa di agri-biofeedstock firmato nel 2021.

GHANA

Eni è presente in Ghana dal 2009. L'attività è concentrata nell'offshore profondo del Paese su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.156 chilometri quadrati (495 chilometri quadrati in quota Eni). Eni è operatore con una quota del 44,44% del permesso Offshore Cape Three Points (OCTP), regolato da un accordo di concessione e con una quota del 42,47% nella licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 36 mila boe/giorno in quota Eni fornita dal progetto operato OCTP. L'OCTP è l'unico progetto di sviluppo di gas non associato in acque profonde interamente dedicato al mercato domestico nell'Africa Sub-Sahariana e garantirà al Ghana 15 anni di forniture affidabili di gas ad un prezzo competitivo, dando un contributo sostanziale all'accesso all'energia e allo sviluppo economico del Paese. Il progetto è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e reiniezione dell'acqua prodotta.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato un programma di ottimizzazione della produzione per contrastare il declino naturale del giacimento OCTP.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta di Eban nella licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4, in prossimità dell'hub produttivo di Sankofa.

MOZAMBICO

Eni è presente in Mozambico dal 2006 a seguito dell'acquisizione del blocco Area 4 nel bacino offshore di Rovuma, localizzato nell'area settentrionale del Paese. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a fronte di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di soli 3 anni. Ad oggi sono state accertate risorse in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi.

Nel febbraio 2022, Eni e il Ministero dell'Agricoltura e dello

Sviluppo Rurale della Repubblica del Mozambico hanno firmato un accordo per la cooperazione e lo sviluppo di progetti agricoli nel Paese, finalizzati alla produzione di semi oleaginosi e oli vegetali da utilizzare come agro-biofeedstock per la produzione di biocarburanti.

Sviluppo Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, 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. Le attività di sviluppo del progetto sono in via di completamento. Lo start-up è previsto entro la fine del 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 (TotalEnergies), 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. Gli operatori di Area 4 continuano le attività di revisione del progetto, anche attraverso la massimizzazione delle sinergie con Area 1, per ottimizzare i costi di sviluppo.

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, sono stati completati i progetti infrastrutturali previsti e avviate le iniziative di formazione anche con l'erogazione di borse di studio; (ii) avviata la seconda fase del programma di accesso all'energia anche attraverso progetti di clean cooking; (iii) supporto alle popolazioni disagiate in particolare nella provincia di Cabo Delgado e nell'area di Maputo, anche attraverso aiuti alimentari; e (iv) nell'ambito del progetto di sviluppo Coral South, sono state avviate diverse iniziative, anche attraverso il coinvolgimento dei fornitori, con l'obiettivo di ampliare la forza lavoro e delle piccole e medie imprese locali.

NIGERIA

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2021 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 84 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 27.964 chilometri quadrati (6.374 chilometri quadrati in quota Eni).

Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore nell'onshore delle quattro Oil Mining Leases (OML) 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) e nell'offshore degli OML 125 (Eni 100%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%). Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni partecipa con una quota del 5% in 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale. Nella fase esplorativa Eni è operatore dell'OML 134 (Eni 100%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre, partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).

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%).

Nel 2021 è proseguita la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura a favore delle comunità colpite da crisi umanitaria nelle aree del nord-est della Nigeria. In particolare, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di manutenzione per garantire un uso sostenibile delle infrastrutture realizzate. Dal 2018, anno di avvio del programma, sono stati realizzati 22 pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione, a beneficio di circa 67.000 persone. Nel marzo 2022, Eni e FAO, in collaborazione con NNPC, hanno completato e consegnato 11 impianti idrici alimentati da sistemi fotovoltaici negli Stati di Borno e Yobo, nel nord-est della Nigeria. Inoltre, sono proseguite le iniziative relative a: (i) progetti infrastrutturali, come la realizzazione di strade, scuole, centri di salute, opere di elettrificazione ed idriche; (ii) programmi formativi, anche attraverso l'erogazione di borse di studio; (iii) programmi di accesso all'energia; e (iv) il Green River Project a sostegno dei produttori locali.

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione.

Blocchi OML 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2021 circa 32 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione di liquidi e gas è supportata dall'impianto di Obiafu-Obrikom della capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa della produzione di gas delle quattro licenze è destinata all'impianto di liquefazione di Bonny Island N-LNG (v. di seguito). Parte della produzione di gas alimenta la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: interventi di ottimizzazione della produzione anche attraverso interventi di work-over.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo esplorativo Obiafu 42 mineralizzato a gas naturale e condensati.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2021 il campo Bonga ha prodotto 12 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila boe/giorno e di 2 milioni di barili di stoccaggio. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione della produzione anche attraverso interventi di work-over.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal campo di Abo che nel 2020 ha prodotto circa 17 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 40 mila boe/giorno e di 800 mila barili di stoccaggio.

SPDC Joint Venture (NASE)

Produzione Nel 2021, la produzione in quota Eni è stata pari a circa 22 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione anche attraverso interventi di work-over nel campo a gas Kolo Creek nel blocco OML 28 (Eni 5%) e nel campo a olio di Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%); e (ii) la perforazione di 4 pozzi a olio nei Blocchi OML 79, 35 e 36 (Eni 5%) e 6 pozzi a gas nei blocchi OML 21 e 22 (Eni 5%) nei campi di Assa North ed Enhwe.

Nigeria GNL

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 2021 sono stati pari a circa 27 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 ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

KAZAKHSTAN

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992, dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 6.244 chilometri quadrati (1.947 chilometri quadrati in quota Eni).

Inoltre, Eni opera congiuntamente con la Società di Stato Kaz-Mu-

nayGas (KMG) il blocco Isatay (Eni 50%) nonché il blocco Abay (Eni 50%) a seguito degli accordi firmati nel luglio 2019. I blocchi si trovano nelle acque kazake del Mar Caspio.

KASHAGAN

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCPSA) che regola fino al 2041 i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati (775 chilometri quadrati in quota Eni) localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

Produzione La produzione del giacimento nel 2021 è stata di 374 mila barili/giorno (circa 62 mila barili/giorno in quota Eni) e circa 12 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 2 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni). Il gas trattato è diretto alla compagnia di Stato nazionale KazTransGas e i volumi restanti sono utilizzati come fuel gas. Il gas non trattato (circa il 43%) è reiniettato nel giacimento. La produzione di liquidi è stabilizzata presso Bolashak per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara.

Sviluppo Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan 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 nel 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.

Inoltre, nel corso dell'anno è stata completata l'attività di riqualificazione con efficientamento energetico di una scuola nella regione del Turkestan, realizzata in partenariato con UNDP (United Nations Development Programme).

KARACHAGANAK

Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak (Eni 29,25%) è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale. Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement. Eni e Shell sono co-operatori.

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 226 mila barili/giorno di liquidi (circa 40 mila barili/giorno in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni). L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 45% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia, ed il restante volume per la reiniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. La quasi totalità

della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium e tramite la pipeline Atyrau-Samara.

Sviluppo Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak: (i) è stato completato il progetto Karachaganak Debottlenecking mentre è in corso di finalizzazione la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) prosegue il Karachaganak Expansion Project (KEP) per l'incremento in fasi della capacità di reiniezione di gas. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine del 2020, 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; (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; (iii) supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di medicinali, a seguito dell'emergenza sanitaria conseguente alla pandemia COVID-19.

RESTO DELL'ASIA

EMIRATI ARABI UNITI

Eni è presente negli Emirati Arabi Uniti dal 2018. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 32.620 chilometri quadrati (18.771 chilometri quadrati in quota Eni).

Nella fase di esplorazione Eni è operatore: (i) con una quota del 70% nei blocchi esplorativi 1, 2 e 3 nell'offshore di Abu Dhabi; (ii) con una quota del 75% nelle due concessioni onshore Area A e Area C; (iii) con una quota del 90% nel Blocco A offshore e nel Blocco 7 onshore nell'Emirato di Ras al Khaimah. Inoltre Eni partecipa con una quota del 50% nella concessione Area B nell'Emirato di Sharjah.

Nella fase di sviluppo Eni partecipa come partner con una quota del 25% nella concessione offshore di Ghasha. La concessione, della durata di 40 anni, include i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra.

Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni di produzione di Lower Zakum (Eni 5%) e Umm Shaif/Nasr (Eni 10%). Entrambe le concessioni, della durata di 40 anni, sono nell'offshore di Abu Dhabi con una produzione ad olio, condensati e gas.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 51 mila boe/giorno in quota Eni fornita dai giacimenti di Lower Zakum, Umm Shaif/Nasr nonché dal campo di Mahani avviato nel gennaio 2021.

Il campo di Mahani è situato nella Concessione onshore Area B dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla scoperta esplorativa con il pozzo Mahani 1, 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.

Sviluppo Nel corso dell'anno sono stati sanzionati due progetti: il Dalma Gas Development nella concessione offshore di Gasha e il Umm Shaif Long-Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif.

Esplorazione Nel 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo XF-002 nel Blocco 2, offshore Abu Dhabi. Le operazioni di perforazione sono in corso e al completamento previsto nel secondo trimestre del 2022 saranno valutate le dimensioni della scoperta.

INDONESIA

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 61 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 21.277 chilometri quadrati (14.184 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Nel giugno 2021 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding con l'agenzia governativa SKK Migas per la collaborazione nell'ambito della ricerca degli idrocarburi nel Paese. L'accordo prevede l'utilizzo di tecnologie proprietarie Eni, in particolare attraverso le tecniche di calcolo ed elaborazione del Green Data Center, per una valutazione di diversi prospetti esplorativi.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione deriva principalmente: (i) dal blocco operato Muara Bakau (Eni 55%) dove è in produzione il giacimento a gas di Jangkrik. La produzione è assicurata da dodici pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di Stato indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializza nel mercato asiatico; (ii) dal giacimento a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), avviato nell'aprile 2021. La produzione, ottenuta con il completamento di cinque pozzi sottomarini, viene trattata dall'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik. Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, è 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 nel mercato domestico.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) i programmi di sviluppo dei progetti Merakes East e Maha, con la finalizzazione

delle attività di concept selection e l'avvio delle attività di concept definition; (ii) le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di delineazione Maha 2, nel Blocco offshore di West Ganal (Eni 40%, operatore), in prossimità del giacimento in produzione di Jangkrik.

IRAQ

Eni è presente in Iraq dal 2009 con attività di sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (446 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un technical service contract.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Zubair (Eni 41,56%) che nel 2021 ha prodotto 37 mila barili/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair, 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 aggiuntivi nei prossimi anni.

Nel febbraio 2022, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo sostenibile, Eni in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF, ha avviato un progetto in partnership con il Governatorato di Bassora, volto a migliorare la qualità dell'acqua per 850.000 persone nella città di Bassora, compresi oltre 160.000 bambini come beneficiari diretti. Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stato avviato un programma integrato di formazione nel distretto di Zubair, che prevede iniziative di training specifico al personale scolastico e la realizzazione di una piattaforma educativa online a seguito dell'impatto della pandemia COVID-19; (ii) prosegue il programma di costruzione di un nuovo edificio scolastico nell'area di Zubair, con completamento atteso nel 2023, nonché le iniziative relative ad interventi di ristrutturazione e fornitura di materiali; (iii) progetto di formazione di medici in ambito pediatrico, la ristrutturazione e ampliamento del Basra Cancer Children Hospital nonché la fornitura di apparecchiature mediche specifiche in ambito oncologico; e (iv) attività di upgrading dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al Barjazia nell'area di Zubair nonché la costruzione di un nuovo impianto nell'area di Bassora.

PAKISTAN

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 11 mila boe/giorno, essenzialmente gas, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 4.009 chilometri quadrati (1.072 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel marzo 2021, Eni ha definito un accordo per la cessione di tutte le attività nel Paese, che comprendono le partecipazioni in dieci licenze in sviluppo e produzione, all'operatore locale Prime International Oil & Gas Company. L'accordo è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti.

TIMOR LESTE

Eni è presente in Timor Leste dal 2006 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.612 chilometri quadrati (1.620 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni partecipa nel Blocco in produzione PSC-TL-SO-T 19-13 con una quota del 10,99%, a seguito del trattato firmato tra Australia e Timor Leste nel 2019. Eni partecipa in un'altra licenza in produzione.

Inoltre, Eni detiene quote di partecipazione in 2 licenze esplorative.

Produzione La produzione deriva principalmente dal giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan che ha prodotto 113 mila boe/giorno (9 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2021. La produzione di liquidi è supportata da due piattaforme di trattamento e da un'unità FSO. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,6 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri. Il GNL è venduto a operatori elettrici giapponesi sulla base di contratti di lungo termine.

TURKMENISTAN

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nel blocco onshore Nebit Dag nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati (180 chilometri quadrati in quota Eni), suddivisa in quattro aree. Nel 2021, la produzione in quota Eni è stata di 7 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità Turkmene con un'equivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB. Il gas associato è utilizzato per gas lift. L'ammontare residuo è ceduto a Turkmenneft, tramite il grid locale.

AMERICA

MESSICO

Eni è presente in Messico dal 2015 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 5.469 chilometri quadrati (3.106 chilometri quadrati in quota Eni).

L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Messico.

Eni è operatore della licenza in produzione di Area 1 con una quo-

ta del 100%, dove si trovano le scoperte di Amoca, Miztón e Tecoalli. Nella fase esplorativa Eni è operatore delle licenze di Area 10 (Eni 65%), Area 14 (Eni 60%) e Area 7 (Eni 45%) nel bacino di Sureste, nonché nelle licenze di Area 24 (Eni 65%) e Area 28 (Eni 75%) nel bacino di Cuenca Salina. Inoltre, Eni partecipa con una quota del 40% nel Blocco OBO AC12 e del 15% nell'Area 9.

Nel gennaio 2022 è stato firmato con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) un Memorandum d'Intesa (MoU) quadriennale per identificare potenziali iniziative progettuali congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la diversificazione economica, la protezione del patrimonio naturale e culturale, l'accesso ai servizi di base e per rispettare e promuovere i diritti umani e l'inclusione.

Le attività di esplorazione e sviluppo nel Paese sono regolate da PSA e da un contratto di concessione per la licenza di Area 24.

Produzione La produzione deriva dalla licenza operata Area 1, che nel 2021 ha prodotto 14 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1. In particolare: (i) è stata completata la riconversione e upgrading della FPSO destinata al programma di sviluppo della licenza nonché le facility di collegamento; (ii) installata la prima piattaforma produttiva nel campo di Amoca; e (iii) le attività di drilling di sviluppo proseguono sul giacimento in produzione di Miztón, mentre sono state avviate le attività sul campo di Amoca. L'avvio della FPSO Miamte presso il campo di Miztón è avvenuto nel febbraio 2022, con conseguente ramp-up produttivo.

L'ulteriore fase del progetto prevede la costruzione ed installazione di due piattaforme produttive addizionali, nel campo di Amoca e Tecoalli.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali 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) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (ii) attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici; (iii) iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo dell'attività ittica; (iv) completato l'Human Right Action Plan, che individua il piano di azione nell'ambito dei diritti umani; e (v) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Sayulita, nell'offshore del Paese nella licenza di Area 10 operata (Eni 65%) che fa seguito a quella di Saasken nel 2020; individuati 150-200 milioni di barili di olio in posto che aumentano le prospettive di commercialità dell'area; (ii) Yoti West nel Blocco OBO AC12 con risorse stimate in circa 170 milioni di barili di olio in posto.

STATI UNITI

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Mes-

sico, Alaska e nell'onshore del Texas. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 1.462 chilometri quadrati (751 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2021 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 53 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da contratti di concessione.

Golfo del Messico

Eni partecipa in 46 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 16 come operatore.

Produzione I principali giacimenti operati sono Allegheny e Appaloosa (Eni 100%), Pegasus (Eni 85%), Longhorn, Devils Towers e Triton (Eni 75%). Inoltre, Eni partecipa nei giacimenti di Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Frontrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%). La produzione nel 2021 è stata di 30 mila boe/giorno in quota Eni.

Texas

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas). La produzione nell'anno è stata pari a circa 2 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni è operatore in 41 blocchi di esplorazione e sviluppo e partecipa in 1 blocco.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 100%, operatore) con una produzione complessiva nel 2021 pari a circa 21 mila barili/giorno in quota Eni.

VENEZUELA

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2021 la produzione in quota Eni è stata di 48 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Venezuela e Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.804 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Perla (Eni 50%), localizzato nel Golfo del Venezuela, a olio di Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, ed a olio di Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

AUSTRALIA E OCEANIA

AUSTRALIA

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2021 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 16 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 3.336 chilometri quadrati (2.705 chilometri quadrati in quota Eni).

La principale area di produzione partecipata da Eni si trova nel blocco WA-33-L (Eni 100%). Inoltre, Eni partecipa in 2 licenze esplorative.

Nel 2021 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia australiana Santos per identificare potenziali opportunità di collaborazione nell'ambito di progetti di cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO₂ ed estendere la cooperazione nello sviluppo di idrocarburi nel nord dell'Australia.

Produzione La produzione deriva dal giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla Società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

INIZIATIVE DI FORESTRY

Le soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS) rappresentano una delle leve per l'abbattimento delle emissioni residue nell'ambito del processo di decarbonizzazione di Eni. Tra queste, nel 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO₂. I progetti favoriscono 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. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e 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, Carbonsink e Carbon Credits Consulting. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di sovrintendere ogni fase dell'attività, dalla progettazione, allo sviluppo e all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.

La partecipazione diretta nei progetti permette non solo di garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche di ottenere standard

più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard - VCS) e delle ricadute sociali e ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards - CCB).

L'avvio delle iniziative forestry è stato sancito con l'accordo nel 2019 con BioCarbon Partners, attraverso il quale Eni ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luan-gwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia. Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge circa 200.000 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 "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. Nel corso dell'anno sono stati finalizzati gli accordi a sostegno dello sviluppo dei progetti Ntakata Mountains in Tanzania e Lower Zambezi in Zambia, ed inoltre è stato avviato il progetto Amigos de Lakmul in Messico. Nel 2021 i crediti generati da tali progetti sono stati pari a oltre 2 milioni di tonnellate di CO₂. Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con Governi e sviluppatori internazionali in Africa, America latina ed Asia. 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 20 milioni di tonnellate nel 2030.

INIZIATIVE AGRO-FEEDSTOCK

Nel corso dell'anno Eni ha finalizzato accordi con le autorità del Kenya, Congo, Angola, Ruanda e Costa d'Avorio, nonché nel 2022 del Mozambico e del Benin con l'obiettivo di decarbonizzare il mix energetico locale attraverso la catena del valore dei biocarburanti promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock (cariche Low ILUC - Indirect Land Use Change) per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare.

Il piano di sviluppo delle attività individuate si basa sull'integrazione verticale e comprende accordi con agricoltori e cooperative locali ai quali viene demandata la produzione di semi oleaginosi e la realizzazione da parte di Eni di centri di raccolta ed estrazione dell'olio (Agri Hubs). I sottoprodotti della filiera produttiva saranno destinati ai mercati locali ed eventualmente all'export. Le iniziative inoltre promuoveranno lo sviluppo rurale, il ripristino dei terreni attraverso l'agricoltura sostenibile e rigenerativa, con conseguenti effetti positivi sullo sviluppo socio-economico con ricadute occupazionali, opportunità di accesso al mercato nonché tutela dei diritti umani, salute e sicurezza alimentare. La definizione di ulteriori programmi, in analogia al modello adottato, è in corso di valutazione in altri Paesi.

In particolare, l'avvio della produzione a livello industriale è previsto in una prima fase in: (i) Kenya, dove il programma di sviluppo prevede la realizzazione di 20 agri hub con avvio previsto nel 2022. Inoltre, l'accordo definito prevede anche attività di ingegneria finalizzate alla trasformazione dell'attuale raffineria di Mombasa in una bioraffineria per la produzione di HVO e Biojet; nonché la raccolta dell'UCO (Used Cooking Oil) ai fini dell'utilizzo come feedstock; (ii) Congo, dove l'avvio delle attività definite è previsto nel 2023. La capacità a regime prevede una produzione di 350 mila tonnellate a partire dal 2026 e un coinvolgimento di circa 300 mila agricoltori. La produzione complessiva è prevista successivamente raggiungere un volume di agro-feedstock di oltre 800 mila tonnellate al 2030, grazie al contributo delle iniziative aggiuntive negli altri Paesi.

Nell'ambito di tale modello di sviluppo, nel novembre 2021 Eni ha finalizzato una partnership strategica con il Gruppo Bonifiche Ferraresi attraverso la costituzione di una joint venture paritetica. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi. In particolare, le attività incluse nell'accordo prevedono: (i) ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come carica nelle bioraffinerie; (ii) supporto allo sviluppo dei progetti Eni nei Paesi di interesse attraverso il trasferimento di know-how, fornitura di sementi e prodotti per l'agricoltura.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	243	73	798	1.110	1.352	1.182	879	256	91	5.984
di cui: sviluppate	199	68	434	1.022	799	1.093	424	162	60	4.261
non sviluppate	44	5	364	88	553	89	455	94	31	1.723
Acquisizioni								2		2
Revisioni di precedenti stime	156	22	109	11	(149)	(97)	(52)	45	(3)	42
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		1	8	2	51					62
Produzione	(30)	(15)	(95)	(131)	(106)	(53)	(65)	(25)	(6)	(526)
Cessioni					(5)					(5)
Riserve al 31 dicembre 2021	369	81	820	992	1.145	1.032	762	288	82	5.571
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		496	14		87			324		921
di cui: sviluppate		254	14		47			324		639
non sviluppate		242			40					282
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		61	(3)		183			(25)		216
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		8								8
Produzione		(63)	(1)		(7)			(17)		(88)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		502	10		263			282		1.057
Riserve al 31 dicembre 2021	369	583	830	992	1.408	1.032	762	570	82	6.628
Sviluppate	283	341	383	852	805	963	445	485	51	4.608
consolidate	283	80	373	852	766	963	445	203	51	4.016
joint venture e collegate		261	10		39			282		592
Non sviluppate	86	242	447	140	603	69	317	85	31	2.020
consolidate	86	1	447	140	379	69	317	85	31	1.555
joint venture e collegate		241			224					465

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020^(a)										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	333	89	974	1.225	1.453	1.108	742	268	95	6.287
di cui: sviluppate	258	82	553	1.033	863	1.046	372	182	61	4.450
non sviluppate	75	7	421	192	590	62	370	86	34	1.837
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(51)	3	(84)	(9)	26	133	185	11	2	216
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte				1			11	5		17
Produzione	(39)	(19)	(92)	(107)	(127)	(59)	(64)	(28)	(6)	(541)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	243	73	798	1.110	1.352	1.182	879	256	91	5.984
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		567	16		63			335		981
di cui: sviluppate		330	16		23			335		704
non sviluppate		237			40					277
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(33)			32			4		3
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(68)	(2)		(8)			(15)		(93)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		496	14		87			324		921
Riserve al 31 dicembre 2020	243	569	812	1.110	1.439	1.182	879	580	91	6.905
Sviluppate	199	322	448	1.022	846	1.093	424	486	60	4.900
consolidate	199	68	434	1.022	799	1.093	424	162	60	4.261
joint venture e collegate		254	14		47			324		639
Non sviluppate	44	247	364	88	593	89	455	94	31	2.005
consolidate	44	5	364	88	553	89	455	94	31	1.723
joint venture e collegate		242			40					282

(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). L'effetto sulle riserve certe di idrocarburi è pari a 67 milioni di boe.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
di cui: sviluppate	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
non sviluppate	92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
Acquisizioni								30		30
Revisioni di precedenti stime	(50)	2	90	106	190	97	67	(20)	(23)	459
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		1		2	35		53	10		101
Produzione	(45)	(20)	(138)	(129)	(129)	(55)	(69)	(25)	(7)	(617)
Cessioni ^(a)					(4)		(9)	(29)		(42)
Riserve al 31 dicembre 2019	333	89	974	1.225	1.453	1.108	742	268	95	6.287
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		363	14		68			352		797
di cui: sviluppate		205	14		17			347		583
non sviluppate		158			51			5		214
Acquisizioni		184								184
Revisioni di precedenti stime		59	3		3			(3)		62
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(39)	(1)		(8)			(14)		(62)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		567	16		63			335		981
Riserve al 31 dicembre 2019	333	656	990	1.225	1.516	1.108	742	603	95	7.268
Sviluppate	258	412	569	1.033	886	1.046	372	517	61	5.154
consolidate	258	82	553	1.033	863	1.046	372	182	61	4.450
joint venture e collegate		330	16		23			335		704
Non sviluppate	75	244	421	192	630	62	370	86	34	2.114
consolidate	75	7	421	192	590	62	370	86	34	1.837
joint venture e collegate		237			40					277

(a) Include circa 4 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make-up) dei volumi pagati.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	422	525	1.052	1.078	1.436	1.150	427	203	137	6.430
di cui: sviluppate	350	360	532	463	856	891	238	176	101	3.967
non sviluppate	72	165	520	615	580	259	189	27	36	2.463
Acquisizioni							332			332
Revisioni di precedenti stime	40	15	114	431	34	(32)	(39)	31	(4)	590
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte	16				14		39	100		169
Produzione	(50)	(71)	(144)	(110)	(123)	(52)	(65)	(27)	(8)	(650)
Cessioni		(363)		(160)				(5)		(528)
Riserve al 31 dicembre 2018	428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			14		75		1	470		560
di cui: sviluppate			14		20		1	359		394
non sviluppate					55			111		166
Acquisizioni		363								363
Revisioni di precedenti stime			1					(100)		(99)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(7)			(18)		(26)
Cessioni							(1)			(1)
Riserve al 31 dicembre 2018		363	14		68			352		797
Riserve al 31 dicembre 2018	428	469	1.036	1.246	1.429	1.066	700	654	125	7.153
Sviluppate	336	304	596	764	912	925	403	517	87	4.844
consolidate	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
joint venture e collegate		205	14		17			347		583
Non sviluppate	92	165	440	482	517	141	297	137	38	2.309
consolidate	92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
joint venture e collegate		158			51			5		214

RISERVE CERTE DI PETROLIO

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
non sviluppate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
di cui: sviluppate		176	12		15			30		233
non sviluppate		224			3					227
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		17	(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione		(41)	(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9		21			6		414
Riserve al 31 dicembre 2021	197	412	402	210	610	710	476	243	1	3.261
Sviluppate	146	209	234	164	444	641	262	170	1	2.271
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate		175	9		9			6		199
Non sviluppate	51	203	168	46	166	69	214	73		990
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate		203			12					215

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		219	12		7			31		269
non sviluppate		205			3					208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
non sviluppate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni ^(a)					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		154	11		8			32		205
non sviluppate		143			4			5		152
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
Riserve al 31 dicembre 2019	194	465	480	264	704	746	491	256	1	3.601
Sviluppate	137	256	313	149	526	682	245	179	1	2.488
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	57	209	167	115	178	64	246	77		1.113
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 milioni di boe parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make-up) dei volumi pagati.

