



plenitude

Bilancio 2021

Eni Plenitude SpA Società Benefit

Missione

Siamo una **Società Benefit** e vogliamo avere un impatto positivo sulla società e sull'ambiente, anche grazie ad investimenti nella **produzione di energia da fonti rinnovabili**. **Siamo al fianco** dei nostri clienti offrendo soluzioni energetiche all'avanguardia per aiutarli a essere **protagonisti della transizione energetica**.

Organi Sociali

Consiglio di amministrazione¹

Presidente	Rita Marino ²
Amministratore Delegato	Stefano Goberti ³
Amministratori	Luca De Santis
	Annalisa Muccioli
	Elisabetta Purlalli

Collegio sindacale⁴

Presidente	Michele Casò
Sindaci Effettivi	Roberto Colussi
	Patrizia Ferrari
Sindaci Supplenti	Monica di Oronzo
	Tiziano Onesti

Società di revisione⁵

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

¹ Nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 31 luglio 2020 per tre esercizi, con scadenza alla data di approvazione del bilancio 2022

² Cooptata dal CdA del 4 novembre 2021 e nominata dall'Assemblea del 19 novembre 2021

³ Nominato Amministratore Delegato dal CdA del 4 novembre 2021

⁴ Nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 17 aprile 2019 per tre esercizi, con scadenza alla data di approvazione del Bilancio 2021

⁵ Nominata dall'Assemblea degli Azionisti del 23 gennaio 2019 per tre esercizi, con scadenza alla data di approvazione del Bilancio 2021

INDICE

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Highlights	5
Andamento operativo	8
Commento ai risultati economico-finanziari del Gruppo Eni gas e luce:	
Conto economico	10
Stato patrimoniale riclassificato	14
Rendiconto finanziario riclassificato	18
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni gas e luce SpA	21
Fattori di rischio e di incertezza	30
Evoluzione prevedibile della gestione	33
Impegno per lo sviluppo sostenibile	34
Altre informazioni	38

BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio	43
Note al bilancio consolidato	48
Relazione della Società di Revisione	124

BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	131
Note al bilancio d'esercizio	136
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	181
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	182
Relazione della Società di Revisione	185
Deliberazione dell'Assemblea degli Azionisti	189

ALLEGATI

Partecipazioni di Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021	190
Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	197

Highlights

Integrazione Retail e Rinnovabili

Con effetto dalle ore 23,59 del 30 giugno 2021, Eni gas e luce ha ricevuto per conferimento da Eni SpA il ramo d'azienda Attività rinnovabili. L'operazione si inquadra nella strategia Eni di integrare le attività retail con la produzione di energie rinnovabili, massimizzando la creazione di valore attraverso l'ampliamento dell'offerta di servizi, infrastrutture ed energia verde direttamente alla ampia clientela retail. Il conferimento in particolare, comprende: (i) la partecipazione totalitaria detenuta in Eni New Energy SpA, che a sua volta controlla integralmente le società CGDB Enrico Srl, CGDB Laerte Srl e Wind Park Laterza Srl, titolari di progetti eolici in corso di costruzione nel sud Italia, (ii) la partecipazione pari al 51% del capitale di GreenIT SpA, società a controllo congiunto con CDP Equity SpA e (iii) il complesso di attività gestite dalla divisione Energy Solutions di Eni e del relativo personale.

Dal 30 giugno 2021, Eni gas e luce ha aggiornato il proprio Statuto Sociale in Società Benefit, diventando di fatto la prima grande azienda italiana del settore dell'energia a farlo. Nel corso del 2022 saranno pubblicati il primo Report di Sostenibilità e la Relazione di Impatto, a un anno di distanza dall'evoluzione dello Statuto in Società Benefit.

In data 22 novembre 2021, la Società ha acquisito da Eni Petroleum Co. Inc. l'intero capitale sociale di Eni New Energy US Inc., holding che raggruppa le attività statunitensi nel settore delle energie rinnovabili. In data 7 dicembre 2021, infine, la Società ha acquisito da Eni International B.V. l'intero capitale sociale di Eni Energy Solutions B.V., holding che raggruppa le attività nel nord Europa e in Kazakistan del settore Rinnovabili.

A completamento dell'integrazione in Eni gas e luce delle attività estere del settore Rinnovabili, il 31 dicembre 2021 il Gruppo (attraverso 3 controllate australiane) ha sottoscritto un contratto per l'acquisizione da Eni Australia Ltd di 3 parchi fotovoltaici. L'effettivo trasferimento degli asset è condizionato dall'ottenimento del consenso delle autorità competenti.