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
di cui: sviluppate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
non sviluppate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)
Cessioni		(278)		(1)						(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
di cui: sviluppate			12		6			25		43
non sviluppate					6			111		117
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)		(95)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(3)		(5)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
Riserve al 31 dicembre 2018	208	345	504	279	730	704	476	289	5	3.540
Sviluppate	156	198	328	153	559	587	252	175	5	2.413
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate	52	147	176	126	171	117	224	114		1.127
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
joint venture e collegate		143			4			5		152

RISERVE CERTE DI GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: sviluppate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
non sviluppate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione ^(a)	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
di cui: sviluppate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
non sviluppate		2.692			5.501					8.193
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		6.624	(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione ^(b)		(3.336)	(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	25.538	64.628	117.547	120.002	48.296	43.101	49.101	12.103	506.310
Sviluppate	20.635	19.808	22.390	103.519	54.479	48.287	27.501	47.284	7.525	351.428
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	5.359	5.730	42.238	14.028	65.523	9	15.600	1.817	4.578	154.882
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: sviluppate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
non sviluppate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione ^(a)	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
non sviluppate		4.955			5.635					10.590
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(3.638)	22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)		(3.783)	(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	20.330	62.715	132.859	119.728	56.725	44.992	49.110	13.420	509.741
Sviluppate	7.934	17.245	29.086	127.730	54.411	56.725	19.094	47.224	8.927	368.376
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	1.928	3.085	33.629	5.129	65.317		25.898	1.886	4.493	141.365
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 milioni di metri cubi.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
non sviluppate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione ^(a)	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni ^(b)					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
non sviluppate		2.386			7.155					9.541
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione ^(c)		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	29.267	77.920	146.993	124.350	55.747	38.203	53.446	14.350	561.574
Sviluppate	18.592	23.754	39.315	135.274	55.129	55.743	19.403	51.943	9.118	408.271
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	2.706	5.513	38.605	11.719	69.221	4	18.800	1.503	5.232	153.303
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 milioni di metri cubi.

(b) Include 498 milioni di metri cubi parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 milioni di metri cubi.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione ^(a)	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			371		2.348		41	51.505		54.265
non sviluppate					7.531					7.531
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	19.257	82.244	149.366	108.028	56.324	34.446	56.452	18.432	558.507
Sviluppate	27.744	16.318	41.349	94.332	54.606	52.263	23.271	52.964	12.796	375.643
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	6.214	2.939	40.895	55.034	53.422	4.061	11.175	3.488	5.636	182.864
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.287 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 239 milioni di metri cubi.

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

	(migliaia di boe/giorno)	2021	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE					
ITALIA		83	107	123	138
Resto d'Europa		41	52	55	194
Croazia					2
Norvegia					134
Regno Unito		41	52	55	58
Africa Settentrionale		259	255	379	392
Algeria		85	81	83	85
Libia		168	168	291	302
Tunisia		6	6	5	5
Egitto		360	291	354	300
Africa Sub-Sahariana		291	345	363	337
Angola		101	100	113	127
Congo		70	73	87	92
Ghana		36	41	42	18
Nigeria		84	131	121	100
Kazakhstan		146	163	150	143
Resto dell'Asia		177	176	179	177
Cina		1	1	1	1
Emirati Arabi Uniti		51	48	51	40
Indonesia		61	48	59	71
Iraq		37	45	41	34
Pakistan		11	15	19	20
Timor Leste		9	10		
Turkmenistan		7	9	8	11
America		67	75	68	75
Ecuador				6	12
Messico		14	14	4	
Stati Uniti		53	61	58	56
Trinidad e Tobago					7
Australia e Oceania		16	17	28	23
Australia		16	17	28	23
		1.440	1.481	1.699	1.779
Società in joint venture e collegate					
Angola		19	23	23	19
Indonesia					1
Norvegia		172	185	108	
Tunisia		3	2	3	4
Venezuela		48	42	38	48
		242	252	172	72
Totale		1.682	1.733	1.871	1.851

(a) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (116, 124, 124 e 119 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2021, 2020, 2019 e 2018).

(b) 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.

(c) Il dato del 2019 include circa 10 mila boe/giorno, prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di Stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long-term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation. Nelle disclosure Oil & Gas prepare in base allo SFAS 69, tale volume è classificato nei movimenti delle riserve al 31.12.2019 come cessione e il relativo ricavo è escluso dai risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

PRODUZIONE GIORNALIERA DI PETROLIO E CONDENSATI

	(migliaia di barili/giorno)	2021	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE					
ITALIA		36	47	53	60
Resto d'Europa		19	23	23	113
Norvegia					89
Regno Unito		19	23	23	24
Africa Settentrionale		124	112	166	154
Algeria		54	53	62	65
Libia		67	56	101	86
Tunisia		3	3	3	3
Egitto		82	64	75	77
Africa Sub-Sahariana		198	218	249	244
Angola		91	89	102	111
Congo		44	49	59	65
Ghana		20	24	24	15
Nigeria		43	56	64	53
Kazakhstan		102	110	100	94
Resto dell'Asia		80	88	86	77
Cina		1	1	1	1
Emirati Arabi Uniti		47	46	49	39
Indonesia		1	1	2	3
Iraq		24	31	27	28
Timor Leste		1	2		
Turkmenistan		6	7	7	6
America		53	57	55	52
Ecuador				6	12
Messico		11	12	4	
Stati Uniti		42	45	45	40
Australia e Oceania				2	2
Australia				2	2
		694	719	809	873
SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE					
Angola		3	4	4	3
Norvegia		111	116	74	
Tunisia		3	2	3	3
Venezuela		2	2	3	8
		119	124	84	14
Totale		813	843	893	887

PRODUZIONE GIORNALIERA DI GAS NATURALE

	(migliaia di metri cubi/giorno)	2021	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE					
Italia		7,1	9,0	10,7	12,1
Resto d'Europa		3,4	4,5	4,9	12,6
Croazia					0,3
Norvegia					6,9
Regno Unito		3,4	4,5	4,9	5,4
Africa Settentrionale		20,4	21,4	32,5	36,8
Algeria		4,7	4,3	3,2	3,0
Libia		15,3	16,8	29,0	33,4
Tunisia		0,4	0,3	0,3	0,4
Egitto		41,8	34,1	42,7	34,5
Africa Sub-Sahariana		13,9	19,2	17,6	14,3
Angola		1,6	1,6	1,9	2,4
Congo		3,8	3,7	4,2	4,3
Ghana		2,4	2,5	2,8	0,5
Nigeria		6,1	11,4	8,7	7,1
Kazakhstan		6,6	8,0	7,7	7,5
Resto dell'Asia		14,6	13,2	14,2	15,6
Emirati Arabi Uniti		0,4	0,3	0,2	0,1
Indonesia		9,1	7,0	8,7	10,7
Iraq		2,0	2,2	2,2	1,0
Pakistan		1,7	2,2	2,9	3,0
Timor Leste		1,2	1,3		
Turkmenistan		0,2	0,2	0,2	0,8
America		2,0	2,7	1,9	3,4
Messico		0,4	0,3	0,1	
Stati Uniti		1,6	2,4	1,8	2,4
Trinidad e Tobago					1,0
Australia e Oceania		2,4	2,6	4,0	3,2
Australia		2,4	2,6	4,0	3,2
		112,2	114,7	136,2	140,0
SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE					
Angola		2,4	2,8	2,8	2,5
Indonesia					0,1
Norvegia		9,1	10,3	5,2	
Tunisia		0,1	0,1	0,1	0,1
Venezuela		6,8	6,0	5,4	6,3
		18,4	19,2	13,5	9,0
Totale		130,6	133,9	149,7	149,0

PRODUZIONE VENDUTA DI IDROCARBURI

		2021	2020	2019	2018
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	613,7	634,3	683,0	675,6
Variazione rimanenze/altre		(4,6)	(13,7)	(7,0)	(7,1)
Autoconsumi di idrocarburi		(42,4)	(45,4)	(45,4)	(43,5)
Produzione venduta di idrocarburi^(a)		566,7	575,2	630,6	625,0
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	294,9	300,1	325,4	320,0
- di cui al settore R&M		183,6	201,6	216,2	221,3
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	40,9	41,4	46,7	47,2
- di cui al settore GGP		6,7	7,7	8,5	9,9

(a) Include 83,3 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2021 (86,3, 60,8 e 25,1 milioni di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE AL 31 DICEMBRE 2021

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^(a)	Sup. netta sviluppata ^(a)	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		308	14.224	8.246	65.679	31.612		106	84
Italia	1926	123	8.087	6.786	6.810	5.332	Onshore/Offshore	58	45
Resto d'Europa		185	6.137	1.460	58.869	26.280		48	39
Albania	2020	1			587	587	Onshore		
Cipro	2013	7			25.474	13.988	Offshore		1
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore		
Montenegro	2016	1			1.228	614	Offshore		
Norvegia	1965	138	5.218	836	22.709	6.436	Offshore	38	34
Regno Unito	1964	34	919	624	1.280	863	Offshore	10	4
Altri Paesi		2			2.701	1.883	Offshore		
AFRICA		277	48.879	12.896	233.042	115.290		265	163
Africa Settentrionale		75	12.068	5.292	48.201	22.483		73	61
Algeria	1981	51	6.809	2.851	3.982	1.914	Onshore	39	41
Libia	1959	11	1.963	958	24.673	12.336	Onshore/Offshore	11	15
Marocco	2016	1			16.730	7.529	Offshore		
Tunisia	1961	12	3.296	1.483	2.816	704	Onshore/Offshore	23	5
Egitto	1954	56	4.983	1.782	13.729	4.994	Onshore/Offshore	37	26
Africa Sub-Sahariana		146	31.828	5.822	171.112	87.813		155	76
Angola	1980	66	10.680	2.010	22.749	8.800	Onshore/Offshore	60	26
Congo	1968	21	1.164	678	1.320	628	Onshore/Offshore	16	5
Costa d'Avorio	2015	5			3.840	3.385	Offshore		1
Gabon	2008	3			2.931	2.931	Onshore/Offshore		1
Ghana	2009	3	226	100	930	395	Offshore	1	1
Kenya	2012	6			50.677	41.892	Offshore		
Mozambico	2007	10			24.782	4.171	Offshore		6
Nigeria	1962	31	19.758	3.034	8.206	3.340	Onshore/Offshore	78	36
Sudafrica	2014	1			55.677	22.271	Offshore		
ASIA		70	15.943	4.964	267.694	150.518		28	23
Kazakhstan	1992	7	2.391	442	3.853	1.505	Onshore/Offshore	2	3
Resto dell'Asia		63	13.552	4.522	263.841	149.013		26	20
Bahrain	2019	1			2.858	2.858	Offshore		
Cina	1984	3	62	10			Offshore	2	
Emirati Arabi Uniti	2018	12	3.017	251	29.603	18.520	Onshore/Offshore	4	9
Indonesia	2001	13	4.778	2.441	16.499	11.743	Onshore/Offshore	3	8
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Libano	2018	2			3.653	1.461	Offshore		
Myanmar	2014	2			7.192	4.113	Onshore/Offshore		
Oman	2017	3			102.016	58.955	Offshore		
Pakistan	2000	13	4.009	1.072			Onshore/Offshore	13	
Russia	2007	2			53.930	17.975	Offshore		
Timor Leste	2006	4	412	122	2.200	1.806	Offshore	1	3
Turkmenistan	2008	1	200	180			Onshore	2	
Vietnam	2013	5			31.290	28.338	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		112	2.217	1.003	14.813	8.267		38	13
Messico	2015	10	14	14	5.455	3.092	Offshore	1	3
Stati Uniti	1968	90	942	492	520	259	Onshore/Offshore	34	8
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	3	1
Altri Paesi		6			7.295	4.347	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		4	728	588	2.608	2.117		1	1
Australia	2001	4	728	588	2.608	2.117	Offshore	1	1
Totale		771	81.991	27.697	583.836	307.804		438	284

(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.

SUPERFICIE NETTA SVILUPPATA E NON SVILUPPATA

	(chilometri quadrati)	2021	2020	2019	2018
Europa		39.858	39.841	38.028	46.332
Italia		12.118	13.632	13.732	14.987
Resto d'Europa		27.740	26.209	24.296	31.345
Africa		128.186	129.167	163.625	165.699
Africa Settentrionale		27.775	31.033	31.873	33.932
Egitto		6.776	7.384	7.613	5.248
Africa Sub-Sahariana		93.635	90.750	124.139	126.519
Asia		155.482	154.845	142.696	181.414
Kazakhstan		1.947	1.947	2.160	1.543
Resto dell'Asia		153.535	152.898	140.536	179.871
America		9.270	9.719	10.703	9.303
Australia e Oceania		2.705	2.877	2.802	3.757
Totale		335.501	336.449	357.854	406.505

PREZZI MEDI DI REALIZZO

		2021		2020		2019		2018	
Petrolio e condensati	(\$/barile)	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		61,26		34,58		55,55		61,58	
Resto d'Europa		70,60	66,72	32,82	35,23	58,92	58,88	64,51	
Africa Settentrionale		68,03	17,89	38,33	18,16	57,91	18,06	65,95	17,92
Egitto		63,53		36,66		54,78		62,97	
Africa Sub-Sahariana		69,12	44,41	39,99	17,13	63,45	23,72	68,76	39,48
Kazakhstan		66,92		37,37		59,06		66,78	
Resto dell'Asia		68,39		37,69		62,81		68,35	49,86
America		61,93	57,75	33,03	27,20	54,00	59,94	57,22	54,86
Australia e Oceania		58,76		17,45		52,93		68,72	
		66,91	65,10	37,56	34,21	59,62	55,93	65,79	45,19

Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)								
Italia		546,73		111,83		177,86		295,65	
Resto d'Europa		556,69	534,00	110,08	114,89	174,93	179,03	282,31	
Africa Settentrionale		226,87	206,08	152,83	222,44	219,47	255,57	175,73	126,57
Egitto		167,37		168,81		180,74		171,36	
Africa Sub-Sahariana		152,55	518,58	97,69	139,08	103,98	217,50	84,14	335,70
Kazakhstan		19,10		24,43		28,73		27,08	
Resto dell'Asia		219,38		144,63		209,86		215,94	329,36
America		143,52	152,55	74,34	154,48	86,99	152,78	83,93	151,10
Australia e Oceania		150,20		135,57		155,98		169,65	
		209,62	378,29	133,07	131,94	174,58	174,64	182,80	197,55

Idrocarburi	(\$/boe)								
Italia		72,42		25,28		40,24		53,01	
Resto d'Europa		78,48	71,19	23,94	29,17	39,84	49,76	56,07	
Africa Settentrionale		51,51	18,69	30,28	19,36	44,86	19,39	43,34	18,14
Egitto		34,18		28,03		33,67		36,22	
Africa Sub-Sahariana		58,24	70,02	32,06	19,97	53,08	30,84	58,59	48,79
Kazakhstan		49,37		27,22		42,21		46,98	
Resto dell'Asia		51,48		31,31		50,31		50,98	50,64
America		55,66	24,99	29,57	23,39	48,37	25,67	46,63	28,59
Australia e Oceania		23,03		20,35		26,32		28,99	
		49,82	61,11	29,20	27,33	43,73	41,71	48,04	33,63

Gruppo Eni		2021	2020	2019	2018
Petrolio e condensati (\$/barile)		66,62	37,06	59,26	65,47
Gas Naturale (\$/migliaia di metri cubi)		234,77	132,95	174,59	183,74
Idrocarburi (\$/boe)		51,49	28,92	43,54	47,48

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)			
	2021		2020		2019		2018		2021	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	Totale	in quota Eni
Italia						0,5		1,8		
Resto d'Europa	0,1	0,3	0,8	0,4	0,3	1,4		0,5	23,0	5,7
Africa Settentrionale			0,5	1,5	0,5			0,5	11,0	8,5
Egitto	5,0	5,0	0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	1,5	14,0	10,5
Africa Sub-sahariana	1,1	0,4	0,1	0,9	0,5	0,9	0,4		33,0	19,0
Kazakhstan				1,1						
Resto dell'Asia	0,7	1,0	0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	15,0	6,5
America		0,7		0,6			4,0		3,0	1,9
Australia e Oceania						0,5			1,0	0,3
	7,0	7,4	2,9	6,9	5,8	6,5	10,1	5,1	100,0	52,4

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress			
	2021		2020		2019		2018		2021	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	Totale	in quota Eni
Italia					3,0		3,0			
Resto d'Europa	4,8		2,8		3,3		2,8	0,3	28,0	5,5
Africa Settentrionale	2,5		4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	1,0	0,5
Egitto	17,0	0,8	23,2		33,5		30,7		9,0	3,8
Africa Sub-Sahariana	3,8		1,2		7,0		7,3	0,1	6,0	1,2
Kazakhstan			0,3		0,9		0,9		1,0	0,3
Resto dell'Asia	14,9		23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		31,0	10,0
America	3,9		2,0		2,1		2,3		4,0	4,0
Australia e Oceania							0,8			
	46,9	0,8	57,0	0,4	82,1	3,3	79,3	0,9	80,0	25,3

POZZI PRODUTTIVI^(d)

(numero)	2021			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	201,0	155,2	331,0	293,4
Resto d'Europa	655,0	115,2	184,0	48,4
Africa Settentrionale	620,0	262,2	132,0	71,2
Egitto	1.263,0	539,8	134,0	43,5
Africa Sub-Sahariana	2.401,0	506,5	199,0	26,3
Kazakhstan	208,0	56,9	1,0	0,3
Resto dell'Asia	1.043,0	388,6	183,0	63,7
America	258,0	133,4	285,0	82,0
Australia e Oceania			2,0	2,0
	6.649,0	2.157,8	1.451,0	630,8

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(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.

(d) Include 1.198 (315,1 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.

RISULTATO DELLE ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	108	8.748
Totale ricavi	1.680	826	3.735	3.637	4.712	2.095	2.400	1.085	112	20.282
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni ^(b)	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	780	387	3.090	1.881	1.461	1.182	941	362	23	10.107
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	582	231	1.640	1.033	753	788	202	345	8	5.582
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi		1.756	12		365			367		2.500
Totale ricavi		3.587	12		365			367		4.331
Costi di produzione		(388)	(6)		(25)			(15)		(434)
Costi di trasporto		(140)	(1)		(12)					(153)
Imposte sulla produzione			(2)		(112)			(88)		(202)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(879)	(3)		42			(154)		(994)
Altri (oneri) proventi		(287)			(158)		(1)	(197)		(643)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		1.858			100		(1)	(87)		1.870
Imposte sul risultato		(1.237)						(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		621			100		(1)	(153)		567

(a) I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nel Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

(b) Include rivalutazioni nette per €1.263 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	799	387	2.226	2.478	3.099	1.335	1.512	638	110	12.584
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(1.071)	(93)	39	992	(238)	315	(125)	(520)	33	(668)
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(852)	(24)	(632)	473	(271)	181	(318)	(434)	22	(1.855)
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi		782	10		131			307		1.230
Totale ricavi		1.644	10		131			307		2.092
Costi di produzione		(350)	(7)		(23)			(18)		(398)
Costi di trasporto		(161)	(1)		(11)					(173)
Imposte sulla produzione			(2)		(3)			(76)		(81)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.163)	(1)		(69)			(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi		(90)	(1)		(35)		(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(155)	(2)		(10)		(2)	17		(152)
Imposte sul risultato		469	1					(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		314	(1)		(10)		(2)	(12)		289

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	1.493	648	5.165	3.715	5.520	1.961	2.516	1.005	232	22.255
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(392)	168	3.001	1.954	499	994	938	(14)	42	7.190
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	(244)	157	440	1.115	231	668	219	(19)	11	2.578
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		1.757	15		207			315		2.294
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		331	2		67		(3)	25		422
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		152			67		(3)	(29)		187

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay e che sono invece riportati nella segment information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	2.120	3.234	5.018	3.207	5.531	1.909	2.395	984	194	24.592
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	791	1.662	3.631	1.797	420	1.047	822	17	68	10.255
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	621	592	1.137	1.255	156	739	144	24	42	4.710
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			15		257		6	420		698
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costi di trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(7)	5		366		(259)	(76)		29
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(7)	2		366		(261)	(111)		(11)

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

COSTI CAPITALIZZATI^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.644	6.953	16.218	21.125	43.947	12.606	12.947	16.407	1.413	150.260
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	322	492	34	2.306	11	1.518	878	193	5.774
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	308	22	1.552	248	1.342	121	38	21	12	3.664
Immobilizzazioni in corso	735	133	1.293	237	1.562	958	1.073	719	53	6.763
Costi capitalizzati lordi	19.707	7.430	19.555	21.644	49.157	13.696	15.576	18.025	1.671	166.461
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.506)	(6.194)	(14.244)	(14.209)	(36.317)	(3.514)	(10.443)	(13.874)	(902)	(115.203)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(b)	4.201	1.236	5.311	7.435	12.840	10.182	5.133	4.151	769	51.258
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.483	128		1.517			1.987		15.115
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.235					12			2.247
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		36	8		3			7		54
Immobilizzazioni in corso		3.179	9		1.323			227		4.738
Costi capitalizzati lordi		16.933	145		2.843		12	2.221		22.154
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.387)	(63)		(313)			(1.324)		(9.087)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(b)		9.546	82		2.530		12	897		13.067
2020										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.447	6.943	17.568	19.523	45.788	12.461	13.576	15.941	1.588	152.835
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(b)	3.882	1.346	4.775	7.362	13.540	9.622	4.573	3.329	783	49.212
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.466	68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.131					11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		23	8					6		37
Immobilizzazioni in corso		1.566	9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi		15.186	85		1.401		11	2.048		18.731
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.196)	(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(b)		8.990	26		1.058		11	972		11.057

(a) I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(b) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €767 milioni nel 2021 e €843 milioni nel 2020 per le società consolidate e per €360 milioni nel 2021 e €170 milioni nel 2020 per le società in joint venture e collegate.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	18.680	7.194	18.925	21.309	49.502	13.410	14.068	17.371	1.609	162.068
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.076	1.416	6.123	8.430	16.265	10.758	4.968	3.906	855	56.797
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.223	71		1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.260					11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		19	8					7		34
Immobilizzazioni in corso		945	7		15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi		14.447	86		1.526		32	2.223		18.314
Fondi ammortamento e svalutazione		(5.287)	(61)		(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(c)}		9.160	25		1.203		12	1.099		11.499
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.569	6.236	14.140	17.474	40.607	11.240	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	369	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	17.609	6.692	17.666	19.242	46.506	12.733	14.841	16.855	2.299	154.443
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.355)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.265)	(99.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.892	1.337	5.925	7.520	16.779	10.558	4.381	3.412	1.034	54.838
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		9.102	58		1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.045					11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		25	6					7		38
Immobilizzazioni in corso		364	10		10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi		10.536	74		1.491		32	2.143		14.276
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.543)	(54)		(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		5.993	20		1.225		13	1.091		8.342

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €878 milioni nel 2019 e €831 milioni nel 2018 per le società consolidate e per €166 milioni nel 2019 e €180 milioni nel 2018 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Vår Energi AS.

(c) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

COSTI SOSTENUTI^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6					3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1	613
Costi di sviluppo ^(b)	182		497	452	842	185	785	657	27	3.627
Totale costi sostenuti società consolidate	198	96	536	509	978	188	973	751	28	4.257
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92								92
Costi di sviluppo ^(c)		936	59		4			2		1.001
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.028	59		4			2		1.093
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo ^(b)	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
Totale costi sostenuti società consolidate	491	255	402	491	681	203	1.200	500	11	4.234
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo ^(c)		1.481	3		6			14		1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.528	3		6			14		1.551
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo ^(b)	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	1.118	292	985	1.684	2.165	496	1.454	1.226	82	9.502
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo ^(c)		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate^(d)		3.931	4		5		(1)	37		3.976
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo ^(b)	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	408	663	488	2.318	1.445	95	1.640	555	43	7.655
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo ^(c)			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			5				103	(16)		92

(a) I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €62 milioni nel 2021, per €516 milioni nel 2020, per €2.069 milioni nel 2019 e decrementi per €517 milioni nel 2018.

(c) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €464 milioni nel 2021, costi per €424 milioni nel 2020, costi per €838 milioni nel 2019 e decrementi per €22 milioni nel 2018.

(d) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

VALORE STANDARD DEI FLUSSI DI CASSA NETTI FUTURI ATTUALIZZATI^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.900	2.318	22.129	19.582	22.616	27.337	18.738	7.120	972	128.712
Imposte su reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.863	1.317	9.784	12.846	14.244	21.036	5.839	4.734	897	76.560
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.751	1.147	5.268	8.635	8.636	10.333	3.544	2.754	547	44.615
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		28.037	230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione		(8.316)	(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.566)	(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		13.155	25		7.199			4.440		24.819
Imposte su reddito future		(8.591)	(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.564	16		5.913			3.131		13.624
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.462)	16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.102	32		2.415			1.732		7.281
Totale	3.751	4.249	5.300	8.635	11.051	10.333	3.544	4.486	547	51.896

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278
Imposte su reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	438	167	5.025	11.530	8.747	11.239	4.002	1.029	948	43.125
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	405	275	2.612	7.429	5.033	5.199	2.321	547	565	24.386
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		15.306	251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione		(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		3.120	124		225			4.513		7.982
Imposte su reddito future		(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		2.544	70		222			3.138		5.974
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		1.489	27		112			1.678		3.306
Totale	405	1.764	2.639	7.429	5.145	5.199	2.321	2.225	565	27.692

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.734	755	26.154	24.495	26.979	25.834	16.285	3.689	1.168	129.093
Imposte su reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.938	506	12.522	16.666	17.053	20.349	4.906	2.655	1.025	78.620
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.472	569	6.670	10.844	10.449	9.517	2.916	1.468	582	45.487
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		11.622	244		865			5.547		18.278
Imposte su reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.602	167		640			3.764		9.173
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.058	79		318			1.955		5.410
Totale	2.472	3.627	6.749	10.844	10.767	9.517	2.916	3.423	582	50.897

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	8.043	2.107	32.225	24.231	30.339	29.782	18.137	5.687	1.517	152.068
Imposte su reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	6.372	1.309	14.711	16.402	18.773	23.258	6.157	3.896	1.228	92.106
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.327	1.185	7.984	9.838	11.272	10.781	3.899	2.388	737	52.411
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		10.289	206		1.727			5.909		18.131
Imposte su reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		3.467	163		1.523			4.070		9.223
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		2.363	87		730			2.061		5.241
Totale	4.327	3.548	8.071	9.838	12.002	10.781	3.899	4.449	737	57.652

(a) I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2021, 2020, 2019 e 2018. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi. Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera. Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692
Aumenti (diminuzioni):			
Vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
Variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
Estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
Revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
Costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
Revisioni delle quantità stimate	1.963	1.665	3.628
Effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
Variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
Acquisizioni di riserve	27		27
Cessioni di riserve	(28)		(28)
Variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	20.229	3.975	24.204
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
Vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
Variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
Estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
Revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
Costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
Revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
Effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
Variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
Acquisizioni di riserve			
Cessioni di riserve			
Variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652
Aumenti (diminuzioni):			
Vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
Variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
Estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
Revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
Costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
Revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
Effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
Variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
Acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
Cessioni di riserve ^(a)	(429)	(88)	(517)
Variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	(6.924)	169	(6.755)
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2018			
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
Aumenti (diminuzioni):			
Vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
Variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
Estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
Revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
Costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
Revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
Effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
Variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
Acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
Cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
Variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	15.418	2.608	18.026
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652

INVESTIMENTI TECNICI^(a)

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Acquisto di riserve proved e unproved	17	57	400	869
Africa Settentrionale	6	55	135	
Egitto		2	1	
Resto dell'Asia			23	869
America	11		241	
Ricerca esplorativa	391	283	586	463
Italia				1
Resto d'Europa	81	9	43	52
Africa Settentrionale	11	42	71	20
Egitto	37	48	86	80
Africa Sub-Sahariana	81	20	128	22
Kazakhstan	2	4	7	
Resto dell'Asia	120	124	141	140
America	59	36	74	146
Australia e Oceania			36	2
Sviluppo di idrocarburi	3.443	3.077	5.931	6.506
Italia	282	229	289	380
Resto d'Europa	91	107	110	600
Africa Settentrionale	206	220	536	525
Egitto	442	393	1.481	2.205
Africa Sub-Sahariana	771	624	1.406	1.635
Kazakhstan	189	178	371	193
Resto dell'Asia	824	916	1.028	550
America	611	402	695	381
Australia e Oceania	27	8	15	37
Progetti CCUS e agro-biofeedstock	37			
Altro	52	55	79	63
	3.940	3.472	6.996	7.901

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel 2021.

Global Gas & LNG Portfolio

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	1,15	0,56	0,51
di cui: dipendenti		0,00	0,99	0,96	0,40
contrattisti		0,00	1,37	0,00	0,69
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	20.843	7.051	11.779	14.807
Utile (perdita) operativo		899	(332)	431	387
Utile (perdita) operativo adjusted		580	326	193	278
Utile (perdita) netto adjusted		169	211	100	118
Investimenti tecnici		19	11	15	26
Vendite gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85	76,60
Italia		36,88	37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72	29,17
di cui: Importatori in Italia		2,89	3,67	4,37	3,42
Mercati europei		25,12	19,33	22,35	25,75
Resto del mondo		5,56	4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL ^(c)		10,9	9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	847	700	711	734
- di cui all'estero		571	410	418	416
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	1,01	0,36	0,25	0,62

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Include vendite intercompany.

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

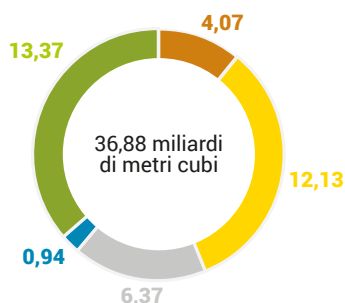
Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) è focalizzato sull'attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei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

VENDITE GAS ITALIA

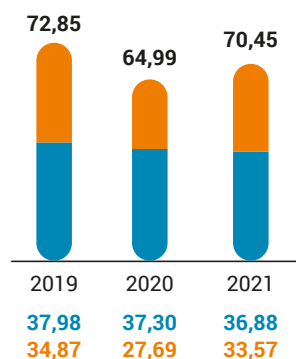
(miliardi di metri cubi)

VENDITE GAS MONDO

PSV e borsa Termoelettrici Industriali
Autoconsumi Grossisti



Vendite in Italia
Vendite internazionali



1. MERCATO

1.1 GAS NATURALE

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo.

Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e accesso alle infrastrutture, dalle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno di gas di Eni è soddisfatto con forniture provenienti da diversi Paesi sulla base di contratti di approvvigionamento di lungo termine o forniture dell'attività

upstream Eni e dall'accesso ai mercati spot dell'Europa continentale.

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,98 miliardi di metri cubi in aumento di 8,82 miliardi di metri cubi, pari al 14,2%, rispetto al 2020.

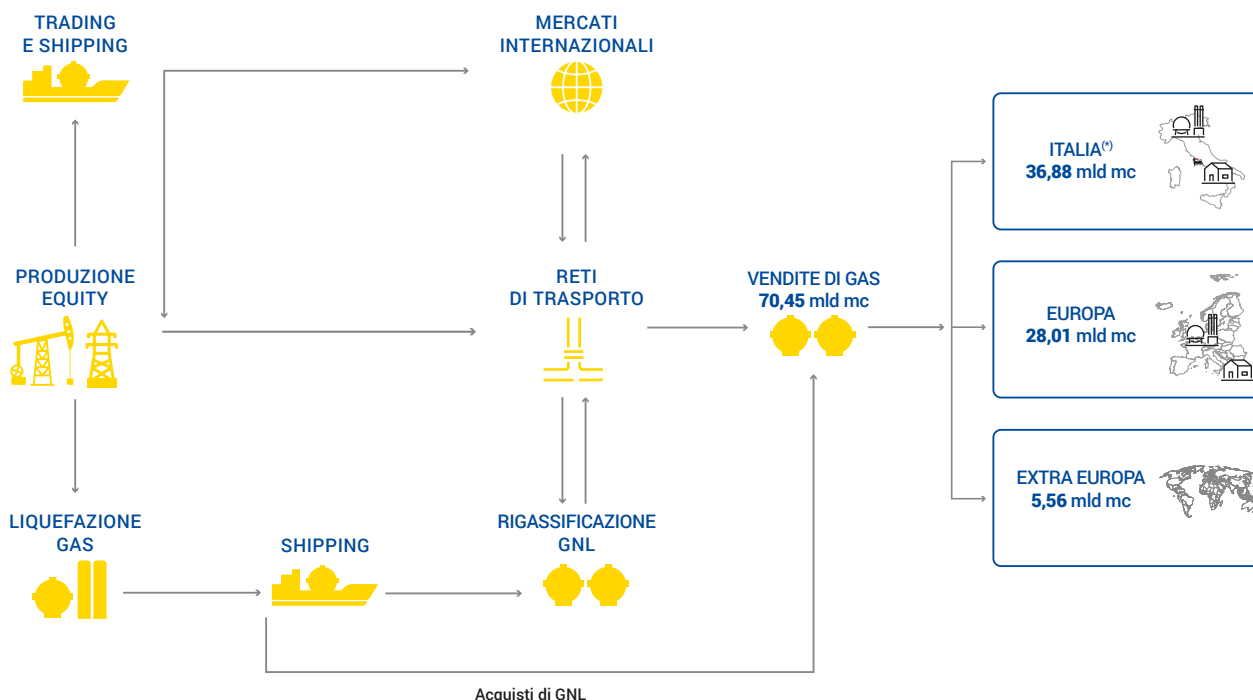
I volumi di gas approvvigionati all'estero (67,39 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono aumentati rispetto al 2020 (+12,70 miliardi di metri cubi; +23%) principalmente per effetto dei maggiori volumi approvvigionati in Russia (+7,72 miliardi di metri cubi), in Algeria (+4,90 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (+1,03 miliardi di metri cubi) e in Indonesia (+0,66 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati in Libia (-1,26 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (3,59 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione del 51,9% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



CICLO DEL VALORE DEL SETTORE GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

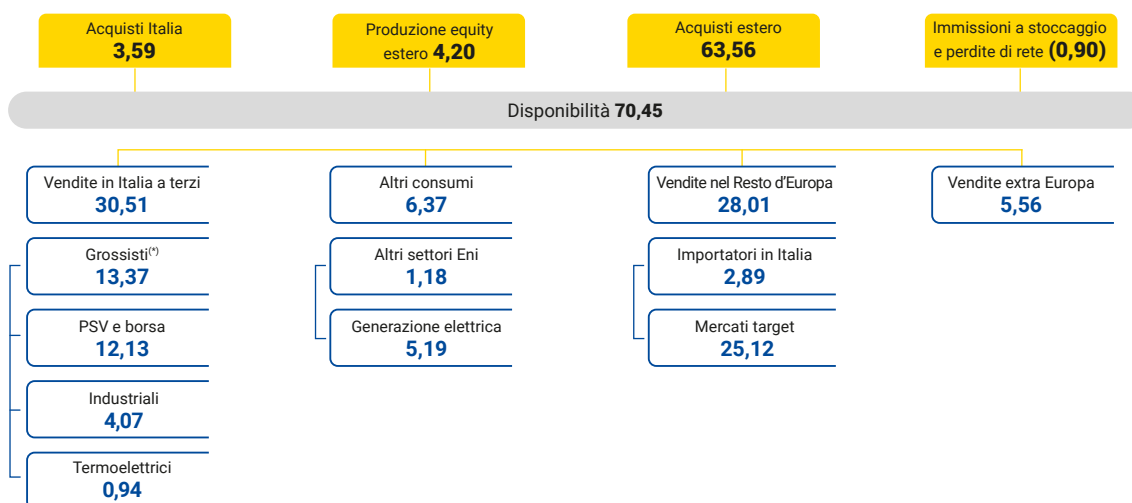
Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) è presente nelle seguenti fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità di gas con contratti di lungo termine, una presenza multi-Country, accesso alle infrastrutture, know-how e relazioni di lungo termine con i Paesi produttori. L'integrazione con le attività upstream consente inoltre al settore GGP di Eni di cogliere le opportunità di crescita nel mercato gas e di valorizzare le riserve di gas equity.



(*) Includi gli autoconsumi.

DISPONIBILITÀ E VENDITA DI GAS NATURALE

(miliardi metri cubi)



(*) Sono inclusi i volumi di gas commercializzati a Eni Plenitude.

Commercializzazione in Italia ed Europa

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia. In tale scenario, la ripresa della domanda ha evidenziato incrementi di circa +7% e +6% nei consumi nazionali e nell'UE rispetto al 2020. Le vendite di gas

naturale di 70,45 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato un incremento di 5,46 miliardi di metri cubi rispetto al 2020, pari all'8,4% principalmente per maggiori vendite in Turchia e maggiori volumi commercializzati di GNL.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	2018
ITALIA		36,88	37,30	37,98	39,17
Grossisti		13,37	12,89	13,08	14,67
PSV e borsa		12,13	12,73	12,13	12,49
Industriali		4,07	4,21	4,62	4,40
Termoelettrici		0,94	1,34	1,90	1,50
Autoconsumi		6,37	6,13	6,25	6,11
VENDITE INTERNAZIONALI		33,57	27,69	34,87	37,43
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72	29,17
Importatori in Italia		2,89	3,67	4,37	3,42
Mercati europei		25,12	19,33	22,35	25,75
Penisola Iberica		3,75	3,94	4,22	4,65
Germania/Austria		0,69	0,35	2,19	1,93
Benelux		3,47	3,58	3,78	5,29
Regno Unito		2,65	1,62	1,75	2,22
Turchia		8,50	4,59	5,56	6,53
Francia		5,80	5,01	4,47	4,95
Altro		0,26	0,24	0,38	0,18
Mercati extra europei		5,56	4,69	8,15	8,26
TOTALE VENDITE GAS MONDO		70,45	64,99	72,85	76,60

Le vendite in Italia pari a 36,88 miliardi di metri cubi si riducono dell'1,1%, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'hub e presso il settore termoelettrico ed industriale, in parte compensati dalle maggiori vendite al segmento grossisti. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,89 miliardi di metri cubi; -21,3% rispetto al 2020) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

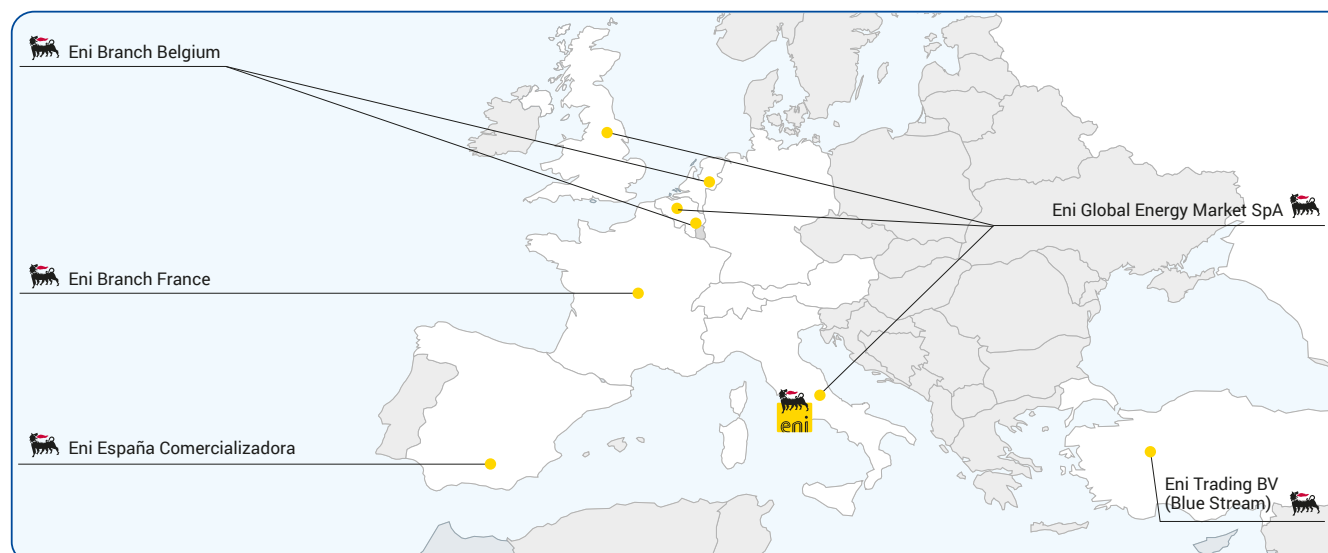
Le vendite sui mercati europei di 25,12 miliardi di metri cubi

sono in aumento del 30% (+5,79 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020.

Le vendite nei mercati extra europei pari a 5,56 miliardi di metri cubi hanno registrato un aumento del 18,6% rispetto allo scorso esercizio (+0,87 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

Di seguito è descritta la presenza Eni nei principali mercati europei:

PRESENZA GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO IN EUROPA



Benelux

Eni è attiva in Benelux nei segmenti industriali, grossista, termoelettrico. Nel 2021 le vendite ammontano a 3,47 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,11 miliardi di metri cubi rispetto al 2020 (pari a -3,1%) a seguito delle azioni di ottimizzazione in parte compensate dai maggiori volumi venduti all'hub.

Francia

Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e la società Eni Gas & Power France SA. Nel 2021, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 5,80 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,79 miliardi di metri cubi, pari al 15,8%, rispetto al 2020 principalmente per ottimizzazione del portafoglio parzialmente compensate da minori vendite hub.

Germania/Austria

Eni nel 2021 ha venduto 0,69 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 0,34 miliardi di metri cubi, pari al 97,1% rispetto all'anno precedente per effetto dell'ottimizzazione di portafoglio e dei maggiori volumi venduti all'hub.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2021, le vendite in Spagna sono state di 3,75 miliardi di metri cubi, in calo di 0,19 miliardi di metri cubi (-4,8%) rispetto al 2020.

Nell'ambito delle operazioni di ottimizzazione del portafoglio, nel marzo 2021, è stata completata la ristrutturazione di Unión Fenosa Gas tramite la finalizzazione degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas (UFG) con i partner egiziani. L'accordo ha previsto la rilevazione della quota del 50% nell'impianto di Damietta e della relativa capacità di liquefazione, nonché delle attività di commercializzazione del gas in Spagna detenute da UFG ed il conseguente riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta.

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2021, le vendite sono state di 8,50 miliardi di metri cubi di gas, con un incremento di 3,91 miliardi di metri cubi, pari all'85,2% rispetto al 2020 per effetto principalmente dei maggiori ritiri effettuati da Botas.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata EGEM (Eni Global Energy Market) che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2021, le vendite Eni sono state di 2,65 miliardi di metri cubi con un incremento di 1,03 miliardi di metri cubi, pari al 63,6% rispetto al 2020 per l'aumento dei volumi venduti all'hub.

1.2 GNL

Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita.

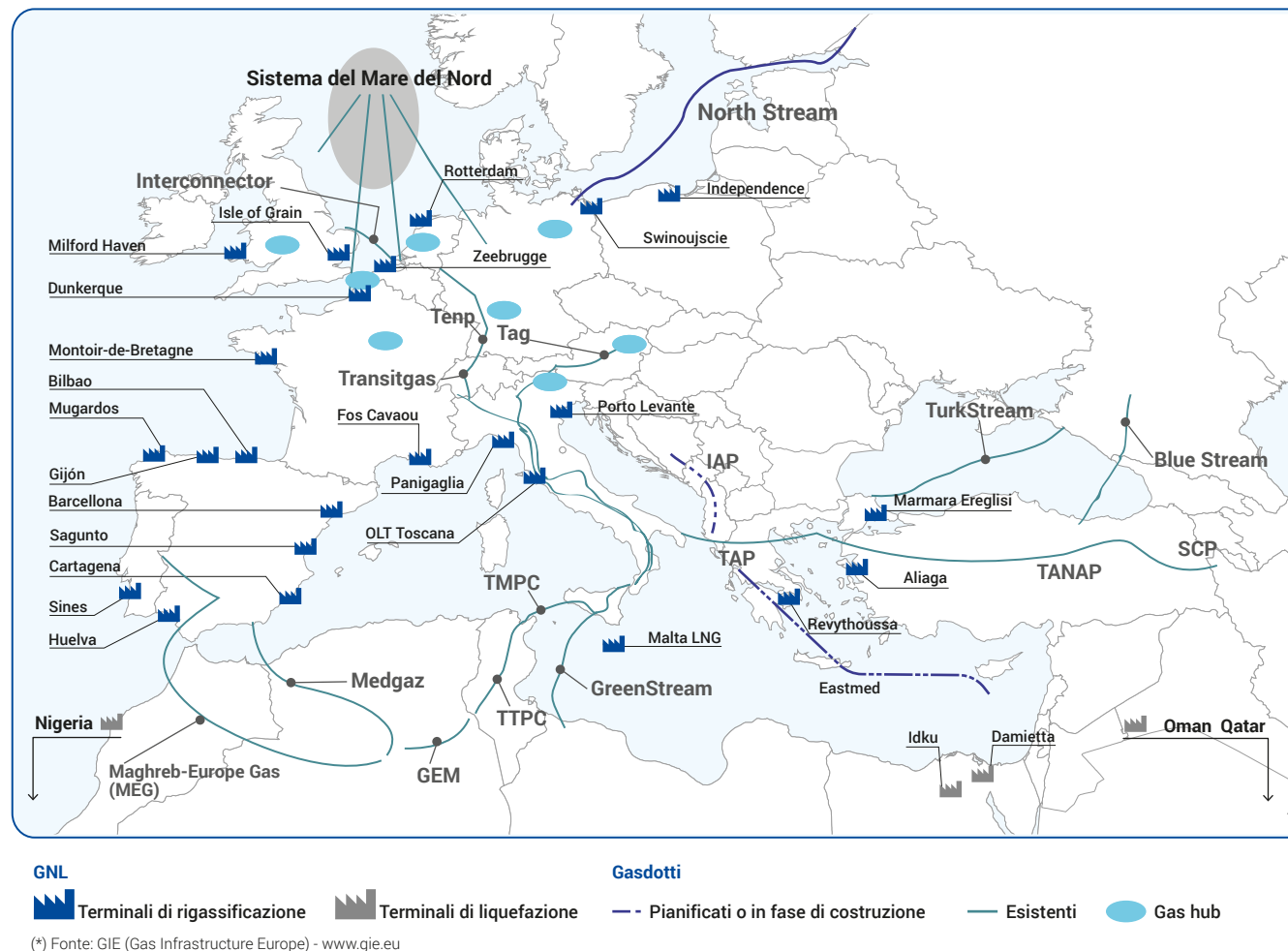
Nell'ambito della strategia di decarbonizzazione finalizzata alla valorizzazione del portafoglio GNL, nel 2021 è stato firmato un accordo con CPC Corporation, utility taiwanese, per la fornitura presso il terminale di ricezione di Yung An (Taiwan) di un carico di GNL certificato carbon neutral secondo lo standard riconosciuto a livello internazionale PAS2060, proveniente dall'impianto di liquefazione di Bontang in Indonesia alimentato con il gas del giacimento Eni di Jangkrik. Le emissioni GHG associate all'intera catena del valore del carico, includendo la produzione di gas, la trasmissione, la liquefazione, il trasporto, la rigassificazione, la distribuzione e l'utilizzo finale, sono state compensate dai crediti emissivi derivanti da progetti di conservazione delle foreste. In particolare, i crediti sono stati acquisiti da due progetti REDD+: Luangwa Community Forest in Zambia e Kulera Landscape in Malawi.

Nell'aprile 2022, Eni e la società di Stato egiziana "EGAS" hanno concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente con l'obiettivo di incrementare la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di 3 miliardi di metri cubi nel 2022.

Nel 2021, le vendite di GNL (10,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si incrementano del 14,7% rispetto al 2020 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dall'Egitto, Qatar, Indonesia e Nigeria e commercializzato in Europa e Asia.

2. TRASPORTO INTERNAZIONALE

PRINCIPALI INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN EUROPA^(*)



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

Nell'ambito della strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio, finalizzata alla crescita nei settori relativi alla transizione energetica, firmato un accordo per la cessione a Snam del 49,9% delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i gasdotti onshore, che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). L'operazione prevede il conferimento di tali partecipazioni in una JV della quale sarà ceduto a Snam il 49,9% per il corrispettivo di circa €385 milioni (Eni manterrà la quota residua del 50,1%). Tale transazione consente inoltre

di valorizzare in maniera sinergica le rispettive competenze su una rotta strategica per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale in Italia, favorendo potenziali iniziative di sviluppo nella catena del valore dell'idrogeno dal Nord Africa.