In conformità ai principi contabili di riferimento, i risultati economici e finanziari delle attività acquisite con le summenzionate operazioni e con quelle descritte nel paragrafo Sviluppo di business sono stati inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data di acquisizione. I risultati economici e finanziari consolidati non sono rappresentativi quindi di un anno intero di gestione.

Sviluppi di business

Nel mese di aprile 2021 è stato finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100% della società Aldro Energia con un portafoglio di circa 250.000 clienti in Spagna e Portogallo.

A fine luglio 2021 è stata finalizzata, attraverso la controllata Eni New Energy SpA, l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund del 100% di un portafoglio di 13 campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW.

Sempre a fine luglio, è stato siglato un accordo con Azora Capital per l'acquisizione di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna. L'operazione prevede l'acquisizione di tre impianti eolici in esercizio e un impianto eolico in costruzione nel centro-nord del paese, per un totale di 230 MW, e cinque grandi progetti fotovoltaici in avanzato stato di sviluppo per circa 1 GW. A fine ottobre è stato finalizzato l'acquisto dei tre impianti in esercizio.

Nel mese di ottobre è stata finalizzata l'acquisizione dai relativi soci fondatori della società Dhamma Energy Group ("Dhamma"), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e in Spagna. Il portafoglio impianti di Dhamma include una pipeline di progetti in vari stadi di maturità di quasi 3 GW, distribuita nei due paesi, ed anche impianti già in esercizio o in fase avanzata di costruzione in Francia per circa 120 MW.

A inizio novembre infine è stato finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100% di Be Power S.p.A., che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano con oltre 5 mila punti di ricarica per veicoli elettrici sul suolo pubblico.

Attività commodity ed extracommodity

Continua la crescita di portafoglio clienti trainata dal power e dalle consociate estere che hanno più che compensato il calo nel gas in Italia nel quale la Società è incumbent. Analoghi movimenti si rilevano nei volumi venduti che sono stati inoltre favorevolmente impattati della ripresa delle attività produttive.

L'attività extracommodity ha beneficiato del boost dato al mercato dell'efficienza energetica dalle agevolazioni fiscali.

Sicurezza delle persone

Nel corso del 2021, per il terzo anno consecutivo, non si sono verificati infortuni a dipendenti.

Risultati

L'esercizio 2021 del Gruppo si è chiuso con un risultato operativo di €320 milioni e un utile netto di competenza Eni gas e luce di €191 milioni, in diminuzione rispettivamente del 12% e del 15% rispetto al 2020.

Va tuttavia segnalato che il risultato operativo del 2020 beneficiava di €72 milioni di proventi da valutazione derivati (essenzialmente per fair value positivi sulle consociate non trattati in Hedge Accounting) ed era gravato da €35 milioni di altri oneri non ricorrenti, prevalentemente per l'accantonamento, in ottemperanza allo IAS 19, dei "post retirement – benefits" previsti dall'Accordo sindacale per l'uscita al 30 novembre di 73 persone, ai sensi dell'art. 4, commi 1-7 Legge n. 92/2012 così come integrato dalla Legge n. 205 del 27 dicembre 2017 (cosiddetta isopensione). Il 2021 invece, a seguito del trattamento in Hedge Accounting di gran parte dei derivati delle consociate, beneficia di soli €28 milioni di proventi da valutazione derivati ed è gravato da €89 milioni di altri oneri non ricorrenti, prevalentemente per la revisione di stima di ricavi di esercizi precedenti operata dalla consociata francese. Al netto di questi proventi e oneri il risultato operativo 2020 sarebbe stato di €325 milioni e quello del 2021 di €381 milioni con un miglioramento di €56 milioni, pari al 17%. L'incremento è riconducibile (i) al contributo del business delle energie rinnovabili che ha anche beneficiato dello scenario di prezzi elevati nell'ultima parte dell'esercizio (ii) al miglioramento delle performance del business extra commodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere, (iii) all'efficacia delle azioni commerciali in Italia, (iv) all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e (v) alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.

L'incremento repentino dei prezzi dell'ultima parte dell'esercizio ha comportato un aumento del capitale circolante e ha quindi depresso il flusso di cassa netto da attività operativa a €252 milioni (€392 milioni nel 2020), insufficienti a coprire gli esborsi per gli investimenti tecnici (€260 milioni). Le acquisizioni di rami d'azienda, partecipazioni e crediti finanziari strumentali (€1.886 milioni), al netto della variazione dei debiti per investimenti (€385 milioni) hanno quindi determinato un Free cash flow negativo di €1.509 milioni, cui si sono sommati l'indebitamento delle società e dei rami d'azienda acquisiti (€1.265 milioni) e il pagamento dei dividendi (€185 milioni). Per riequilibrare la situazione finanziaria, gravata dalle acquisizioni, l'azionista Eni ha concesso un versamento a riserva sovrapprezzo azioni di €3.300 milioni, consentendo in tal modo di chiudere l'esercizio con disponibilità finanziarie nette di €359 milioni (contro €20 milioni a fine 2020).