Nel mese di aprile 2022, è stato definito un accordo con l'Algeria, in base al quale Eni prevede di aumentare gradualmente i volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto Transmed nell'ambito dei contratti di fornitura di lungo termine in essere con Sonatrach, con consegne incrementali di gas naturale a partire dal prossimo anno termico e un progressivo ramp-up fino a 9 miliardi di metri cubi/anno nel 2023-24.

Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni:

► **il gasdotto TTPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri (due linee lunghe ciascuna 370 chilometri) e della capacità di trasporto al

punto di consegna di Oued Saf Saf di 34,3 miliardi di metri cubi/anno. Dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, alla frontiera algerina, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si connette con il gasdotto TMPC;

- **il gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;
- **il gasdotto GreenStream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da

Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 520 chilometri, realizza l'attraversamento sottomarino del Mar Mediterraneo collegando l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, punto di ingresso nella rete nazionale di gasdotti. La capacità originaria del gasdotto ammonta a circa 8 miliardi di metri cubi/anno;

- Eni partecipa al **gasdotto sottomarino Blue Stream** che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto sviluppa complessivamente 774 chilometri su due linee e ha una capacità di trasporto di 16 miliardi di metri cubi/anno. In relazione a tale infrastruttura è stata annunciata da parte del management la cessione della quota del 50%.

APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	2018
Italia		3,59	7,47	5,57	5,46
Russia		30,21	22,49	24,36	26,10
Algeria (incluso il GNL)		10,12	5,22	6,66	12,02
Libia		3,18	4,44	5,86	4,55
Paesi Bassi		1,41	1,11	4,12	3,95
Norvegia		7,52	7,19	6,43	6,75
Regno Unito		2,65	1,62	1,75	2,21
Indonesia (GNL)		1,81	1,15	1,58	3,06
Qatar (GNL)		2,30	2,47	2,79	2,56
Altri acquisti di gas naturale		2,39	5,24	7,90	5,50
Altri acquisti di GNL		5,80	3,76	3,40	1,97
Estero		67,39	54,69	64,85	68,67
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		70,98	62,16	70,42	74,13
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,86)	0,52	0,08	0,08
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,04)	(0,03)	(0,22)	(0,18)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate		70,08	62,65	70,28	74,03
Disponibilità per la vendita delle società collegate		0,37	2,34	2,57	2,57
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		70,45	64,99	72,85	76,60

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	2018
Vendite delle società consolidate		69,99	62,58	70,17	73,68
Italia (inclusi autoconsumi)		36,88	37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		27,69	21,54	25,21	27,42
Extra Europa		5,42	3,74	6,98	7,09
Vendite delle società collegate (quota Eni)		0,46	2,41	2,68	2,92
Resto d'Europa		0,32	1,46	1,51	1,75
Extra Europa		0,14	0,95	1,17	1,17
TOTALE VENDITE GAS MONDO		70,45	64,99	72,85	76,60

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	2018
Europa		5,4	4,8	5,5	4,7
Extra Europa		5,5	4,7	4,6	5,6
Totale vendite di GNL		10,9	9,5	10,1	10,3

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto ^(a) (mld mc/a)	Stazioni di compressione (n.)
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,3	5
TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo)	5 linee da 155 km	775	20/26	33,5	
Greenstream (Mellitah-Gela)	1 linea da 520 km	520	32	8,0	1
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0	1

(a) Comprende sia la capacità di transito sia il quantitativo destinato ai mercati locali e prelevato in vari punti lungo il gasdotto.

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Mercato			5	3	19
<i>Italia</i>					8
<i>Estero</i>			5	3	11
Trasporto internazionale		19	6	12	7
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		19	11	15	26

Energy Evolution

La direzione Energy Evolution è impegnata nello sviluppo dei business della generazione, trasformazione e commercializzazione di prodotti da fossili a bio, blu e green. In particolare, è focalizzata sulla crescente generazione di energia da energie rinnovabili e biometano, coordina l'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e del business della chimica di Eni. Sviluppa il portafoglio retail di Eni, con l'obiettivo di fornire prodotti decarbonizzati per la mobilità. Comprende i risultati del business Refining & Marketing, della chimica gestita da Versalis SpA e dalle sue controllate, di Plenitude SpA che combina generazione da fonti rinnovabili, gas e energia al dettaglio e clienti commerciali, ricariche di veicoli elettrici e servizi energetici in un modello di business unico. Energy evolution include inoltre i risultati della produzione di energia da impianti termoelettrici e le attività di bonifica e riqualificazione ambientale gestite dalla controllata Eni Rewind.

Refining & Marketing e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,80	0,27	0,56
di cui: dipendenti		1,13	1,17	0,24	0,49
contrattisti		0,49	0,48	0,29	0,62
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	40.374	25.340	42.360	46.483
Utile (perdita) operativo		45	(2.463)	(682)	(501)
Utile (perdita) operativo adjusted		152	6	21	360
- Refining & Marketing		(46)	235	289	370
- Chimica		198	(229)	(268)	(10)
Utile (perdita) netto adjusted		62	(246)	(42)	224
Investimenti tecnici		728	771	933	877
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	665	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1	0,4
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	65	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		49	54	54	54
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	548	548	548	548
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil	(%)	76	69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,19	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.451	4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	13.072	11.471	11.626	11.457
- di cui all'estero		4.044	2.556	2.591	2.594
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,72	6,65	7,97	8,19
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	228	248	248	253

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il settore Refining & Marketing e Chimica è impegnato nell'approvvigionamento di greggi, stoccaggio, produzione, distribuzione e commercializzazione di prodotti petroliferi e biocarburanti, produzione e distribuzione di prodotti chimici di base, intermedi, materie plastiche, elastomeri e chimica da fonti rinnovabili. Include i risultati delle attività del business Refining & Marketing e del business della Chimica che sono stati accorpati in un unico settore in quanto presentano caratteristiche simili.

Il business Refining & Marketing è focalizzato: nella lavorazione di greggi, produzione e stoccaggio di prodotti petroliferi in Italia, Germania e Medio Oriente (attraverso il 20% interest in ADNOC Refining) e produzione di biocarburanti in Italia; nella distribuzione e commercializzazione di prodotti oil (benzine, gasoli, biodiesel, GPL, lubrificanti), e non-oil attraverso i punti vendita rete in Italia e in Europa, e di prodotti petroliferi sul mercato extrarete, costituito prevalentemente da rivenditori, imprese industriali, società di servizi, Enti pubblici e le imprese municipalizzate, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca; in altre vendite, prevalentemente a grandi clienti quali le oil companies e infine nell'erogazione di servizi di smart mobility con il marchio Enjoy.

Il business della Chimica è gestito attraverso Versalis, società controllata al 100% da Eni, che opera a livello internazionale nei settori della chimica di base e degli intermedi, delle materie plastiche, delle gomme e della chimica da fonti rinnovabili. L'attività è gestita attraverso le sue cinque aree di business: intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri, biochem, moulding e compounding.

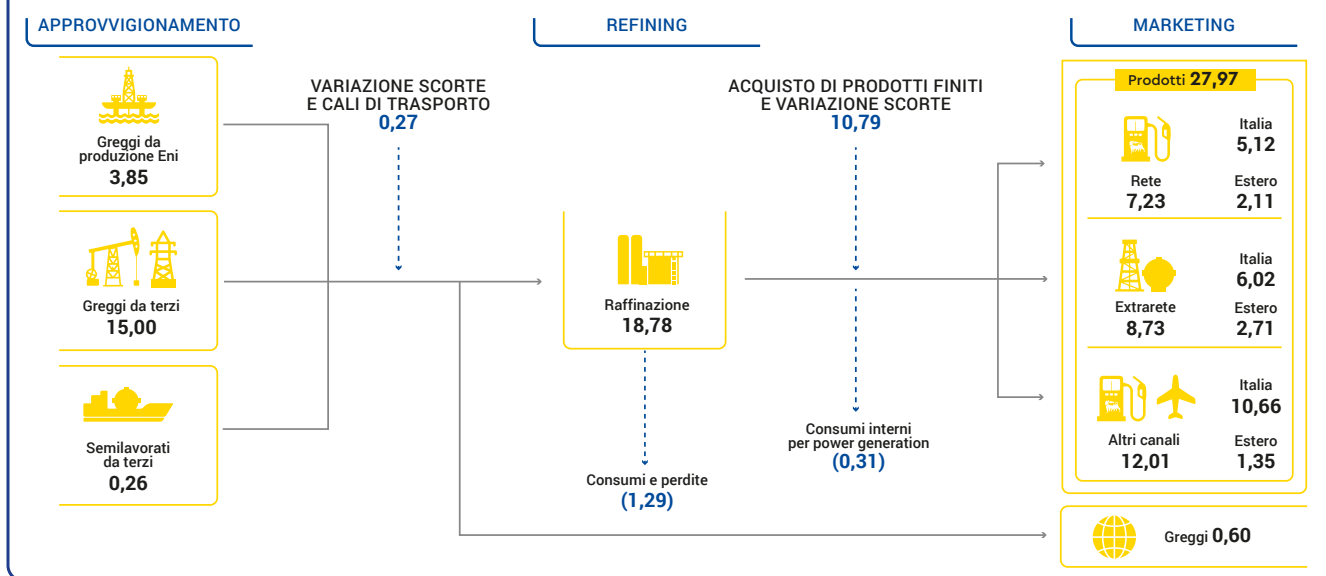
REFINING & MARKETING

Eni è attiva nel settore della raffinazione in Italia e all'estero e opera attraverso impianti tradizionali di raffinazione di proprietà e partecipati, nonché impianti riconvertiti in bioraffinerie. Nell'ambito della strategia Eni di trasformazione della raffinazione tradizionale, nel 2021 è stato firmato un accordo con Chevron Lummus

Global di cooperazione e licenza per le tecnologie per la conversione dei residui della raffinazione con l'obiettivo di commercializzare su scala globale un'ampia gamma di processi di hydrocracking, inclusa la conversione completa dei residui più pesanti della produzione petrolifera in prodotti più leggeri e più pregiati.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI

I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono al 2021.



1. RAFFINAZIONE

Nel 2021, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni è stata di circa 27,4 milioni di tonnellate (548 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 49%. La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di 19,4 milioni di tonnellate

(388 mila barili/giorno), con un indice di conversione del 47%. Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2021 sono state di 18,78 milioni di tonnellate, in crescita rispetto al 2020 (+1,78 milioni di tonnellate; +10,5%).

SISTEMA DI RAFFINAZIONE 2021

	Quota di partecipazione	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni)	Conversione equivalente ^(b)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(c)	Residue Conversion ^(c)	Hydrocracking ^(c)	Visbreaking/ Thermal Cracking ^(c)
	(%)	(mgl bl/g)	(%)	(%)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)
Raffinerie di proprietà		388	74	47	34	26	71	29
Italia								
Sannazzaro	100	200	75	58	34		51	29
Taranto	100	104	72	56		26	20	
Livorno	100	84	73	11				
Raffinerie partecipate		160	81	52	143	182	239	27
Italia								
Milazzo	50	100	84	60	45	25	32	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	69	36	49		43	
Schwedt	8,33	19	90	42	49			27
TOTALE		548	76	49	177	208	310	56

(a) La capacità di raffinazione bilanciata totale in quota Eni si determina in 732 mgl bl/g includendo la partecipazione del 20% in ADNOC Refining.

(b) Conversione equivalente: capacità equivalente cracking catalitico/capacità topping (%wt).

(c) Le capacità degli impianti di conversione sono al 100%.

Italia

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da 3 raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno e Taranto) e dalla quota di partecipazione del 50% nella raffineria di Milazzo. Ciascuna delle raffinerie Eni ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività Eni.

Sannazzaro ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 58%. Situata nella Pianura Padana, è una delle raffinerie più efficienti d'Europa e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facilities, in particolare due unità di vacuum e tre unità di desolforazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC), due unità di reforming e l'unità di conversione termica visbreaking alla quale è associata un'unità di gassificazione del tar (residuo pesante da visbreaker) per la produzione di gas di sintesi destinato alla produzione di energia elettrica. Infine, nel 2013, è stato avviato il primo impianto di conversione basato sulla tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) per la produzione a partire da greggi pesanti (vacuum e visbreaking tar), di nafta e distillati medi pregiati (in particolare gasolio) con un fattore di conversione del 95%.

Taranto ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 104 mila barili/giorno e un indice di conversione del 56%. Tale raffineria gode di una posizione di forza sul mercato in quanto è l'unico impianto presente nell'Italia meridionale continentale, essendo inoltre integrata col segmento upstream attraverso i giacimenti della Val d'Agri in Basilicata (Eni 61%) collegati a Taranto attraverso un oleodotto. La raffineria è dotata di un'unità di topping-vacuum, un impianto per l'hydrocracking dei residui di lavorazione e uno per l'hydrocracking del gasolio, un platforming nonché di due unità di desolforazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno, un indice di conversione dell'11% e produce lubrificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze) ed è dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming,

due unità di desolforazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di de-asphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e de-waxing utilizzate per la produzione di basi lubrificanti nonché di un impianto di blending e filling per la produzione di lubrificanti finiti.

Milazzo partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia, con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 60%, è situata sulla costa settentrionale della Sicilia. L'attività della raffineria riguarda principalmente l'esportazione e la fornitura dei depositi costieri italiani. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e una unità di vacuum, di due unità di desolforazione, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC), di una unità di reforming e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

Esteri

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt (PCK) e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale.

2. BIORAFFINAZIONE

Eni, in Italia, ha riconvertito i siti di Venezia e Gela in moderne bioraffinerie, con una capacità installata a regime di 1,1 milioni di tonnellate/anno, in grado di produrre diesel a minore contenuto carbonico attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™.

Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 0,4 milioni di tonnellate/anno di biodiesel prodotto da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™).

BIORAFFINERIE

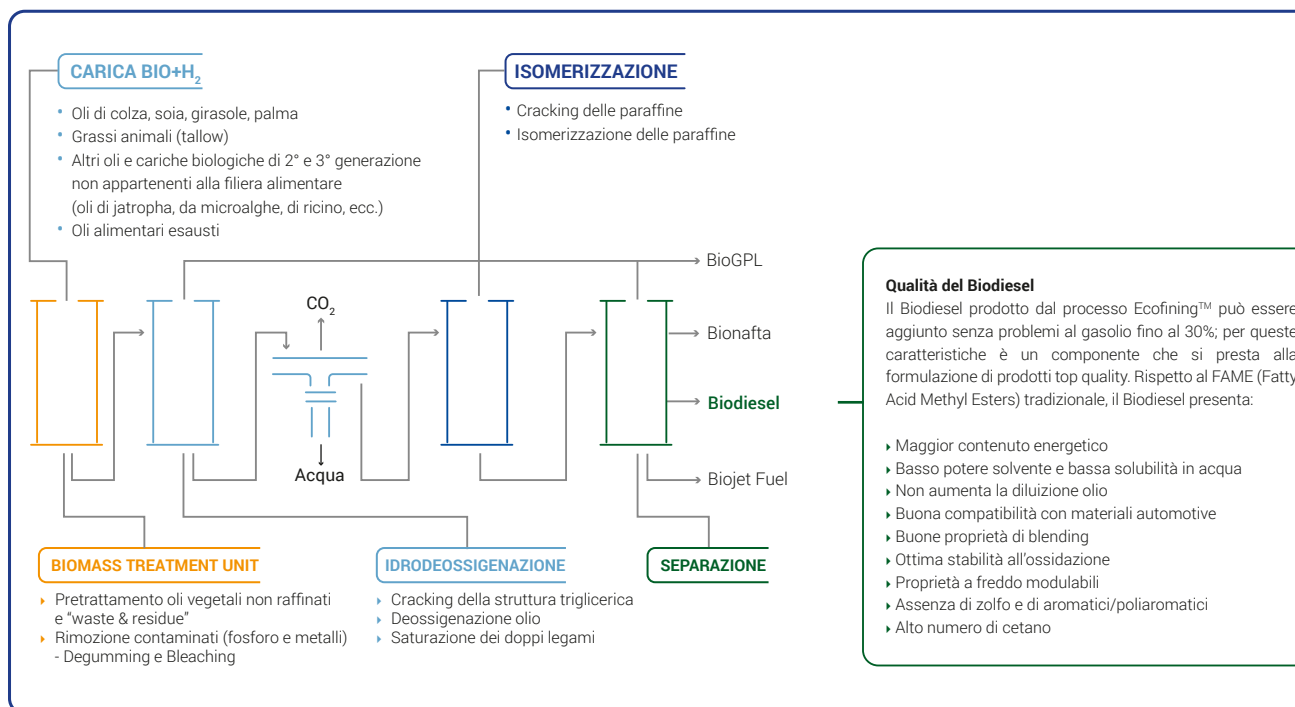
	Quota di partecipazione	Capacità (2021)	Lavorazioni (2021)
	(%)	(mln t/a)	(mln t/a)
Interamente possedute			
Venezia	100	0,4	0,2
Gela	100	0,7	0,5
Totale		1,1	0,7

Gela: nel 2020 è stata raggiunta la piena operatività grazie all'applicazione della tecnologia di conversione Ecofining™, sviluppata da Eni, in grado di convertire oli vegetali e materie prime di seconda generazione, quali oli usati da cucina e grassi animali, in HVO. Le caratteristiche dell'impianto consentono di produrre HVO nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG lungo tutta la catena produttiva, sfruttando la piena capacità dell'impianto nel processare materie prime di seconda generazione. A marzo 2021 è stata avviata la Biomass Treatment Unit (BTU) per ampliare il range di cariche da inviare all'impianto consentendo di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare in sostituzione dell'olio di palma.

Nel 2021 i volumi di bio-feedstock processati sono pari a 665 mila tonnellate in diminuzione del 6% rispetto al 2020 (40 mila tonnellate), a seguito delle maggiori fermate presso la bioraffineria di Venezia in un contesto di scenario depresso.

Inoltre, l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di biodiesel è stata ridotta di circa 34 punti percentuali rispetto al 2020 grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela. Confermato l'obiettivo di totale eliminazione dell'olio di palma dal 2023 nei processi di raffinazione. Nel 2021 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per circa 585 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in riduzione del 6%.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI



SVILUPPO DELL'ECONOMIA CIRCOLARE NEI BIOCOMBUSTIBILI

Nel 2021 Eni ha finalizzato l'acquisizione di FRI-EL Biogas Holding, leader in Italia nel settore della produzione di biogas. La società, rinominata EniBioCh4in, possiede e gestisce impianti per la generazione di energia elettrica da biogas e un impianto per il trattamento della FORSU, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Eni intende convertire tali impianti alla produzione di biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni che erogheranno gas naturale compresso (CNG) e gas naturale liquefatto (GNL), in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni.

Inoltre, al fine di promuovere iniziative di decarbonizzazione del

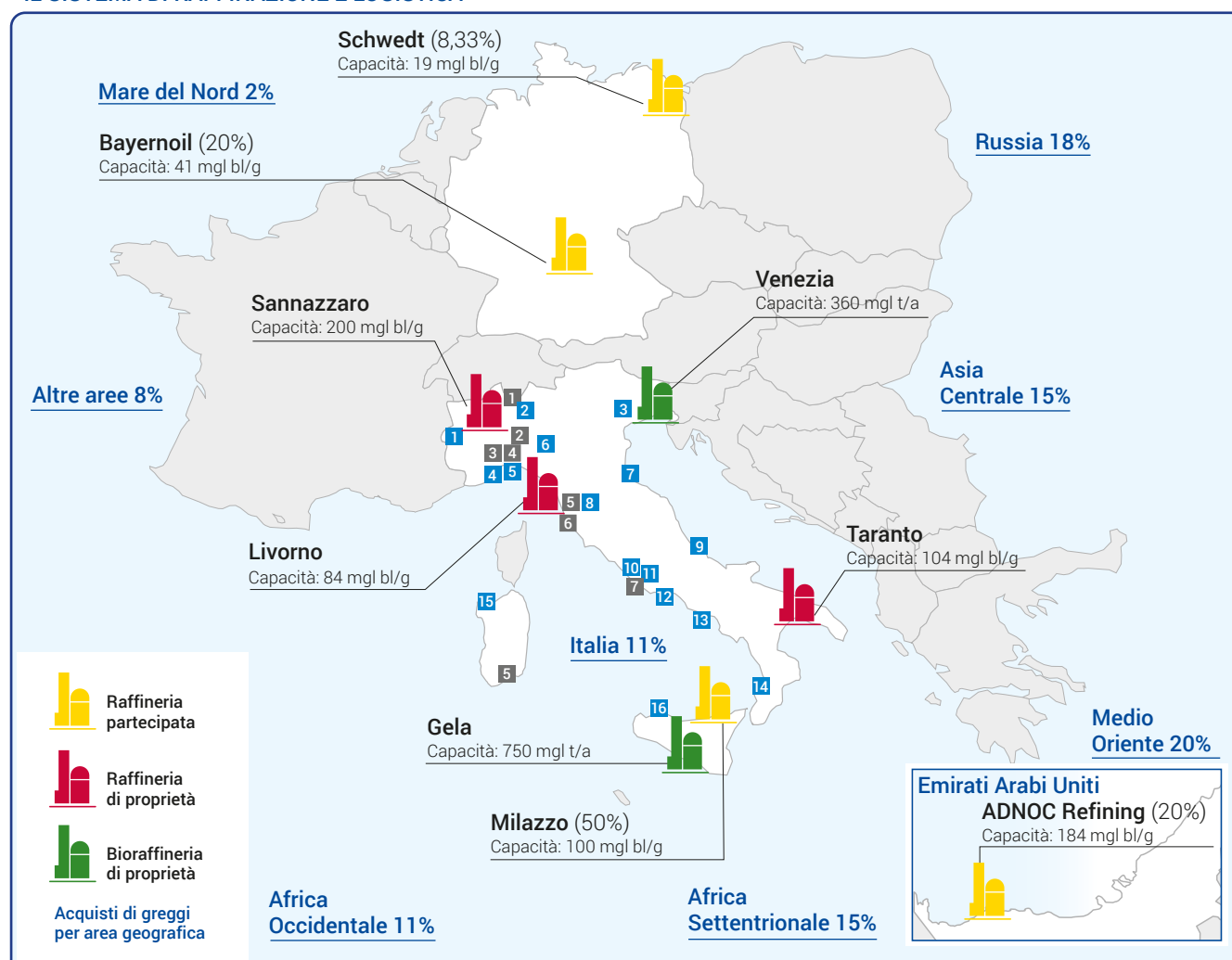
settore aereo e accelerare il processo di transizione ecologica degli aeroporti è stato siglato un accordo con SEA, società di gestione degli aeroporti di Milano Malpensa e Milano Linate, per l'introduzione di combustibili sostenibili destinati all'aviazione (SAF – Sustainable Aviation Fuel) e alla movimentazione a terra (HVO – Hydrotreated Vegetable Oil). L'accordo è in linea con il percorso già intrapreso con Aeroporti di Roma, che nel gennaio 2022 ha dato il via alle prime forniture di biocarburante idrogenato HVO puro, prodotto nella bioraffineria Eni di Porto Marghera, per alimentare i mezzi stradali per la movimentazione dei passeggeri a ridotta mobilità in ambito aeroportuale.

La produzione del SAF è stata avviata nel mese di ottobre impiegando esclusivamente scarti e residui, in linea con la decisione strategica di non utilizzare olio di palma dal 2023. Nell'ambito del percorso verso la decarbonizzazione, è stata firmata una lettera d'intenti con Air Liquide per lo sviluppo della mobilità a idrogeno in Italia. In particolare, la collaborazione prevederà uno studio di fattibilità e sostenibilità per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno low carbon e rinnovabile

a supporto del mercato dei veicoli a celle a combustibile per la mobilità pesante e leggera.

Infine è stato sottoscritto un accordo strategico con BASF relativo a una nuova tecnologia per la produzione di bio-propanolo da glicerina ottenuta dalla produzione del biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Esters), destinato all'utilizzo come componente bio nella formulazione di carburanti.

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE E LOGISTICA^(*)



Logistica di proprietà

1 Volpiano	5 Genova Porto	9 Ortona	13 Napoli (GPL)
2 Rho	6 Fiorenzuola	10 Pantano	14 Vibo Valentia
3 Porto Marghera (Petroven)	7 Ravenna (GPL)	11 Pomezia	15 Porto Torres
4 Genova Pegli	8 Calenzano	12 Gaeta	16 Palermo

Logistica in joint venture

1 Disma	5 Costiero Gas (Livorno e Sarroch)
2 SIGEMI	6 Toscopetrol
3 Seapad	7 Seram
4 Porto Petroli di Genova	

(*) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2021.

3. LOGISTICA

Eni è uno dei principali operatori in Italia nello stoccaggio e nel trasporto di prodotti petroliferi disponendo di una struttura logistica integrata composta da una rete di oleodotti e da un sistema di 15 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale e da un deposito gestito attraverso la Società controllata Petroven, posseduta al 100% da dicembre 2019. La logistica Eni è organizzata in quattro gestioni operative ("depositi nord", "depositi centro", "depositi sud e gpl" e "oleodotti") responsabili della movimentazione e dello stoccaggio dei flussi dei prodotti, in grado di garantire elevati standard tecnici e di sicurezza (HSE e asset integrity), nonché l'ottimizzazione dei costi e la continua disponibilità di prodotto lungo tutto il territorio nazionale. Eni inoltre partecipa in 7 joint venture in ambito logistico con altri partner italiani (Sigemi, Seram, Disma, Seapad, Toscopetrol, Porto Petroli Genova e Costiero Gas Livorno) attraverso le quali gestisce altri depositi localizzati e oleodotti. Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare, mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra, attraverso una rete di oleodotti della quale 1.156 chilometri in esercizio. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi, selezionate come market leader nel proprio settore.

4. OSSIGENATI

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1,03 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa il 2% della domanda mondiale, utilizzato per innalzare il numero di ottano nella benzina) e metanolo (utilizzato principalmente nella petrolchimica).

La disponibilità di prodotto è assicurata per l'87% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) ed in Venezuela (in joint venture con Pequiven) e per il 13% da acquisti.

MARKETING

1. RETE ITALIA

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 22,3%, in diminuzione rispetto al 2020 (23,2%). Nel 2021, le vendite sulla rete in Italia (5,12 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2020 (+0,56 milioni di tonnellate, +12,3%) come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.362 mila litri) è in crescita di 156 mila litri rispetto al 2020.

Al 31 dicembre 2021 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.078 stazioni di servizio con una riduzione di 56 unità rispetto al 31 dicembre 2020 (4.134 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (65 unità), della riduzione delle concessioni autostradali (4 unità), in parte bilanciato dal saldo positivo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (13 unità).

Al fine di arricchire la gamma dei servizi offerti presso le stazioni di servizio con l'obiettivo di trasformarle in centri multi-servizi, nel 2021, sono stati installati oltre 800 locker Amazon, per permettere al cliente di ritirare gli acquisti effettuati e circa 200 Telepass point, per richiedere, ritirare o sostituire il dispositivo Telepass. Tra gli ulteriori servizi, si segnala la catena di distribuzione al dettaglio Emporium, che a fine 2021 contava 80 negozi di prossimità all'interno degli Eni caffè (presenti su oltre 600 stazioni di servizio).

2. RETE EUROPA

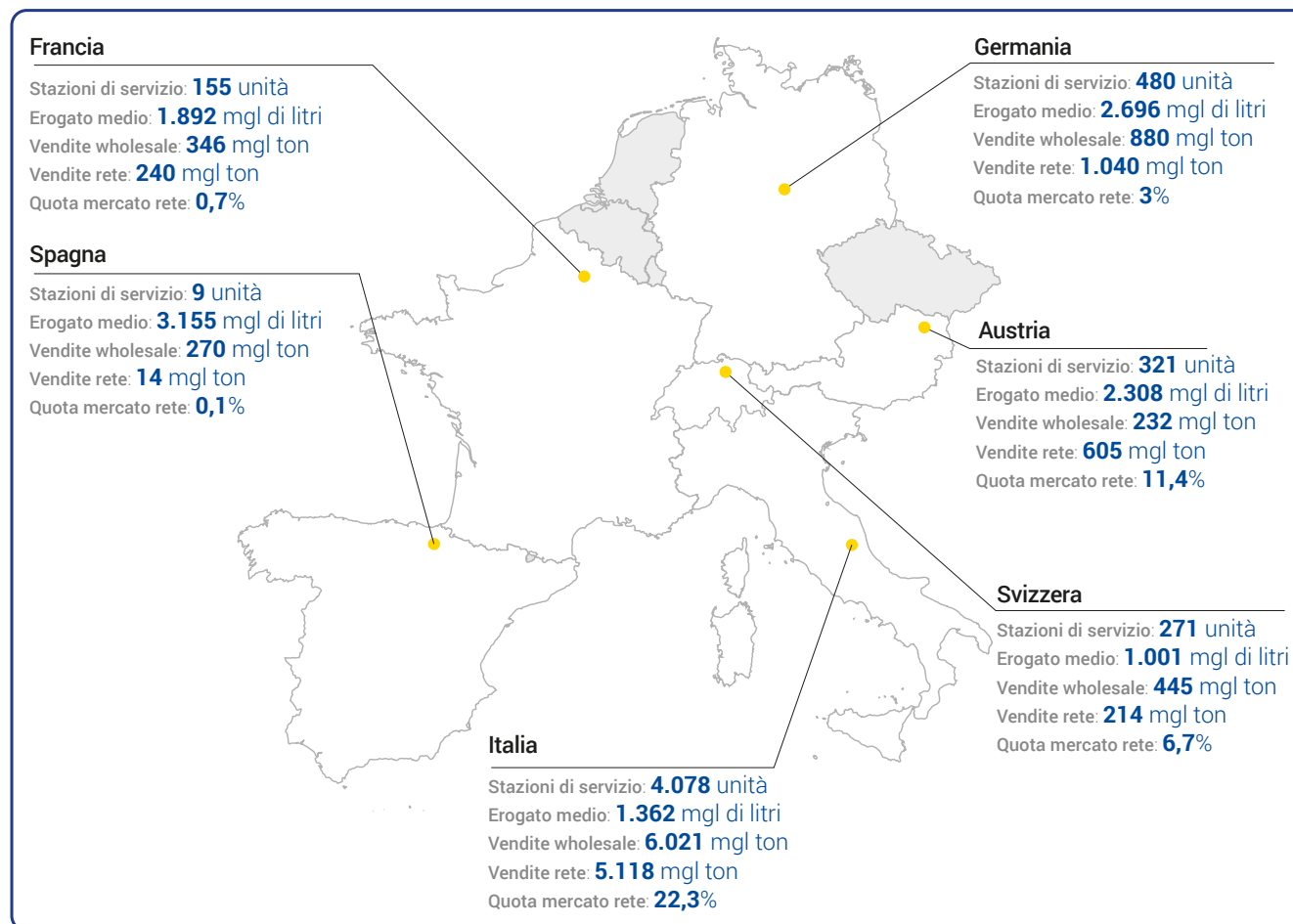
Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,11 milioni di tonnellate hanno registrato un incremento del 2,9% rispetto al 2020, a seguito dei maggiori volumi venduti in Austria, Francia e Spagna beneficiando della ripresa dell'economia e della mobilità delle persone.

Al 31 dicembre 2021 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.236 stazioni di servizio, (+1 unità rispetto al 31 dicembre 2020) grazie alle aperture in Spagna bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Svizzera e Francia. L'erogato medio (2.025 mila litri) è aumentato di 45 mila litri rispetto al 2020 (1.980 mila litri).

3. COMMERCIALIZZAZIONE EXTRARETE

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: GPL, nafta, benzina, gasolio, jet fuel, lubrificanti, oli combustibili e bitumi. I clienti sono i rivenditori, le imprese industriali, le società di servizi, gli Enti pubblici e le imprese municipalizzate e i consumatori finali (trasportatori, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca, ecc.). Eni mette al servizio della clientela la propria esperienza nel campo dei carburanti e dei combustibili con una gamma di prodotti che copre tutte le esigenze del mercato. L'assistenza ai clienti e la distribuzione dei prodotti sono assicurate dalla capillare organizzazione commerciale e logistica presente su tutto il territorio nazionale articolata in una struttura diretta (uffici territoriali vendite) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/concessionari.

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2021



Le vendite extrarete in Italia pari a 6,02 milioni di tonnellate sono aumentate del 4,7% rispetto al 2020, per effetto del minor impatto delle misure restrittive e per la ripresa del trasporto aereo.

Le vendite al settore Petrochimica (0,52 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 14,8%.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,19 milioni di tonnellate, sono diminuite del 8,8% rispetto al 2020, in particolare in Germania, Svizzera ed Austria.

Le altre vendite in Italia e all'estero (11,49 milioni di tonnellate) sono in aumento (1,26 milioni di tonnellate; +12,3%) per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione e dalla rete logistica di Eni, dalla disponibilità di 2 stabilimenti di imbottigliamento e un deposito secondario di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione. Nel 2021 la quota di mercato Eni sul mercato domestico e autotrazione è stata pari al 15,5%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 36,6%.

Eni dispone di 5 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e

grassi in Italia, Spagna, Germania, Africa ed Estremo Oriente alcuni dei quali in compartecipazione. Con una gamma di prodotti composta da oltre 650 miscele differenti, Eni vanta un know-how tra i più elevati in campo internazionale nella formulazione di prodotti destinati sia all'autotrazione (oli motore, fluidi speciali e oli trasmissione) sia all'industria (lubrificanti per impianti idraulici, ingranaggi, macchine industriali e lavorazione dei metalli). In Italia, Eni è leader nella produzione e nella commercializzazione di basi lubrificanti, prodotti presso la raffineria di Livorno. Eni possiede anche uno stabilimento per la produzione di additivi per lubrificanti presso Robassomero (TO). Nel 2021 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 21,9% in Italia, circa il 2% in Europa e l'1% su base mondiale. Eni distribuisce i propri prodotti in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

4. SMART MOBILITY

Eni dal 2013 è presente in diverse città italiane con il servizio di vehicle sharing Enjoy, sviluppato in partnership con Fiat. Il servizio è erogato secondo il modello "free floating", cioè con prelievo e restituzione del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La fruizione, dall'individuazione, prenotazione e apertura

ra del veicolo e fino al termine del noleggio, è gestita completamente online attraverso app per dispositivi mobili o attraverso il portale web di Enjoy. Dal 2018 il servizio mette a disposizione anche l'uso dei mezzi commerciali in modalità free-floating (Enjoy Cargo) all'interno dell'area di copertura per il trasporto condiviso di "cose".

La flotta Enjoy disponibile a dicembre 2021 è costituita da 2.274 veicoli FIAT 500 e 98 FIAT Cargo distribuiti su alcune delle principali città italiane: Milano (910 FIAT 500 e 40 Cargo), Roma (860 FIAT 500 e 38 Cargo), Torino (270 FIAT 500 e 10 Cargo), Bologna (136 FIAT 500 e 10 Cargo), Firenze (98 FIAT 500). Il numero medio di noleggi nell'anno è stato di circa 175.000 noleggi/mese.

In linea con la più ampia strategia di sviluppo della mobilità sostenibile, nel 2021 è stato avviato il processo di sostituzione del parco auto con auto a motorizzazione ibrida/elettrica. In

particolare, è stato sottoscritto un accordo per l'introduzione, a partire dal 2022, delle city car XEV YOYO a zero emissioni nella flotta Enjoy nonché per offrire presso le stazioni di servizio Eni il servizio di sostituzione delle batterie (battery swapping) delle city car XEV.

Nell'ambito dello stesso programma di sviluppo sostenibile, rientra inoltre l'offerta degli Eni parking, nel 2021 sono stati aperti 30 parcheggi dislocati su tutto il territorio nazionale per un totale di circa 500 stalli. Gli Eni Parking sono parcheggi a pagamento smart, paperless, cashless, o tramite APP Eni Live, realizzati per recuperare e mettere a reddito aree dismesse o non utilizzate presso Eni Station attive; inoltre, in sinergia con il servizio di car sharing Enjoy e con il servizio di ricarica Eni Charge, gli Eni Parking favoriranno la creazione di hub di scambio intermodale e di mobilità alternativa.

ACQUISTI

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	2018
Greggi equity		3,85	3,55	4,24	4,14
Altri greggi		15,00	13,82	19,19	18,48
Totale acquisti di greggi		18,85	17,37	23,43	22,62
Acquisti di semilavorati		0,26	0,11	0,26	0,65
Acquisti di prodotti		10,66	10,31	11,45	11,55
TOTALE ACQUISTI		29,77	27,79	35,14	34,82
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,31)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
Altre variazioni ^(a)		(0,89)	(0,69)	(2,08)	(1,27)
TOTALE DISPONIBILITÀ		28,57	26,75	32,71	33,20

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

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	2018
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		14,01	12,72	17,26	16,78
Lavorazioni in conto terzi		(1,71)	(1,75)	(1,25)	(1,03)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,21	3,85	4,69	4,93
Lavorazioni in conto proprio		16,51	14,82	20,70	20,68
Consumi e perdite		(1,11)	(0,97)	(1,38)	(1,38)
Prodotti disponibili da lavorazioni		15,40	13,85	19,32	19,30
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,38	7,18	7,27	7,50
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,67)	(0,66)	(0,68)	(0,54)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,31)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
Prodotti venduti		21,80	20,02	25,56	25,91
TOTALE LAVORAZIONI BIO		0,67	0,71	0,31	0,25
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio		2,27	2,18	2,04	2,55
Consumi e perdite		(0,18)	(0,17)	(0,18)	(0,20)
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,09	2,01	1,86	2,35
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,41	3,39	4,17	4,12
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,67	0,66	0,68	0,54
Prodotti venduti		6,17	6,06	6,71	7,01
LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO		18,78	17,00	22,74	23,23
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity		3,86	3,55	4,24	4,14
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		27,97	26,08	32,27	32,92
Vendite di greggi		0,60	0,67	0,44	0,28
TOTALE VENDITE		28,57	26,75	32,71	33,20

PRODUZIONI E VENDITE PER PRODOTTO

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	2018
Produzioni:					
Benzina		5,01	3,99	5,80	5,97
Gasolio		7,43	6,94	8,81	8,81
Jet fuel/Cherosene		0,95	0,63	1,53	1,60
Olio combustibile		1,26	1,61	2,07	2,25
GPL		0,30	0,42	0,40	0,42
Lubrificanti		0,38	0,29	0,49	0,59
Cariche petrolchimiche		0,78	0,67	0,76	0,72
Altri prodotti		1,38	1,32	1,32	1,28
Totale produzioni		17,49	15,87	21,18	21,64
Vendite:					
Italia		21,80	20,02	25,56	25,91
Benzina		1,72	1,46	1,91	1,90
Gasolio		6,49	6,21	7,36	7,28
Jet fuel/Cherosene		0,92	0,70	1,92	1,98
Olio combustibile		0,03	0,02	0,06	0,07
GPL		0,48	0,45	0,56	0,58
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,08
Cariche petrolchimiche		0,52	0,61	0,83	0,96
Altri prodotti		11,56	10,49	12,84	13,06
Resto d'Europa		5,68	5,60	6,26	6,56
Benzina		1,06	1,13	1,31	1,30
Gasolio		2,78	2,73	3,02	3,16
Jet fuel/Cherosene		0,07	0,09	0,29	0,33
Olio combustibile		0,08	0,13	0,09	0,13
GPL		0,06	0,05	0,06	0,07
Lubrificanti		0,09	0,08	0,08	0,09
Altri prodotti		1,54	1,39	1,41	1,48
Extra Europa		0,49	0,46	0,45	0,45
GPL		0,47	0,45	0,44	0,44
Lubrificanti		0,02	0,01	0,01	0,01
Mondo					
Benzina		2,78	2,59	3,22	3,20
Gasolio		9,27	8,94	10,38	10,44
Jet fuel/Cherosene		0,99	0,79	2,21	2,31
Olio combustibile		0,11	0,15	0,15	0,20
GPL		1,01	0,95	1,06	1,09
Lubrificanti		0,19	0,17	0,17	0,18
Cariche petrolchimiche		0,52	0,61	0,83	0,96
Altri prodotti		13,10	11,88	14,25	14,54
TOTALE VENDITE MONDO		27,97	26,08	32,27	32,92

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI PER CANALE

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	2018
Rete		5,12	4,56	5,81	5,91
Extrarete		6,02	5,75	7,68	7,54
		11,14	10,31	13,49	13,45
Petrolchimica		0,52	0,61	0,83	0,96
Altre vendite		10,14	9,10	11,24	11,50
Vendite in Italia		21,80	20,02	25,56	25,91
Rete resto d'Europa		2,11	2,05	2,44	2,48
Extrarete resto d'Europa		2,19	2,40	2,63	2,82
Extrarete mercati extra europei		0,52	0,48	0,48	0,47
Rete ed extrarete estero		4,82	4,93	5,55	5,77
Altre vendite		1,35	1,13	1,16	1,24
Vendite all'estero		6,17	6,06	6,71	7,01
TOTALE VENDITE		27,97	26,08	32,27	32,92

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	2018
Italia		11,14	10,31	13,49	13,45
Vendite rete		5,12	4,56	5,81	5,91
Benzina		1,38	1,16	1,44	1,46
Gasolio		3,38	3,10	3,95	4,03
GPL		0,31	0,27	0,38	0,38
Altri prodotti		0,05	0,03	0,04	0,04
Vendite extrarete		6,02	5,75	7,68	7,54
Gasolio		3,11	3,11	3,41	3,25
Oli combustibili		0,03	0,02	0,06	0,07
GPL		0,17	0,18	0,18	0,20
Benzina		0,34	0,30	0,47	0,44
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,08
Bunker		0,59	0,63	0,77	0,80
Jet fuel		0,92	0,70	1,92	1,98
Altri prodotti		0,78	0,73	0,79	0,72
Estero (rete + extrarete)		4,82	4,93	5,55	5,77
Benzina		1,06	1,13	1,31	1,30
Gasolio		2,78	2,73	3,02	3,16
Jet fuel		0,07	0,09	0,29	0,33
Oli combustibili		0,08	0,13	0,09	0,14
Lubrificanti		0,11	0,09	0,09	0,09
GPL		0,53	0,50	0,50	0,50
Altri prodotti		0,19	0,26	0,25	0,25
TOTALE VENDITE RETE E EXTRARETE		15,96	15,24	19,04	19,22

STAZIONI DI SERVIZIO

		2021	2020	2019	2018
Italia	(numero)	4.078	4.134	4.184	4.223
Impianti ordinari		3.967	4.019	4.068	4.108
Impianti autostradali		111	115	116	115
Estero		1.236	1.235	1.227	1.225
Germania		480	480	476	471
Francia		155	158	155	155
Austria/Svizzera		592	597	596	599
Spagna		9			
Impianti che commercializzano prodotti premium		4.872	4.619	4.669	4.675
di cui impianti che commercializzano Diesel +		3.712	3.663	3.683	3.537
Impianti che commercializzano GNL		15	4	4	4
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.111	1.091	1.086	1.043
VENDITE NON-OIL	(€ milioni)	160	148	156	144

EROGATO MEDIO

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2021	2020	2019	2018
Italia		1.362	1.206	1.586	1.589
Germania		2.696	2.800	3.186	3.247
Francia		1.892	1.650	2.043	2.144
Austria/Svizzera		1.707	1.609	2.033	2.018
EROGATO MEDIO COMPLESSIVO		1.521	1.390	1.766	1.776

QUOTE DI MERCATO IN ITALIA

	(%)	2021	2020	2019	2018
Rete		22,3	23,2	23,6	24,0
Benzina		19,7	20,2	19,8	20,2
Gasolio		23,6	24,9	25,4	25,7
GPL (per autotrazione)		21,9	20,7	22,9	23,6
Extrarete		21,8	23,4	25,0	24,8
Gasolio		21,5	24,4	23,6	22,3
Oli combustibili		7,2	4,9	10,9	12,8
Bunker		19,9	21,3	24,3	24,9
Lubrificanti		18,9	21,2	20,0	18,8

QUOTE DI MERCATO RETE ALL'ESTERO

	(%)	2021	2020	2019	2018
Centro Europa					
Austria		11,4	12,4	12,3	12,3
Svizzera		6,7	6,7	7,7	7,8
Germania		3,0	3,1	3,2	3,2
Francia		0,7	0,7	0,6	0,8

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Italia		470	535	743	661
Estero		68	53	72	65
		538	588	815	726
Raffinazione, supply e logistica		390	462	683	587
Italia		375	449	662	578
Estero		15	13	21	9
Marketing		148	126	132	139
Italia		95	86	81	83
Estero		53	40	51	56
TOTALE		538	588	815	726

CHIMICA

Eni attraverso Versalis opera nella produzione e nella commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, intermedi, polietilene, stirenici ed elastomeri) potendo contare su una gamma di 265 brevetti, 22 siti produttivi, 6 centri di ricerca (Brindisi, Ferrara, Mantova, Novara, Ravenna e Rivalta), nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente in 34 Paesi.

Le tecnologie proprietarie svolgeranno un ruolo fondamentale nell'accelerare la riconversione "green" di Versalis riducendo la dipendenza dal feedstock petrolifero; tra queste Eni punta sul riciclo chimico delle plastiche non riutilizzabili (tecnologia HOOP), sulla valorizzazione delle biomasse forestali per la produzione di bioetanolo e biogas (tecnologia PROESA) in collaborazione con partner qualificati come Saipem e BTS Biogas. Con l'obiettivo di valorizzare le tecnologie proprietarie e rafforzare la presenza Eni nel continente asiatico, Versalis ha concesso in licenza a Supreme Petrochem Ltd., leader nel mercato indiano del polistirene compatto ed espandibile, la tecnologia a massa continua per la realizzazione di un impianto nello Stato di Maharashtra (India), tale tecnologia permette di produrre polimeri stirenici a ridotto impatto ambientale, grazie alle bassissime emissioni e ai ridotti consumi energetici.

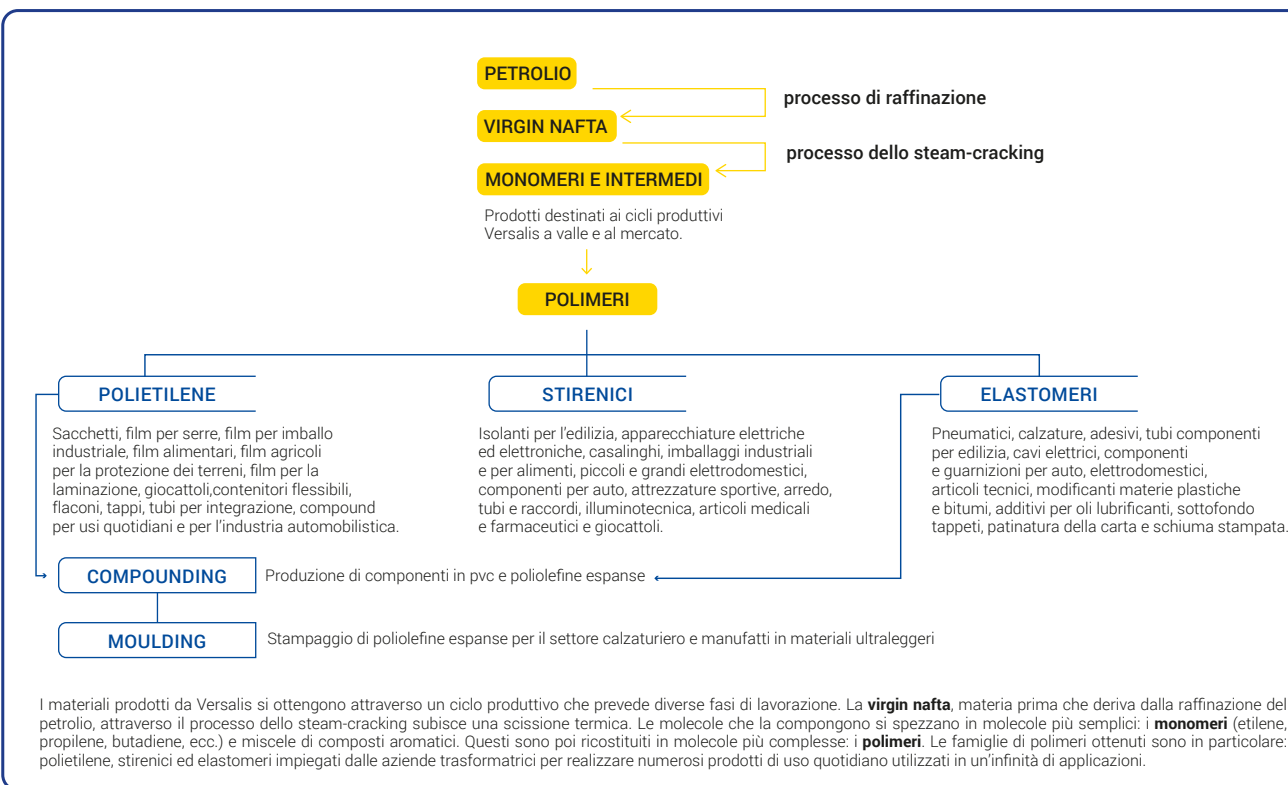
Ad aprile 2022, è stato firmato un accordo con la cinese

Shandong Eco Chemical Co. Ltd. per la concessione in licenza della tecnologia proprietaria di Versalis per la produzione di polimeri stirenici in massa continua a basse emissioni.

Inoltre al fine di ampliare il portafoglio della gamma dei polimeri da riciclo Versalis Revive® e di consolidare la leadership europea nei polimeri stirenici, Versalis ha acquisito la tecnologia e gli impianti di Ecoplastic, società specializzata nella filiera del recupero, riciclo e trasformazione dei polimeri stirenici. Si tratta del primo step del progetto di trasformazione del sito di Porto Marghera, che prevede per il prossimo anno l'installazione degli impianti acquisiti per la produzione di polimeri stirenici ottenuti totalmente da materia prima da riciclo. La capacità complessiva di questa prima fase sarà di circa 20 mila tonnellate/anno.

Versalis realizzerà a Porto Marghera anche il primo impianto in Italia per la produzione di alcool isopropilico, ad oggi totalmente importato dall'estero e impiegato in numerosi settori di mercato. La capacità del nuovo impianto, 30 mila tonnellate/anno, è in linea con la domanda del mercato nazionale e rappresenta per Versalis un passo strategico per la specializzazione del portafoglio di prodotti a maggior valore. A servizio dell'impianto alcool isopropilico verrà inoltre realizzato un impianto di produzione di idrogeno

IL CICLO PRODUTTIVO



Infine nel mese di settembre è stata finalizzata l'acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020. La società acquisita complementa il portafoglio di specialties, consolidando la posizione di leader nel settore italiano delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity. Nel mese di gennaio 2022 la società Finproject ha ottenuto la certificazione ISCC Plus per le produzioni di compound e di prodotti da materie prime sostenibili. Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità del business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.

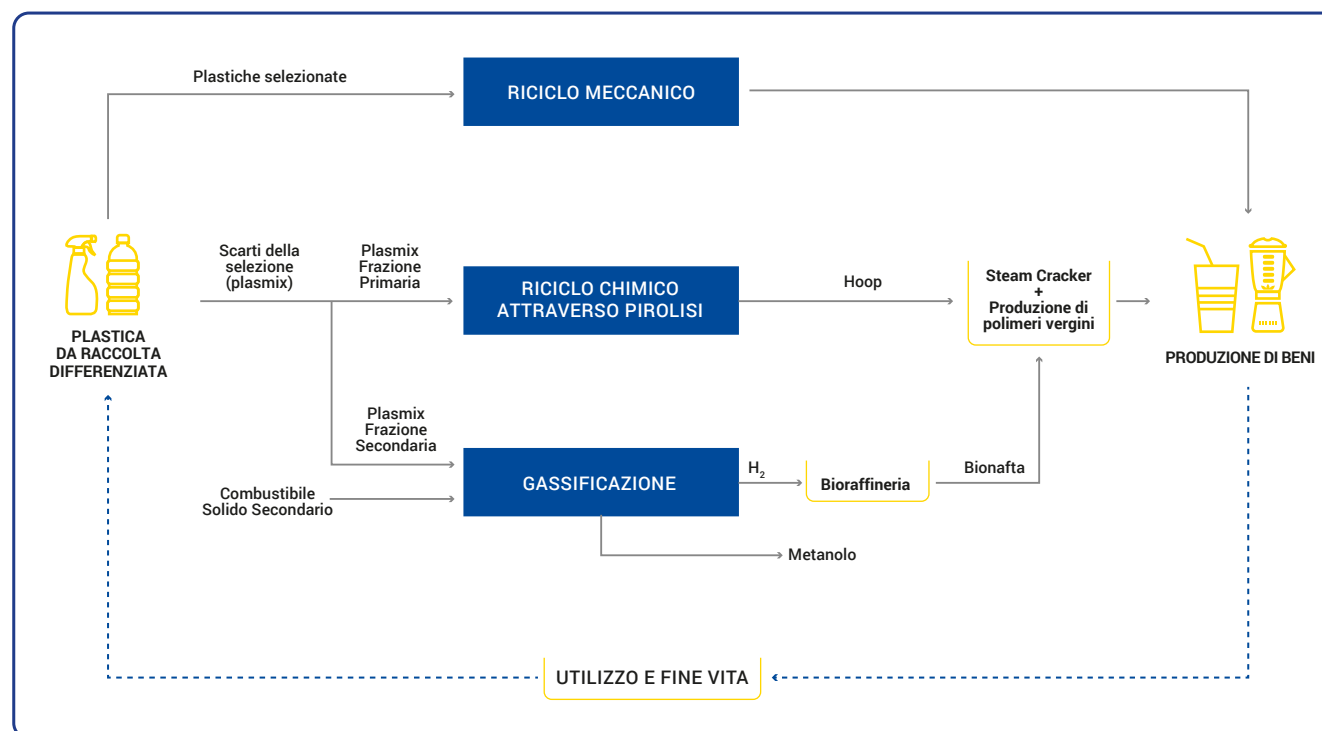
Versalis, nella più ampia strategia di decarbonizzazione Eni, ha avviato un piano di trasformazione che punta a rendere le proprie attività e prodotti sempre più diversificati e sostenibili nel rispetto dei principi dell'economia circolare.

Nel corso del 2021, è stata ampliata l'offerta di prodotti "circolari" realizzati con materie prime da riciclo da Versalis. Alla linea di prodotti Versalis Revive® si aggiunge infatti un nuovo prodotto denominato Versalis Revive® PS Air F – Series Forever e destinato all'imballaggio alimentare e realizzato per il 75% con polistirene riciclato ricavato dalla raccolta differenziata domestica. Il nuovo prodotto, sviluppato da Versalis e Forever Plast SpA, è frutto della collaborazione con vari operatori della filiera dell'industria del polistirene: Corepla, Pro Food e Unionplast.

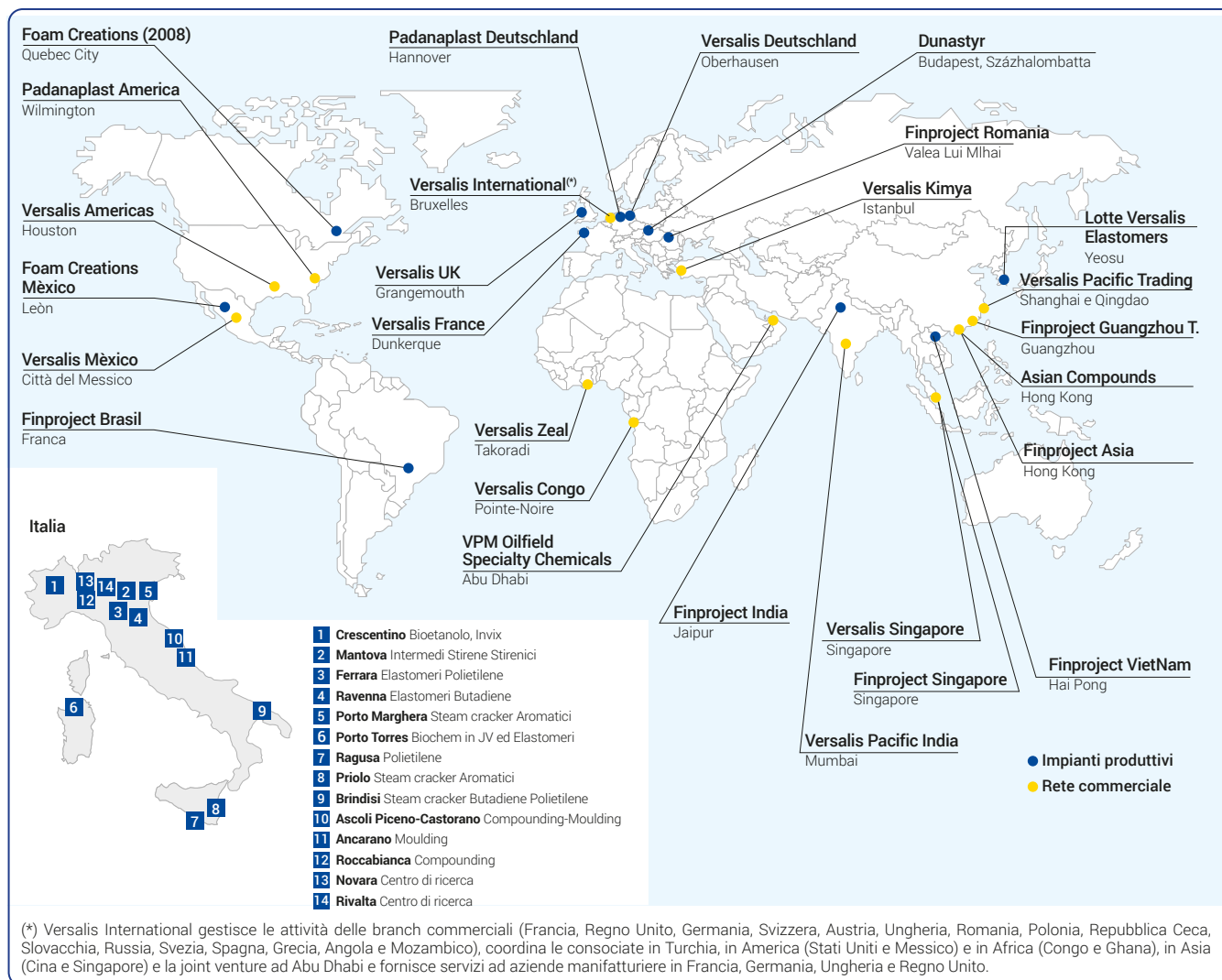
È stato inoltre confermato l'impegno rivolto allo sviluppo di tecnologie innovative sostenibili, attraverso l'accordo firmato con BTS Biogas, società italiana attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti di produzione di biogas, per lo sviluppo e la commercializzazione di una tecnologia per la produzione di biogas e biometano da biomasse residuali lignocellulosiche che farà leva sull'integrazione della tecnologia proprietaria Versalis per il pretrattamento termomeccanico delle biomasse, con quella di BTS Biogas per la produzione di biogas e biometano per via fermentativa.

Infine, è stato sottoscritto un accordo tra Matrica (joint venture Versalis/Novamont) e Lanxess leader nel settore delle specialità chimiche per la produzione di biocidi da materie prime rinnovabili. Da gennaio 2022 è stata avviata la fornitura di materie prime da fonti rinnovabili dell'impianto di Porto Torres ottenute da oli vegetali che Lanxess utilizzerà per produrre additivi industriali con azione biocida destinata al settore dei beni di consumo.

PIATTAFORMA INTEGRATA PER IL RICICLO DELLA PLASTICA



LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS



Aree di business

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.451 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2020 (+112 mila tonnellate, pari al 2,6%), grazie alla crescita macroeconomica e al rimbalzo della domanda in settori trainanti quali il packaging e il settore dei beni durevoli ed una ripresa del settore automotive. Tale performance riflette inoltre la capacità di catturare volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti ottenuta anche riprogrammando le fermate poliennali, per sfruttare i benefici derivanti della ripresa della domanda e dalla riduzione delle importazioni da Paesi produttori (USA e Medio Oriente) anche per effetto di shortage temporanei di prodotto.

I prezzi medi unitari nel business intermedio sono aumentati complessivamente del 56,3% rispetto al 2020, con gli aromatici e le olefine in crescita rispettivamente dell'84,7% e del 52,9%. Si registra un incremento del 66,6% rispetto al 2020 nel business polimeri.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 8.476 mila tonnellate

(+403 mila tonnellate rispetto al 2020) risentono delle maggiori produzioni di intermedi (+423 mila tonnellate) in particolare olefine, in parte compensate dai minori volumi di stirenici rispetto al 2020 (-78 mila tonnellate).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (+527 mila tonnellate) e di Dunkerque (+221 mila tonnellate), compensati dalle minori lavorazioni presso Brindisi (-201 mila tonnellate) e Porto Marghera (-140 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è sostanzialmente in linea rispetto al 2020. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66% (65% nel 2020).

INTERMEDI

I ricavi degli intermedi (€2.166 milioni) sono aumentati del 63% (+€837 milioni rispetto al 2020), per effetto sia dell'incremento

delle quotazioni sia delle maggiori disponibilità di prodotto. Le vendite sono aumentate in particolare per le olefine (+7,6%). I prezzi medi unitari di vendita, in aumento complessivamente del 56,3%, riflettono in particolare i prezzi degli aromatici (+84,7%), delle olefine (+52,9%) e dei derivati (+50,1%). Le produzioni di intermedi (6.284 migliaia di tonnellate) sono aumentate del 7,2% rispetto al 2020, con incrementi più significativi negli aromatici (+14,2%) e nelle olefine (+7,2%). In riduzione i derivati (-7,3%).

POLIMERI

I ricavi dei polimeri (€3.114 milioni) sono aumentati del 64,9% (+€1.226 milioni vs. 2020) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari (+66,6%). Il business degli stirenici ha beneficiato dei più elevati prezzi di vendita (+68,9%), nonostante il calo dei volumi venduti (-7,9%) per minore disponibilità di prodotto a causa della fermata manutentiva a Mantova.

La riduzione dei volumi è attribuibile principalmente a GPPS (-23%), ABS (-16,6%) e polistirolo compatto (-3,3%), compensati da maggiori vendite di stirene (+13,4%).

L'incremento dei volumi venduti di elastomeri (11,4%) è attribuibile ai maggiori volumi di EPR (+40,5%), lattici (+23,6%), e di gomme NBR (+14,8%). Complessivamente in leggera riduzione i volumi venduti del business polietilene (-1,4%) con minori vendite di HDPE (-10,3%) e di LDPE (-3,4%), compensate da maggiori vendite

di EVA (+6,4%); si rileva inoltre un aumento dei prezzi medi di vendita (73,9%). Le produzioni di polimeri (2.184 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2020 principalmente negli stirenici (-7,9%), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni di elastomeri (+13,4%).

OILFIELD CHEMICALS, BIOCHEM E MOULDING & COMPOUNDING

I ricavi degli Oilfield Chemicals (€65 milioni) sono aumentati del 16,1% (+€9 milioni rispetto al 2020) per effetto dell'aumento dei volumi di vendita (15 mila tonnellate) derivanti da nuovi contratti sottoscritti.

I ricavi del business Biochem (€60 milioni) sono aumentati di €54 milioni rispetto al 2020 e si riferiscono principalmente alle vendite di disinfettante prodotto presso lo stabilimento di Crescentino. L'ammontare include inoltre la quota di ricavo da vendite di energia prodotta presso la centrale elettrica a biomasse dell'hub di Crescentino.

I ricavi derivanti dal business del Moulding & Compounding (€70 milioni) a fronte di 20 mila tonnellate di prodotti venduti, sono relativi al consolidamento del gruppo Finproject avvenuto il 1° ottobre 2021 e si riferiscono alle attività di compounding per €21 milioni, moulding per €24 milioni e per le attività Padanaplast per €25 milioni.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2021	2020	2019	2018
Intermedi		6.284	5.861	5.818	7.130
Polimeri		2.184	2.211	2.250	2.353
Biochem		8	1		
Produzioni di prodotti petrolchimici		8.476	8.073	8.068	9.483
Moulding & Compounding		20			
PRODUZIONI		8.496	8.073	8.068	9.483
Consumi e perdite		(4.590)	(4.366)	(4.307)	(5.085)
Acquisti e variazioni rimanenze		565	632	534	548
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.471	4.339	4.295	4.946
Intermedi		2.648	2.539	2.519	3.095
Polimeri		1.771	1.790	1.766	1.851
Oilfield chemicals		24	9	10	
Biochem		8	1		
Vendite di prodotti petrolchimici		4.451	4.339	4.295	4.946
Moulding & Compounding		20			
TOTALE VENDITE		4.471	4.339	4.295	4.946

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Italia		2.678	1.588	1.986	2.292
Resto d'Europa		2.415	1.434	1.758	2.183
Asia		300	232	226	481
Americhe		123	89	95	109
Africa		72	44	58	58
Altre aree		2			
		5.590	3.387	4.123	5.123

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER PRODOTTO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Olefine		1.445	879	1.168	1.667
Aromatici		355	191	293	340
Derivati		366	259	279	365
Oilfield chemicals		65	56	51	29
Elastomeri		736	452	567	665
Stirenici		831	534	611	749
Polietilene		1.547	902	1.022	1.175
Biochem		60	6		
Moulding & Compounding		70			
Altro		115	108	132	133
		5.590	3.387	4.123	5.123

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
		190	183	118	151
di cui:					
- manutenzione		56	79	42	21
- integrazione ed efficienza		23	35	34	84
- HSE e Asset integrity		76	39	27	26
- decarbonizzazione		21	13	4	8
- green & circular		4	7	4	
- altro		10	9	7	12

Plenitude & Power















PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,29	0,32	0,62	0,60
di cui: dipendenti		0,49	0,00	0,30	0,31
contrattisti		0,00	0,73	0,95	1,16
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	11.187	7.536	8.448	8.218
Utile (perdita) operativo		2.355	660	74	340
Utile (perdita) operativo adjusted		476	465	370	262
- Plenitude		363	304	256	178
- Power		113	161	114	84
Utile (perdita) netto adjusted		327	329	275	189
Investimenti tecnici		443	293	357	238
Plenitude					
Vendite gas retail e business	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62	9,13
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92	8,39
Clienti retail/business	(milioni di PDR)	10,04	9,70	9,55	9,33
Produzione venduta di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61	12
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174	40
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	28,54	25,33	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66	21,62
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.464	2.092	2.056	2.056
- di cui all'estero		600	413	358	337
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	10,03	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	380	391	394	402

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il settore Plenitude & Power è impegnato nelle 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. Sono comprese inoltre 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. In particolare Eni, tramite Plenitude, è attiva nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi per la clientela retail e business, nella produzione e generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché nel business della mobilità elettrica.

Paese di presenza	GW ¹	Tecnologia	Clienti (mln)	Punti di ricarica	Capacità installata centrali elettriche (GW) ²
Italia	0,5	   	7,8	>6.200	4,5
Francia	0,1		1,4		
Spagna	0,2		0,3		
USA	0,8	  			
Regno Unito	0,5				
Altri	0,2	   	0,5		
TOTALE	2,3		10,0	>6.200	4,5

 Fotovoltaico  Eolico onshore  Eolico offshore  Altro  E-Mobility

1) Dati al 31 dicembre 2021 (asset installati o in costruzione).

2) Centrali elettriche con tecnologia CCGT e centrale di teleriscaldamento.

1. RETAIL

Plenitude è presente, direttamente o attraverso società controllate, nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi in Italia, Francia, Grecia, Slovenia e Penisola Iberica. In Grecia, attraverso una società a controllo congiunto e in Slovenia, tramite una società controllata, opera anche nell'attività della distribuzione del gas naturale. Plenitude, accanto alle attività commodity, ha proseguito lo sviluppo di una serie di servizi extracommodity nell'ambito dell'efficienza energetica, ampliando la propria offerta commerciale con soluzioni integrate e innovative, focalizzate principalmente sul segmento delle piccole e medie imprese e su quello dei condomini.

Nell'ambito delle iniziative volte ad estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita, è stato avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica con l'obiettivo di decarbonizzare il portafoglio clienti Eni, contribuendo al target di abbattimento delle nostre emissioni GHG Scope 3. La costituzione della nuova entità Plenitude si inquadra nella strategia e nell'impegno di lungo termine Eni a essere una compagnia energetica decarbonizzata e incentrata sulla sostenibilità. La decisione è in linea con uno scenario industriale favorevole, con la crescita della domanda di energie rinnovabili e di prodotti energetici verdi per clienti retail.

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

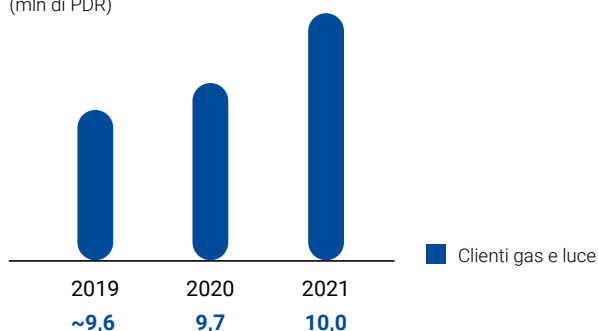
te alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 10 milioni di clienti retail e business (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,8 milioni.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	2018
ITALIA		5,14	5,17	5,49	5,83
Residenziali		3,88	3,96	3,99	4,20
PMI e terziario		0,72	0,70	0,87	0,79
Industriali		0,30	0,28	0,30	0,39
Rivenditori		0,24	0,23	0,33	0,45
VENDITE INTERNAZIONALI		2,71	2,51	3,13	3,30
Mercati europei					
Francia		2,17	2,08	2,69	2,94
Grecia		0,39	0,34	0,35	0,24
Altro		0,15	0,09	0,09	0,12
TOTALE VENDITE GAS MONDO		7,85	7,68	8,62	9,13

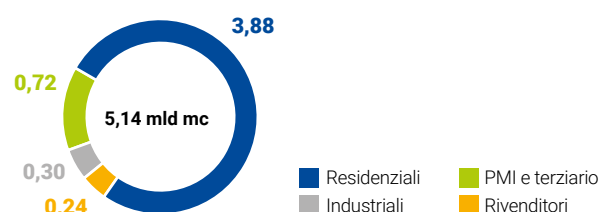
CLIENTI RETAIL E BUSINESS

(mln di PDR)



VENDITE DI GAS IN ITALIA

(mld mc)



VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS

Nel 2021, le vendite di gas retail e business in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,85 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una crescita di 0,17 miliardi di metri cubi rispetto al 2020, pari al +2%. Le vendite in Italia pari a 5,14 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto al 2020, l'effetto delle minori vendite al segmento residenziale è stato quasi completamente assorbito dai maggiori volumi commercializzati ai settori industriale, piccole e medie imprese e rivenditori. Le vendite sui mercati europei di 2,71 miliardi di metri cubi sono in aumento dell'8% (+0,20 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020. Maggiori vendite sono state registrate in Francia, Grecia

e Spagna beneficiando del minore impatto del COVID-19 rispetto al periodo di confronto nonché dell'acquisizione di Aldro Energía.

VENDITE RETAIL E BUSINESS DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

Le vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali di 16,49 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna registrano una performance positiva con un incremento pari al 32% rispetto al 2020, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+4% vs. 2020) grazie alla citata acquisizione di Aldro Energía e allo sviluppo delle attività in Italia e all'estero.

2. RENEWABLES

Gli obiettivi di Eni nel settore delle energie rinnovabili (solare e eolico) 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.

SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

Evolvere, Società controllata da Plenitude, ha acquisito il 100% di PV Family, una start-up innovativa che gestisce My Solar Family, la più grande community digitale di prosumer (consumatori/produttori di energia) in Italia con oltre 80 mila iscritti. L'acquisizione del capitale ha l'obiettivo di combinare l'offerta di Evolvere e i servizi di community digitale, in un contesto di mercato che vede affermarsi la diffusione di un nuovo modello energetico, in cui il consumatore diventa anche un produttore di energia. Con questa acquisizione Evolvere conferma la leadership nella generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia e promuove la diffusione di un nuovo modello energetico, decentralizzato e sostenibile per l'ambiente, che contribuisce alla transizione energetica in corso.

Costituita GreenIT, joint venture con CDP Equity, per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. La JV ha l'obiettivo di raggiungere una capacità installata di circa 1 GW. Nel marzo 2022, GreenIT ha acquisito dal Gruppo Fortore Energia l'intero portafoglio di asset per la produzione di energia rinnovabile composto da quattro campi eolici onshore attivi in Puglia della capacità complessiva di 110 MW.

SVILUPPO DEL BUSINESS ENERGIA RINNOVABILE

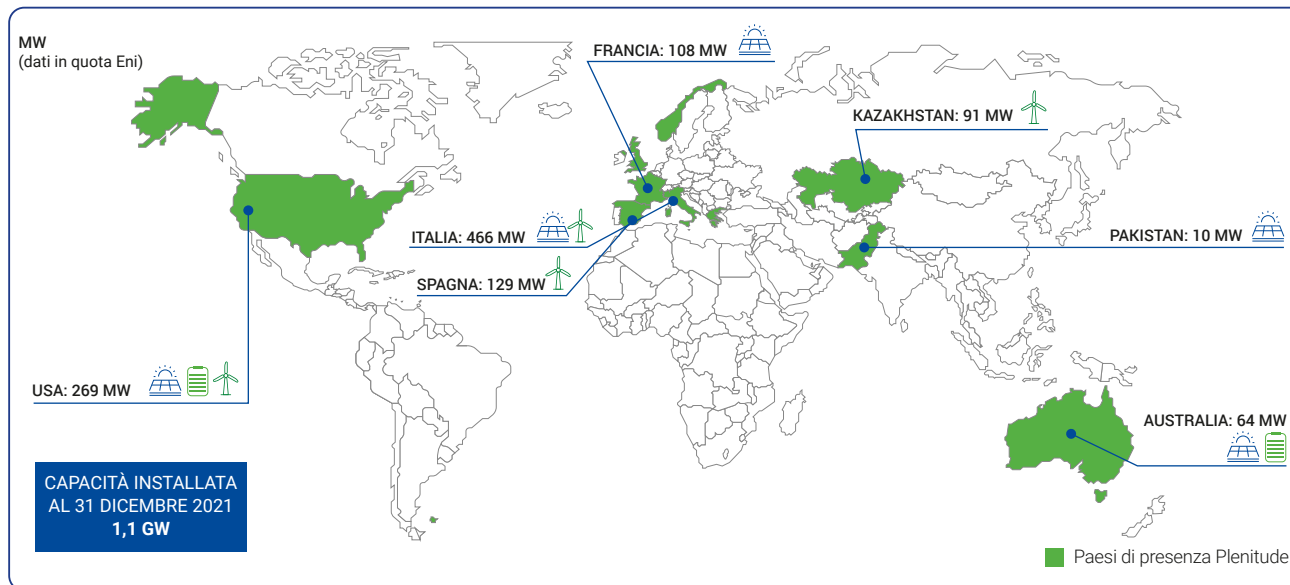
Nel 2021 è proseguita l'espansione nel mercato nazionale ed internazionale delle energie rinnovabili, con una forte accelerazione nel build-up della capacità di generazione grazie a mirate acquisizioni "tuck in" in grado di essere rapidamente integrate nel portafoglio Eni:

- ▶ in Italia perfezionata l'acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW;
- ▶ in Spagna perfezionata in ottobre l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW;
- ▶ in Francia e Spagna finalizzata in ottobre l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici, con una pipeline di progetti di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW;
- ▶ in Grecia, acquisita nel gennaio 2022 la Società Solar Konzept Greece "SKGR" titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e una pipeline di progetti di circa 800 MW, che consentiranno l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese;
- ▶ nel mercato eolico offshore del Regno Unito acquisita una quota del 20% da Equinor e SSE Renewables del progetto Dogger Bank C da 1,2 GW, terzo cluster del più grande parco eolico offshore al mondo (3,6 GW) attualmente in costruzione nel Mare del Nord britannico. La produzione sarà avviata per fasi tra il 2023 e il 2025.

Nel febbraio 2022 è stato ampliato il portafoglio di capacità rinnovabile negli Stati Uniti con l'acquisizione da BayWa r.e. di una capacità complessiva di 466 MW in Texas riferita all'impianto fotovoltaico Corazon I (circa 266 MW), in esercizio da agosto 2021 che produrrà circa 500 GWh all'anno, consentendo una riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera equivalente a circa 250.000 ton/anno, nonché al progetto di stoccaggio Guajillo, in fase di sviluppo avanzato, da circa 200 MW/400 MWh.

Nel 2021, sono stati sottoscritti accordi di collaborazione per lo sviluppo di impianti rinnovabili con: Equinor (tramite Vårgårn) per il possibile sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Utsira Nord, con Red Rock Power, per presentare un'offerta congiunta ad una gara competitiva per l'assegnazione di capacità di generazione eolica in Scozia, e con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), nell'ambito della gara per l'assegnazione di concessioni marine, per lo sviluppo di impianti eolici offshore in Polonia e per la successiva partecipazione ai meccanismi di incentivazione (contract-for-difference) che saranno offerti in asta tra il 2025 e 2027.

CAPACITÀ INSTALLATA SOLARE ED EOLICA AL 31 DICEMBRE 2021



ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

	(gigawattora)	2021	2020	2019	2018
Produzione di energia da fonti rinnovabili		986	340	61	12
di cui: fotovoltaico		398	223	61	12
eolico		588	116		
di cui: Italia		400	112	54	12
estero		586	227	7	
di cui: autoconsumo ^(a)		8%	23%	60%	75%

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

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 986 GWh riferita per 398 GWh all'ambito fotovoltaico e per 588 GWh all'eolico, con un aumento di 646 GWh rispetto al 2020. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente

per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti.

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

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

	(megawatt)	2021	2020	2019	2018
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		1.137	335	174	40
di cui: fotovoltaico		48%	77%	76%	100%
eolico		51%	20%	20%	
potenza installata di storage		1%	3%	4%	
	(tecnologia)	2021	2020	2019	2018
Italia	fotovoltaico	116	112	82	35
ESTERO		436	160	58	5
Algeria ^(a)	fotovoltaico		5	5	5
Australia	fotovoltaico	64	64	39	
Francia	fotovoltaico	108			
Pakistan	fotovoltaico	10	10	10	
Tunisia ^(a)	fotovoltaico		9	4	
Stati Uniti	fotovoltaico	254	72		
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA FOTOVOLTAICO		552	272	140	40
Italia	eolico	350			
ESTERO		235	63	34	
Kazakhstan	eolico	91	48	34	
Spagna	eolico	129			
Stati Uniti	eolico	15	15		
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA EOLICO		585	63	34	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)		1.137	335	174	40
di cui potenza installata di storage		7	8	7	

(a) Asset trasferiti ad altri settori nel quarto trimestre 2021.

A fine 2021, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 1.137 MW, +802 MW rispetto al 2020 grazie in particolare al contributo delle acquisizioni in Italia (+315 MW, eolico onshore), Spagna (+129 MW, eolico onshore) e Francia (+108 MW, fotovoltaico),

effettuate nel corso del secondo semestre 2021, nonché alle acquisizioni negli Stati Uniti (+182 MW fotovoltaico), e al completamento di tre impianti in Puglia (+35 MW, eolico onshore).

ITALIA

Al 31 dicembre 2021, Eni dispone in Italia complessivamente di 30 impianti utility-scale in esercizio e una capacità installata complessiva di 0,47 GW.

L'impegno Eni in Italia è stato avviato con il progetto di riconversione industriale mirato alla realizzazione di impianti, prevalentemente ma non esclusivamente fotovoltaici, in aree industriali di proprietà del Gruppo, bonificate e disponibili all'uso.

Nel 2021, tale impegno è testimoniato dall'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio (con capacità totale pari a 315 MW) nonché attraverso la realizzazione di progetti eolici onshore per complessivi 35 MW in Puglia.

A supporto della crescita nel medio-lungo termine, in collaborazione con Eni Rewind sono in corso valutazioni di nuove aree industriali da rendere disponibili all'uso post bonifica.

Ulteriore impulso in questa direzione è inoltre assicurato da GreenIT, la joint venture tra Eni Plenitude (51%) e Cdp Equity (49%), creata nel febbraio 2021 per supportare la transizione energetica del Paese in coerenza con gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030. La joint venture ha tra le sue finalità lo sviluppo e la costruzione di impianti greenfield, anche attraverso la valorizzazione del patrimonio immobiliare del Gruppo CDP e della Pubblica Amministrazione.

ESTERO

Kazakhstan

Con la realizzazione del secondo parco eolico da 48 MW nell'area di Badamsha, Eni ha rafforzato la sua presenza nel settore della produzione di energia rinnovabile nel Paese, raggiungendo, nei primi mesi del 2022, una capacità installata complessiva di 96 MW. Attualmente è in corso di costruzione nella regione meridionale del Paese un impianto fotovoltaico da 50 MW nei pressi di Shaulder, la cui realizzazione è attesa entro fine 2022.

Australia

Il parco fotovoltaico di Katherine (34 MW), realizzato nel 2019, è il più grande impianto presente nel Northern Territory australiano ed è integrato con un sistema di accumulo di energia di capacità pari a 6 MW. Grazie a tali tecnologie, l'impianto è in grado di prevedere e compensare possibili variazioni dell'irraggiamento solare prelevando energia dal sistema di accumulo, così da minimizzare l'impatto sulla rete elettrica. Sempre nel Northern Territory, Eni dispone di capacità solare per complessivi 25 MW presso i siti di Bachelor e Manton Dam.

Stati Uniti

Nell'ambito degli accordi di partnership con Falck (Eni 49%, Falck 51%), nel 2020 Eni ha acquisito 57 MW di asset fotovoltaici già operativi gestiti da Falck Renewables nel Paese. La joint ven-

ture, pienamente operativa, ha incrementato la propria capacità fino a raggiungere i 120 MW a fine 2021, sia attraverso l'acquisizione di asset in operations (62 MW di eolico e fotovoltaico in Iowa e Maryland, 30 MW quota Eni), sia attraverso lo sviluppo di un progetto solare da 30 MW in Virginia (15 MW in quota Eni) e di uno da 37 MW nello Stato di New York (18 MW in quota Eni), completati nel 2021. Sempre nel 2021, Eni ha acquisito una quota pari al 99% del progetto fotovoltaico Bluebell Solar (149 MW). Nel febbraio 2022 è stato inoltre acquisito da BayWar.e. l'impianto fotovoltaico Corazon I (266 MW), in esercizio da agosto 2021, nonché il progetto di stoccaggio Guajillo da circa 200 MW/400 MWh, in fase di sviluppo avanzato.

Attualmente nel Paese è in corso di costruzione l'impianto solare da 260 MW di Brazoria County in Texas, la cui realizzazione è attesa entro fine 2022.

Regno Unito

A fine febbraio 2021 Eni ha finalizzato l'acquisito del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) che prevede l'installazione di 190 turbine di ultima generazione da 13 MW ciascuna a una distanza di oltre 130 km dalle coste britanniche, per una potenza complessiva di 2,4 GW (480 MW quota Eni). Questa acquisizione ha consentito ad Eni di entrare nel mercato eolico offshore del Nord Europa, uno dei mercati più promettenti e stabili al mondo, con due partner che hanno una vasta esperienza nel settore (Equinor e SSE).

Nel marzo 2022 Eni ha ulteriormente rafforzato la propria presenza nel progetto Dogger Bank acquisendo da Equinor e SSE Renewables una quota del 20% del terzo cluster del parco eolico offshore (Dogger Bank C da 1,2 GW).

Spagna e Francia

Nell'ottobre 2021 è stata perfezionata l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna composto da tre impianti eolici in esercizio (per complessivi 129 MW) e uno in costruzione (105 MW) e da progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW.

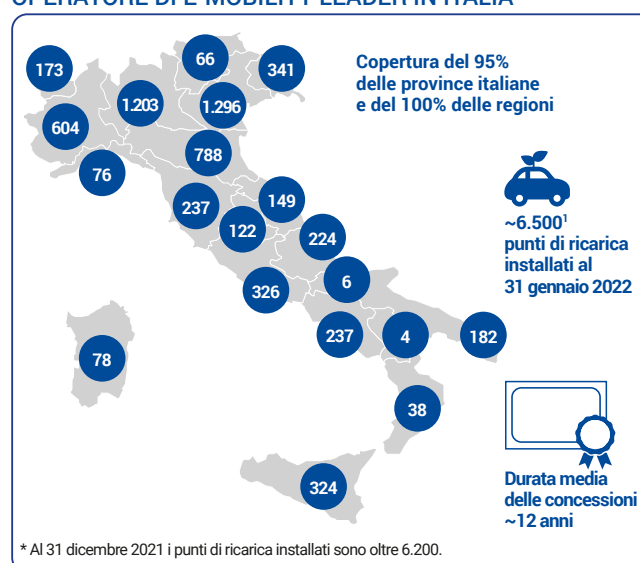
Nello stesso mese è stata inoltre finalizzata l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici, con una pipeline di progetti di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio (108 MW) e in costruzione.

3. E-MOBILITY

In un contesto di mercato della mobilità che prevede un costante incremento del numero di veicoli elettrici in circolazione in Italia e in Europa, Plenitude, grazie all'acquisizione di Be Power SpA e della sua controllata Be Charge Srl, dispone di uno dei maggiori e più capillari network di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

Al 31 dicembre 2021 sono oltre 6.200 i punti di ricarica distribuiti in maniera capillare su tutto il territorio nazionale: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobili. Nell'ambito della filiera di settore, Be Charge riveste sia il ruolo di gestore e proprietario della rete di infrastruttura di ricarica (CPO - Charge Point Operator), sia quello di fornitore di servizi di ricarica e mobilità elettrica che si interfaccia con gli utilizzatori di veicoli elettrici (EMSP - Electric Mobility Service Provider). Le stazioni di ricarica Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 150 kW) o HyperCharge (superiori a 150 kW) in corrente continua.

OPERATORE DI E-MOBILITY LEADER IN ITALIA



Tra le principali iniziative per lo sviluppo del settore della mobilità elettrica in Italia è stato siglato un accordo con Hyundai con l'obiettivo di ampliare la gamma delle soluzioni per la ricarica delle auto elettriche e per incentivare l'efficienza energetica. Grazie a questo accordo i concessionari Hyundai potranno offrire ai propri clienti l'acquisto e l'installazione di

colonnine di ricarica della gamma E-Start di Plenitude. Hyundai potrà anche installare presso le proprie concessionarie colonnine di ricarica elettrica, pannelli fotovoltaici e adottare le soluzioni di efficientamento energetico di Plenitude. Nel mese di dicembre Be Charge ha inoltre siglato alcuni accordi che consentiranno l'interoperabilità tra le reti permettendo l'accesso alla più ampia rete di ricarica sul territorio nazionale di circa 20 mila punti di ricarica elettrica. Tale sinergia si inquadra nell'ambito della più ampia strategia di Eni per la mobilità sostenibile, della quale fa parte l'evoluzione delle attuali stazioni di servizio, "mobility point" nei quali saranno offerte ricariche fast e ultra-fast per la mobilità elettrica.

4. POWER

Nell'ambito della strategia volta a valorizzare gli asset e liberare nuove risorse per la transizione energetica, Eni il 14 marzo 2022 ha firmato un accordo con la Società di investimento Sixth Street per la cessione della quota del 49% in EniPower che detiene 6 centrali a gas. Tale accordo, soggetto ad alcune condizioni sospensive e alle autorizzazioni delle competenti Autorità, si inquadra nella strategia Eni di valorizzazione dei propri asset e liberare risorse per la transizione energetica. Eni manterrà il controllo di EniPower in termini operativi nonché il consolidamento della Società.

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2021, la potenza installata in esercizio è di 4,5 gigawatt. Nel 2021, la produzione di energia elettrica è stata di 22,36 TWh, in crescita di 1,41 TWh rispetto al 2020. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 22,79 TWh di energia elettrica (+33% rispetto al 2020) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

GENERAZIONE ELETTRICA

		2021	2020	2019	2018
Acquisti					
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.670	4.346	4.410	4.300
Altri combustibili	(migliaia di tep)	93	160	276	356
di cui: steam cracking		68	88	91	94
Produzioni					
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,36	20,95	21,66	21,62
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.362	7.591	7.646	7.919
Capacità installata (in esercizio)					
	(GW)	4,5	4,5	4,5	4,5

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

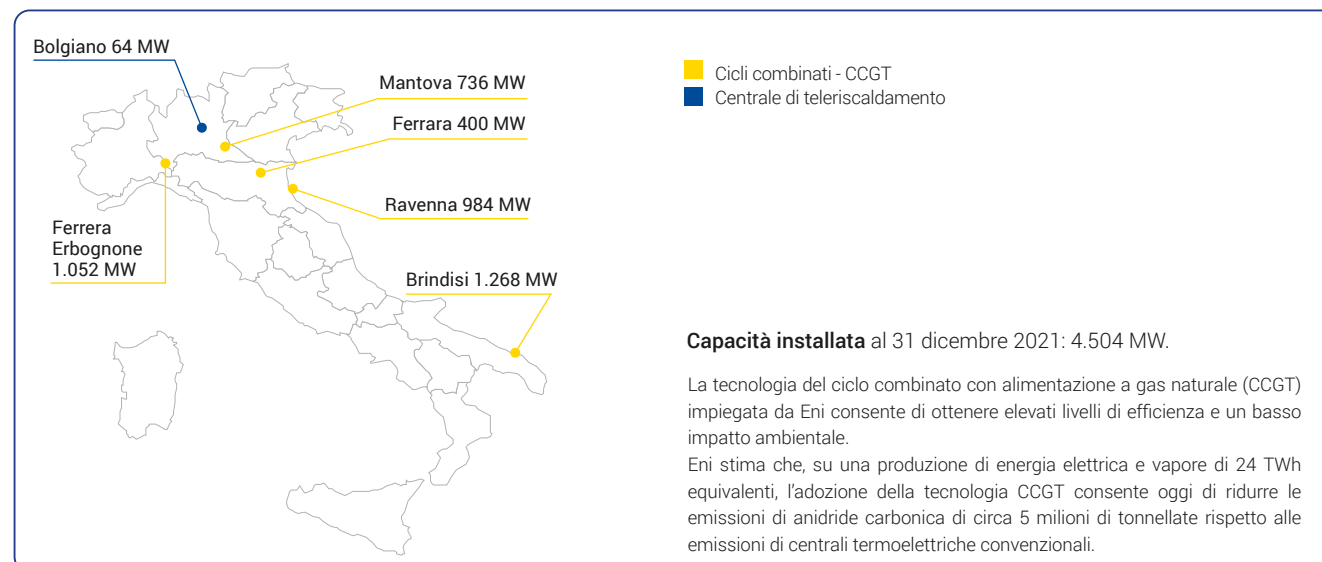
Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 28,54 TWh registrano una crescita pari al 13%, a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2021	2020	2019	2018
Produzione di energia elettrica		22,36	20,95	21,66	21,62
Acquisti di energia elettrica ^(a)		22,79	17,09	17,83	15,45
Disponibilità		45,15	38,04	39,49	37,07
VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI		28,54	25,33	28,28	28,54

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

CENTRALI E STABILIMENTI ENIPOWER IN ITALIA



Centrali elettriche	Capacità installata ^(a) al 31/12/2021 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	1.268	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	1.052	2004	CCGT	Gas/syngas
Mantova ^(b)	736	2005	CCGT	Gas
Ravenna	984	2004	CCGT	Gas
Ferrara ^(b)	400	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	64	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici ^(c)	0,2	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	4.504			

(a) Capacità installata e in esercizio.

(b) Capacità in quota Eni.

(c) Impianti gestiti da Enipower Mantova.

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
- Plenitude		366	241	315	192
- Power		77	52	42	46
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		443	293	357	238

Attività Ambientali

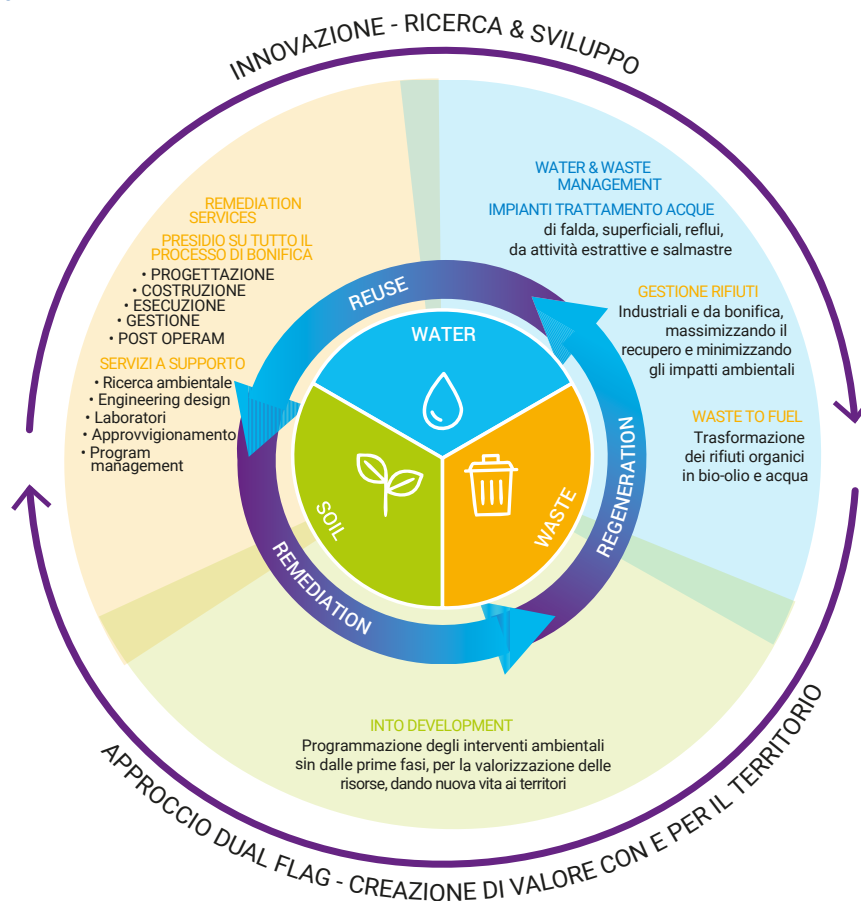
L'attività ambientale è svolta da Eni Rewind, la società ambientale di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, in Italia ed all'estero.

Attraverso il suo modello integrato end-to-end, Eni Rewind garantisce il presidio di ogni fase del processo di bonifica e della

gestione dei rifiuti, pianificando sin dalle prime fasi, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse (suoli, acque, rifiuti), rendendole disponibili per nuove opportunità di sviluppo.

Nel realizzare le proprie attività, Eni Rewind integra i principi di sostenibilità ambientale e applica le migliori tecnologie disponibili sul mercato, con l'obiettivo di massimizzare l'efficacia e l'efficienza degli interventi.

IL MODELLO OPERATIVO DI ENI REWIND



Attività di bonifica

Sulla base delle competenze maturate e in accordo con gli Enti e gli stakeholder, Eni Rewind identifica i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate consentendo il recupero ambientale di siti ex industriali e il rilancio dell'economia locale. In tale ambito, nel corso del 2021 sono state identificate aree idonee per l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici.

Eni Rewind, proprietaria dell'area Ponticelle a Ravenna, un'area industriale dismessa esterna allo stabilimento petrolchimico di Ravenna, nel 2021 ha ottenuto la certificazione per le attività di messa in sicurezza permanente (MISP) con la realizzazione

di un capping e ha dato avvio ad un piano di riqualificazione produttiva che prevede l'applicazione di tecnologie innovative, sostenibili e di recupero, oltre a delle opere di urbanizzazione dell'area. Prevista la realizzazione di un impianto fotovoltaico nell'area oggetto di MISP, una piattaforma di biorecupero dei terreni per il successivo reimpiego delle terre e di gestione di rifiuti industriali. In particolare, quest'ultima verrà gestita da HEA SpA, una società paritetica tra Eni Rewind ed Herambiente Servizi Industriali costituita nel marzo 2021.

Avanzamenti più significativi realizzati nel 2021:

- ▶ a Ravenna, la certificazione del completamento degli interventi di messa in sicurezza permanente, propedeutici allo sviluppo del progetto Ponticelle;
- ▶ a Porto Torres, la realizzazione e l'avvio della piattaforma ambientale per il trattamento dei terreni contaminati dell'area di Minciareda;
- ▶ a Crotone, la costruzione di una scogliera di oltre 1.000 metri, a protezione delle aree su cui avvieremo gli scavi previsti dal progetto di bonifica per la rimozione delle ex discariche fronte mare;
- ▶ a Cirò Marina, il completamento delle opere di demolizione del pontile di Punta Alice che veniva utilizzato per caricare in alto mare le navi con il sale prodotto nelle miniere di Belvedere Spinello;
- ▶ a Gela, la demolizione della torcia D1 e del camino dello SNOX, entrambi di impatto significativo sullo skyline del sito, con altezze di circa 150 metri;
- ▶ a Cengio è stata completata la messa in sicurezza dell'area A1. Si tratta dell'ultima area nel Sito di cui doveva essere completata la bonifica dopo che negli anni scorsi erano stati realizzati gli interventi prescritti nelle aree A2, A3, A4. In tal modo viene di fatto completato il progetto di bonifica del sito definito dal commissario dello Stato per le bonifiche agli inizi degli anni 2000.

Water & Waste Management

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque, finalizzato all'attività di bonifica, attraverso un sistema integrato di intercettazione dell'acquifero e di 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 oltre 36 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2021. Sono proseguite le attività di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento acque di falda ed implementazione del controllo da remoto.

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 2021 sono stati riutilizzati circa 9 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento, con un incremento di oltre 3 milioni di metri cubi rispetto al 2020.

Nel corso del 2021 è stata completata l'installazione di 44 dispositivi che impiegano la tecnologia proprietaria E-Hyrec® per la rimozione selettiva di idrocarburi dalle acque sotterranee, consentendo di migliorare l'efficacia e l'efficienza della bonifica della

falda, con importanti riduzioni dei tempi di estrazione ed evitando lo smaltimento di oltre 1.000 tonnellate di rifiuto equivalente.

Proseguono inoltre le attività relative all'applicazione della tecnologia Blue Water, finalizzata al trattamento e al recupero delle acque di produzione derivanti dalle attività di estrazione del greggio. È in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle autorizzazioni da parte degli Enti Locali per realizzare il primo impianto su scala industriale nel Centro Olio Val d'Agri di Viggiano, in Basilicata.

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive di Eni in Italia, grazie al suo modello di gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2021 Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 1,9 milioni di tonnellate¹ di rifiuti avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni.

In particolare l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) del 2021 è stato del 73%: la lieve diminuzione rispetto al 2020 (78%) è dovuta alle caratteristiche qualitative e granulometriche dei rifiuti da bonifica, rilevate in sede di caratterizzazione, che ne hanno impedito e/o limitato il recupero rispetto all'anno precedente, oltre che a una riduzione di disponibilità dagli impianti esterni, al fine del recupero, in specifiche regioni d'Italia.

Nell'ambito della gestione rifiuti in coerenza con i principi dell'economia circolare, della valorizzazione delle risorse e della sinergia con il territorio, prosegue l'impegno della società nello sviluppo della tecnologia proprietaria Eni "Waste to Fuel" che tratta la frazione organica dei rifiuti urbani per produrre bio-olio e biometano, oltre a recuperare l'acqua che costituisce la componente principale del rifiuto c.d. "umido", per nuovi usi industriali e irrigui.

Certificazioni

Nel 2021 Eni Rewind ha ottenuto l'Attestazione SOA – certificazione obbligatoria per la partecipazione a gare per l'esecuzione di appalti pubblici di lavoro, con importo a base d'asta superiore a € 150.000 – sulle proprie attività core, nella categoria generale OG 12 – Opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale e nelle categorie specialistiche OS 22 – Impianti di potabilizzazione e depurazione e OS 14 – Impianti smaltimento e recupero rifiuti.

Iniziative no captive

Dal 2020 Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo. Nel corso del 2021 sono proseguite le attività relative alla stipula di contratti con: Edison, per la bonifica

1 Nel volume riportato sono ricompresi i rifiuti derivanti dalla gestione delle attività ambientali della rete dei Punti Vendita (circa 92 mila tonnellate), il cui "produttore" è la stessa ditta ambientale incaricata all'esecuzione dei lavori.

del sito di Mantova e per la gestione dei rifiuti del sito di Alto-monte, a Cosenza e Acciaierie d'Italia, per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto. Sono stati inoltre completati i processi di qualifica come fornitore per importanti operatori nazionali ed esteri (Arcadis, MOL Group, Edison, Tamoil, TOTAL, Q8, ADNOC). Avviata la partecipazione a diversi tender di gara con primari operatori di livello nazionale, risultando aggiudicataria dell'appalto con ANAS, per servizi di indagine e caratterizzazione nel lotto adriatico (Emilia Romagna, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia), dove Eni Rewind, attraverso i propri laboratori ambientali, fornirà servizi di analisi chimiche.

Sottoscritti accordi di collaborazione con le principali società italiane che gestiscono la raccolta e il trattamento dei rifiuti urbani e con attori chiave della filiera (CONAI). Tali accordi sono finalizzati alla valutazione dell'opportunità di realizzare nuovi impianti di trattamento e recupero dei rifiuti sui terreni bonificati o che si renderanno disponibili a seguito della progressiva riconversione dei siti Eni di raffinazione e della chimica.

Eni Rewind Estero

Eni Rewind, a partire dal 2018, ha messo a disposizione le proprie competenze a favore delle consociate estere di Eni

per le tematiche ambientali e in particolare per le attività di gestione e valorizzazione della risorsa idrica, della matrice suolo, oltre che di training e knowledge sharing. Nel gennaio 2021 è stato sottoscritto un Memorandum of Understanding (MoU) tra l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain (NOGA) ed Eni Rewind con l'obiettivo di individuare e promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo delle risorse acqua e suolo e dei rifiuti nel Paese. Nel mese di ottobre è stato effettuato un assessment presso gli impianti petrolchimici e di raffinazione del Regno del Bahrain che ha individuato tre possibili aree di attività per Eni Rewind relative alla modellazione della falda, al waste management e all'esecuzione di test in campo della tecnologia proprietaria E-Hyrec®.

È stata ottenuta la qualifica come fornitore della Abu Dhabi Oil Company (ADNOC) per le attività di demolizione e bonifica.

Sono stati completati gli studi di fattibilità relativi alla ottimizzazione della gestione delle waste water e delle acque di processo mediante il loro riutilizzo per impianti situati in Algeria e Libia ed estesi alle consociate estere i servizi di progettazione per le attività ambientali e di decommissioning dei punti vendita attivi e dismessi.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019	2018
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	36,4	36,4	30,7	29,7
di cui riutilizzata		9,1	6,1	5,1	4,8
Gestione rifiuti	(milioni di tonnellate)	1,9	1,7	2,0	1,9
Rifiuti recuperati/recuperabili	(%)	73	78	59	58



Allegati

Tabelle

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	76.575	43.987	69.881	75.822
Altri ricavi e proventi	1.196	960	1.160	1.116
Costi operativi	(58.716)	(36.640)	(54.302)	(59.130)
Altri proventi e oneri operativi	903	(766)	287	129
Ammortamenti	(7.063)	(7.304)	(8.106)	(6.988)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(167)	(3.183)	(2.188)	(866)
Radiazioni	(387)	(329)	(300)	(100)
Utile (perdita) operativo	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Proventi (oneri) finanziari	(788)	(1.045)	(879)	(971)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(868)	(1.658)	193	1.095
Utile (perdita) prima delle imposte	10.685	(5.978)	5.746	10.107
Imposte sul reddito	(4.845)	(2.650)	(5.591)	(5.970)
Tax rate (%)	45,3	..	97,3	59,1
Utile (perdita) netto	5.840	(8.628)	155	4.137
di competenza:				
- azionisti Eni	5.821	(8.635)	148	4.126
- interessenze di terzi	19	7	7	11

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	21.742	13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio	20.843	7.051	11.779	14.807
Refining & Marketing e Chimica	40.374	25.340	42.360	46.483
Plenitude & Power	11.187	7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività	1.698	1.559	1.676	1.588
Eliminazione utili interni e altre elisioni	(19.269)	(11.089)	(17.954)	(21.018)
	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI DA TERZI

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	8.846	6.359	10.499	9.943
Global Gas & LNG Portfolio	16.973	5.362	9.230	11.931
Refining & Marketing e Chimica	40.051	24.937	41.976	46.088
Plenitude & Power	10.517	7.135	7.972	7.684
Corporate e altre attività	188	194	204	176
	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Italia	29.968	14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione Europea	14.671	9.508	18.567	20.408
Resto dell'Europa	12.470	8.191	6.931	7.052
Americhe	4.420	2.426	3.842	5.051
Asia	7.891	4.182	8.102	9.585
Africa	7.040	4.842	8.998	8.246
Altre aree	115	121	129	201
Totale estero	46.607	29.270	46.569	50.543
	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI ORIGINE

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Italia		52.815	29.116	46.763	51.733
Resto dell'Unione Europea		9.022	5.508	7.029	8.004
Resto dell'Europa		1.946	1.226	1.909	2.496
Americhe		3.577	1.838	3.290	3.627
Asia		1.170	846	1.068	1.165
Africa		7.777	5.271	9.587	8.599
Altre aree		268	182	235	198
Totale estero		23.760	14.871	23.118	24.089
		76.575	43.987	69.881	75.822

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		41.174	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi		10.646	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi		1.233	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		707	349	858	1.120
Altri oneri		1.983	1.317	879	1.130
<i>a dedurre:</i>					
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(194)	(133)	(202)	(198)
		55.549	33.551	50.874	55.622

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

	(€ migliaia)	2021	2020	2019	2018
Revisione contabile		18.858	19.605	15.748	25.445
Servizi di audit		4.511	1.412	1.045	1.628
		23.369	21.017	16.793	27.073

COSTO LAVORO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Salari e stipendi		2.182	2.193	2.417	2.409
Oneri sociali		455	458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		165	102	85	220
Altri costi		204	239	213	170
<i>a dedurre:</i>					
incrementi per lavori interni		(118)	(129)	(168)	(154)
		2.888	2.863	2.996	3.093

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		5.976	6.273	7.060	6.152
Global Gas & LNG Portfolio		174	125	124	226
Refining & Marketing e Chimica		512	575	620	399
Plenitude & Power		286	217	190	182
Corporate e altra attività		148	146	144	59
Effetto eliminazione utili interni		(33)	(32)	(32)	(30)
Totale ammortamenti		7.063	7.304	8.106	6.988
Exploration & Production		(1.244)	1.888	1.217	726
Global Gas & LNG Portfolio		26	2	(5)	(73)
Refining & Marketing e Chimica		1.342	1.271	922	193
Plenitude & Power		20	1	42	2
Corporate e altre attività		23	21	12	18
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		167	3.183	2.188	866
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.230	10.487	10.294	7.854
Radiazioni		387	329	300	100
		7.617	10.816	10.594	7.954

UTILE OPERATIVO PER SETTORE

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		10.066	(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		899	(332)	431	387
Refining & Marketing e Chimica		45	(2.463)	(682)	(501)
Plenitude & Power		2.355	660	74	340
Corporate e altre attività		(816)	(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		(208)	33	(120)	211
		12.341	(3.275)	6.432	9.983

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(849)	(913)	(962)	(627)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(475)	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		11	31	127	32
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(94)	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(304)	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche		4	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		9	12	8	8
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(306)	351	(14)	(307)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(322)	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		16	(40)	(23)	22
Differenze di cambio		476	(460)	250	341
Altri proventi (oneri) finanziari		(177)	(96)	(246)	(430)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		67	97	112	132
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(144)	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(100)	(3)	(103)	(313)
		(856)	(1.118)	(972)	(1.023)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		68	73	93	52
		(788)	(1.045)	(879)	(971)

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		202	38	161	409
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.294)	(1.733)	(184)	(430)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		1		19	22
Dividendi		230	150	247	231
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto		1	(38)	(65)	(47)
Altri proventi (oneri) netti		(8)	(75)	15	910
		(868)	(1.658)	193	1.095

STATO PATRIMONIALE

	(€ milioni)	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari		56.299	53.943	62.192	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.821	4.643	5.349	
Attività immateriali		4.799	2.936	3.059	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.053	995	1.371	1.217
Partecipazioni		7.181	7.706	9.964	7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.902	1.037	1.234	1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.804)	(1.361)	(2.235)	(2.399)
		74.251	69.899	80.934	71.567
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze		6.072	3.893	4.734	4.651
Crediti commerciali		15.524	7.087	8.519	9.520
Debiti commerciali		(16.795)	(8.679)	(10.480)	(11.645)
Attività (passività) tributarie nette		(3.678)	(2.198)	(1.594)	(1.364)
Fondi per rischi e oneri		(13.593)	(13.438)	(14.106)	(11.626)
Altre attività (passività) di esercizio		(2.258)	(1.328)	(1.864)	(860)
		(14.728)	(14.663)	(14.791)	(11.324)
Fondi per benefici ai dipendenti		(819)	(1.201)	(1.136)	(1.117)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		139	44	18	236
CAPITALE INVESTITO NETTO		58.843	54.079	65.025	59.362
<i>Patrimonio netto degli azionisti Eni</i>		44.437	37.415	47.839	51.016
<i>interessenze di terzi</i>		82	78	61	57
Patrimonio netto		44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.987	11.568	11.477	8.289
Passività per leasing:		5.337	5.018	5.648	
- di cui working interest Eni		3.653	3.366	3.672	
- di cui working interest follower		1.684	1.652	1.976	
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		14.324	16.586	17.125	
COPERTURE		58.843	54.079	65.025	59.362
Leverage		0,32	0,44	0,36	0,16
Gearing		0,24	0,31	0,26	0,14

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Immobilizzazioni materiali lorde					
Exploration & Production		162.617	150.613	159.597	151.046
Global Gas & LNG Portfolio		2.665	2.164	2.332	2.286
Refining & Marketing e Chimica		27.390	26.713	26.154	25.428
Plenitude & Power		4.497	3.641	3.402	3.249
Corporate e altre attività		2.205	2.134	1.944	1.875
Effetto eliminazione utili interni		(628)	(624)	(614)	(600)
		198.746	184.641	192.815	183.284
Immobilizzazioni materiali nette					
Exploration & Production		50.332	48.296	55.702	53.535
Global Gas & LNG Portfolio		849	579	738	826
Refining & Marketing e Chimica		3.342	4.132	5.015	5.300
Plenitude & Power		1.653	860	708	624
Corporate e altre attività		369	348	323	327
Effetto eliminazione utili interni		(246)	(272)	(294)	(310)
		56.299	53.943	62.192	60.302

INVESTIMENTI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		3.861	3.472	6.996	7.901
Global Gas & LNG Portfolio		19	11	15	26
Refining & Marketing e Chimica		728	771	933	877
Plenitude & Power		443	293	357	238
Corporate e altre attività		187	107	89	94
Effetto eliminazione utili interni		(4)	(10)	(14)	(17)
Investimenti tecnici		5.234	4.644	8.376	9.119
Investimenti in partecipazioni/business combination		2.738	392	3.008	244
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		7.972	5.036	11.384	9.363

INVESTIMENTI TECNICI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Italia		1.333	1.198	1.402	1.424
Resto dell'Unione Europea		199	152	306	267
Resto dell'Europa		202	119	9	538
Africa		1.604	1.443	3.902	4.533
America		659	441	1.017	534
Asia		1.203	1.267	1.685	1.782
Altre aree		34	24	55	41
Totale estero		3.901	3.446	6.974	7.695
Investimenti tecnici		5.234	4.644	8.376	9.119

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Titoli held for trading	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Passività per beni in leasing	Totale
2021						
Breve termine	4.080	(8.254)	(6.301)	(4.252)	948	(13.779)
Lungo termine	23.714				4.389	28.103
	27.794	(8.254)	(6.301)	(4.252)	5.337	14.324
2020						
Breve termine	4.791	(9.413)	(5.502)	(203)	849	(9.478)
Lungo termine	21.895				4.169	26.064
	26.686	(9.413)	(5.502)	(203)	5.018	16.586
2019						
Breve termine	5.608	(5.994)	(6.760)	(287)	889	(6.544)
Lungo termine	18.910				4.759	23.669
	24.518	(5.994)	(6.760)	(287)	5.648	17.125
2018						
Breve termine	5.783	(10.836)	(6.552)	(188)		(11.793)
Lungo termine	20.082					20.082
	25.865	(10.836)	(6.552)	(188)		8.289

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto	5.840	(8.628)	155	4.137
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari	8.568	12.641	10.480	7.657
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(102)	(9)	(170)	(474)
- dividendi, interessi e imposte	5.334	3.251	6.224	6.168
Variazione del capitale di esercizio	(3.146)	(18)	366	1.632
Dividendi incassati da partecipate	857	509	1.346	275
Imposte pagate	(3.726)	(2.049)	(5.068)	(5.226)
Interessi (pagati) incassati	(764)	(875)	(941)	(522)
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici	(5.234)	(4.644)	(8.376)	(9.119)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.738)	(392)	(3.008)	(244)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	404	28	504	1.242
Altre variazioni relative all'attività di investimento	289	(735)	(254)	942
Free cash flow	5.582	(921)	1.258	6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(4.743)	1.156	(279)	(357)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(244)	3.115	(1.540)	320
Rimborso di passività per beni in leasing	(939)	(869)	(877)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	52	(69)	1	18
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(1.148)	3.419	(4.861)	3.492
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	12.711	6.726	11.700	12.529

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Free cash flow	5.582	(921)	1.258	6.468
Rimborso di passività per beni in leasing	(939)	(869)	(877)	
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(777)	(67)		(18)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			13	(499)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(429)	759	(158)	(367)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975		
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	2.581	(91)	(3.188)	2.627
Effetti prima applicazione IFRS 16			(5.759)	
Rimborsi lease liability	939	869	877	
Accensioni del periodo e altre variazioni	(1.258)	(239)	(766)	
Variazione passività per beni in leasing	(319)	630	(5.648)	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	2.262	539	(8.836)	2.627

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures. Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e

dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrescimento 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 rimbor-

so 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 impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

EBITDA Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più gli ammortamenti e le svalutazioni.

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.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2021	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo	10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	60		150		61		271
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.244)	26	1.342	20	23		167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247						247
- plusvalenze nette su cessione di asset	(77)		(22)	(2)	1		(100)
- accantonamenti a fondo rischi	113		(4)		33		142
- oneri per incentivazione all'esodo	60	5	42	(5)	91		193
- derivati su commodity		(207)	50	(1.982)			(2.139)
- differenze e derivati su cambi	(3)	206	(14)	(6)			183
- altro	71	(349)	18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(773)	(319)	1.562	(1.879)	223		(1.186)
Utile (perdita) operativo adjusted	9.293	580	152	476	(593)	(244)	9.664
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito ^(a)	(4.118)	(394)	(54)	(144)	247	68	(4.395)
Tax rate (%)							50,3
Utile (perdita) netto adjusted	5.543	169	62	327	(1.576)	(176)	4.349
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							19
- azionisti Eni							4.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							5.821
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(1.060)
Esclusione special item							(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.330

(a) Escludono gli special item.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2020	(€ milioni)						
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	658	1.179	(195)	56		3.855
Utile (perdita) operativo adjusted	1.547	326	6	465	(507)	61	1.898
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (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)
<i>di competenza:</i>							
- 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.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2019	(€ milioni)						
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	(238)	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 ^(a)	312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito ^(a)	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
Tax rate (%)							64,2
Utile (perdita) netto adjusted	3.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.883
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							148
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(157)
Esclusione special item							2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.876

(a) Escludono gli special item.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2018	(€ milioni)						
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
<i>di competenza:</i>							
- 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.

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo		(1.186)	3.855	2.388	1.161
- oneri ambientali		271	(25)	338	325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		167	3.183	2.188	866
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		247			
- plusvalenze nette su cessione di asset		(100)	(9)	(151)	(452)
- accantonamenti a fondo rischi		142	149	3	380
- oneri per incentivazione all'esodo		193	123	45	155
- derivati su commodity		(2.139)	440	(439)	(133)
- differenze e derivati su cambi		183	(160)	108	107
- ripristino ammortamenti Eni Norge					(375)
- altro		(150)	154	296	288
Oneri (proventi) finanziari		(115)	152	(42)	(85)
di cui:					
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(183)	160	(108)	(107)
Oneri (proventi) su partecipazioni		851	1.655	188	(798)
di cui:					
- plusvalenza da cessione				(46)	(909)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		851	1.207	148	67
Imposte sul reddito		19	1.278	351	110
Totale special item dell'utile (perdita) netto		(431)	6.940	2.885	388

UTILE OPERATIVO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		9.293	1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		580	326	193	278
Refining & Marketing e Chimica		152	6	21	360
Plenitude & Power		476	465	370	262
Corporate e altre attività		(593)	(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(244)	61	(25)	73
		9.664	1.898	8.597	11.240

UTILE NETTO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		5.543	124	3.436	4.955
Global Gas & LNG Portfolio		169	211	100	118
Refining & Marketing e Chimica		62	(246)	(42)	224
Plenitude & Power		327	329	275	189
Corporate e altre attività		(1.576)	(1.205)	(866)	(948)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento ^(a)		(176)	36	(20)	56
		4.349	(751)	2.883	4.594
di cui:					
azionisti Eni		4.330	(758)	2.876	4.583
interessenze di terzi		19	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.

PERSONALE

PERSONALE A FINE PERIODO

	(numero)	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	Italia	3.364	3.692	3.491	3.477
	Estero	6.045	6.123	6.781	6.971
		9.409	9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio	Italia	276	290	293	318
	Estero	571	410	418	416
		847	700	711	734
Refining & Marketing e Chimica	Italia	9.028	8.915	9.035	8.863
	Estero	4.044	2.556	2.591	2.594
		13.072	11.471	11.626	11.457
Plenitude & Power	Italia	1.864	1.679	1.698	1.719
	Estero	600	413	358	337
		2.464	2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività	Italia	6.503	6.999	6.971	6.625
	Estero	394	418	417	381
		6.897	7.417	7.388	7.006
Totale occupazione a fine periodo	Italia	21.035	21.575	21.488	21.002
	Estero	11.654	9.920	10.565	10.699
		32.689	31.495	32.053	31.701

DETTAGLIO PER QUALIFICA

	(numero)	2021	2020	2019	2018
Dirigenti		986	982	1.037	1.025
Quadri		9.196	9.245	9.461	9.227
Impiegati		15.970	16.285	16.403	16.208
Operai		6.537	4.983	5.152	5.241
Totale		32.689	31.495	32.053	31.701
di cui:					
controllate		31.888	30.775	31.321	30.950
joint operations		801	720	732	751

DATI INFRANNUALI

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

(€ milioni)	2021					2020				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi della gestione caratteristica	14.494	16.294	19.021	26.766	76.575	13.873	8.157	10.326	11.631	43.987
Utile (perdita) operativo	1.862	1.995	2.793	5.691	12.341	(1.095)	(2.680)	220	280	(3.275)
Utile (perdita) operativo adjusted:	1.321	2.045	2.492	3.806	9.664	1.307	(434)	537	488	1.898
<i>Exploration & Production</i>	1.378	1.841	2.444	3.630	9.293	1.037	(807)	515	802	1.547
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	(30)	24	50	536	580	233	130	64	(101)	326
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(120)	190	186	(104)	152	16	73	21	(104)	6
<i>Plenitude & Power</i>	202	108	64	102	476	191	85	57	132	465
<i>Corporate e altre attività</i>	(146)	(111)	(109)	(227)	(593)	(204)	(135)	(84)	(84)	(507)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>	37	(7)	(143)	(131)	(244)	34	220	(36)	(157)	61
Utile (perdita) netto ^(b)	856	247	1.203	3.515	5.821	(2.929)	(4.406)	(503)	(797)	(8.635)
Investimenti tecnici ^(c)	1.139	1.268	1.232	1.674	5.313	1.590	978	889	1.187	4.644
Investimenti in partecipazioni	520	351	553	1.314	2.738	222	42	95	33	392
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	17.507	15.323	16.622	14.324	14.324	18.681	19.971	19.853	16.586	16.586

(a) I dati infrannuali non sono oggetto di revisione contabile.

(b) Di competenza Eni.

(c) Include operazioni di reverse factoring nel 2021.

DATI DI SCENARIO

	2021					2020				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	60,90	68,83	73,47	79,73	70,73	50,26	29,20	43,00	44,23	41,67
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,205	1,206	1,179	1,144	1,183	1,103	1,101	1,169	1,193	1,142
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	50,54	57,07	62,33	69,73	59,80	45,56	26,51	36,78	37,08	36,49
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(0,6)	(0,4)	(0,4)	(2,2)	(0,9)	3,6	2,3	0,7	0,2	1,7

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

(b) Fonte BCE.

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

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

		2021					2020				
		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	814	779	805	852	813	892	853	817	809	843
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	134	123	133	133	131	135	132	133	136	134
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.704	1.597	1.688	1.737	1.682	1.790	1.729	1.701	1.713	1.733
Italia		99	65	82	87	83	112	106	105	103	107
Resto d'Europa		238	172	213	228	213	256	243	224	228	237
Africa Settentrionale		272	247	266	264	262	252	258	253	264	257
Egitto		355	371	364	348	360	303	266	290	304	291
Africa Sub-Sahariana		310	293	316	321	310	372	386	369	347	368
Kazakhstan		153	147	119	165	146	174	167	144	168	163
Resto dell'Asia		148	169	201	190	177	193	173	172	167	176
America		112	116	111	119	115	110	114	127	114	117
Australia e Oceania		17	17	16	15	16	18	16	17	18	17
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	139,9	136,7	140,7	149,4	566,7	144,7	143,8	142,6	144,1	575,2
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	15,51	15,48	15,49	17,14	63,62	14,37	11,95	13,96	16,17	56,45
Autoconsumo di gas naturale		1,52	1,46	1,65	1,74	6,37	1,53	1,44	1,58	1,58	6,13
Vendite a terzi e autoconsumo		17,03	16,94	17,14	18,88	69,99	15,90	13,39	15,54	17,75	62,58
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,45	0,01	0,00	0,00	0,46	0,69	0,46	0,44	0,82	2,41
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		17,48	16,95	17,14	18,88	70,45	16,59	13,85	15,98	18,57	64,99
Vendite gas retail e business gas		3,52	1,08	0,63	2,62	7,85	3,63	0,88	0,66	2,51	7,68
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	3,66	3,89	4,22	4,72	16,49	3,28	2,74	3,07	3,40	12,49
Vendite di energia elettrica/clienti liberi		6,42	6,55	7,82	7,75	28,54	6,50	5,60	6,65	6,58	25,33
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,56	6,55	7,53	7,33	27,97	6,64	5,85	7,42	6,18	26,09
Rete Italia		1,04	1,27	1,45	1,36	5,12	1,12	0,89	1,41	1,14	4,56
Extrarete Italia		1,29	1,46	1,70	1,57	6,02	1,51	1,16	1,58	1,50	5,75
Rete resto d'Europa		0,43	0,52	0,62	0,54	2,11	0,52	0,43	0,61	0,49	2,05
Extrarete resto d'Europa		0,54	0,43	0,59	0,63	2,19	0,57	0,59	0,63	0,61	2,40
Extrarete altro estero		0,12	0,13	0,13	0,14	0,52	0,12	0,11	0,12	0,13	0,48
Altre vendite		3,14	2,74	3,04	3,09	12,01	2,80	2,67	3,07	2,30	10,85

TABELLA DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA

PETROLIO

(densità media di riferimento 32,35° API, densità relativa 0,8636)								
1 barile	(bbl)	158,987	l petrolio ^(a)	0,159 m³ petrolio	162,602	m³ gas	5.310	ft³ gas
					5.800.000	btu		
1 barile/g	(bbl/g)	~50	t/anno					
1 metro cubo	(m³)	1.000	l petrolio	6,65 bbl	1.033	m³ gas	36.481	ft³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49	l petrolio	7,299 bbl	1,161	m³ petrolio	1.187 m³ gas	41.911 ft³ gas

GAS

1 metro cubo	(m³)	0,976	l petrolio	0,00665 bbl	35.314,67	btu	35.315	ft³ gas
1.000 piedi cubi	(ft³)	27,637	l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000	btu	27,317 m³ gas	0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4	l petrolio	0,17 bbl	0,027	m³ petrolio	28,3 m³ gas	1.000 ft³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2	tep	8,9 bbl	52.000.000	btu	52.000	ft³ gas

ENERGIA ELETTRICA

1 megawattora = 1.000 kWh	(MWh)	93,532	l petrolio	0,5883 bbl	0,0955	m³ petrolio	94,488 m³ gas	3.412,14	ft³ gas
1 terajoule	(TJ)	25.981,45	l petrolio	163,42 bbl	25,9814	m³ petrolio	26.939,46 m³ gas	947.826,7	ft³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8	l petrolio	0,68 bbl	0,109	m³ petrolio	112,4 m³ gas	3.968,3	ft³ gas

(a) l petrolio: litri di petrolio.

FATTORI DI CONVERSIONE DELLE MASSE

	chilogrammo (kg)	libbra (lb)	tonnellata metrica (t)
kg	1	2,2046	0,001
lb	0,4536	1	0,0004536
t	1.000	22.046	1

FATTORI DI CONVERSIONE DELLE LUNGHEZZE

	metro (m)	pollice (in)	piede (ft)	yarda (yd)
m	1	39,37	3,281	1,093
in	0,0254	1	0,0833	0,0278
ft	0,3048	12	1	0,3333
yd	0,9144	36	3	1

FATTORI DI CONVERSIONE DEI VOLUMI

	piede cubo (ft³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m³)
ft³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,310	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0065	1	0,001
m³	35,31485	6,65	10³	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2021: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

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

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

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

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

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

e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

Stampa

Tipografia Facciotti - Roma