Principali dati economici e finanziari

2019	(€ milioni)	2021	2020
6.420	Ricavi della gestione caratteristica	7.274	6.000
239	Risultato operativo	320	362
149	Risultato netto di competenza di Eni gas e luce	191	225
448	Flusso di cassa netto da attività operativa	252	392
172	Investimenti in immobilizzazioni immateriali e materiali	260	175
3.991	Totale attività	16.921	4.248
1.418	Patrimonio netto	6.503	1.587
(132)	Indebitamento finanziario netto	(359)	(20)
1.286	Capitale investito netto	6.144	1.567
(0,09)	Leverage	(0,06)	(0,01)

Principali dati operativi e di sostenibilità

2019		2021	2020
1.547	Dipendenti in servizio	(numero) 2.027	1.573
0	Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate *1.000.000) 0	0
9.545	Numero clienti Retail e Business	Migliaia di punti di fornitura 10.040	9.697
8.622	Vendite gas naturale	Milioni di mc 7.847	7.683
10,923	Vendite di energia elettrica a clienti finali	Terawattora 16,490	12,520
	Capacità installata di produzione da fonti rinnovabili	Megawatt 1.126	
	Colonnine di ricarica installate	Numero 6.246	

Andamento operativo

Scenario di mercato

Lo scenario macroeconomico ha registrato nel 2021 una significativa inversione di tendenza grazie al graduale reopening delle economie e alla ripresa delle attività produttive post pandemia.

I consumi di gas naturale in Italia sono risaliti dell'8% al livello più alto degli ultimi dieci anni. La crescita appare diffusa nell'arco dell'intero anno e più intensa nei mesi primaverili, caratterizzati nel 2020 dal lockdown nazionale indotto dall'emergenza sanitaria.

Analoghi fenomeni hanno caratterizzato i consumi di energia elettrica con un rimbalzo di oltre il 5% sul 2020 che li ha riportati ai livelli pre-Covid del 2019.

Nell'esercizio le quotazioni del gas, sia quelle rilevate presso l'hub olandese TTF, che quelle al PSV (Punto di Scambio Virtuale) italiano hanno fatto segnare sensibili incrementi (mediamente superiori al 300%, con picchi di oltre il 500%) rispetto al 2020, anche a seguito del più generalizzato rimbalzo di tutte le quotazioni energetiche rispetto ai minimi del 2020. Poiché l'incremento del TTF è stato in misura più che proporzionale rispetto all'incremento del PSV (+386% verso un +335%) lo spread tra i due indici, si è quasi azzerato, passando da 12€/000mc nel 2020, a 1€/000mc nel 2021, dopo essere stato anche negativo nel terzo trimestre.

Andamento simile ha avuto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) che, come media annua, è aumentato di oltre il 220% sul 2020.

L'incremento dei prezzi si è tradotto in misura ridotta in incremento dei ricavi di vendita in quanto i prezzi a tariffa regolata (o indicizzati alla stessa) si adeguano con delay temporale alle quotazioni di riferimento, mentre i contratti a tariffa libera sono nella maggior parte dei casi a prezzo fisso fino alla scadenza di un periodo tariffario di 1/2/3 anni. Analogamente l'incremento delle quotazioni di mercato si è riflesso in misura ridotta nei prezzi d'acquisto perché il Gruppo copre le esposizioni con contratti derivati che rispondono ai requisiti dell'Hedge Accounting e che in parte erano stati sottoscritti a prezzi antecedenti al rialzo.

Lo scenario di prezzi crescenti si è invece riflesso nel fair value dei derivati di copertura con un notevole incremento della riserva di Cash Flow Hedge.

Retail Gas & Power

Il Gruppo svolge attività di commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi sul mercato retail e small business in Italia, Francia, Grecia, penisola iberica e Slovenia. La controllata slovena (Adriaplin) opera anche nel settore della distribuzione di gas naturale, mentre la partecipata a controllo congiunto in Grecia (Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly) opera esclusivamente nella distribuzione di gas naturale.

Al 31 dicembre 2021 il Gruppo serviva 10,0 milioni di punti di fornitura con un aumento rispetto al 31 dicembre 2020 di circa 350 mila, derivante dall'acquisizione di Aldro e dall'incremento organico dei clienti power, sia in Italia che all'estero, che hanno più che compensato la riduzione dei clienti gas in Italia, dove la società è incumbent. Nell'esercizio 2021 i volumi venduti dal Gruppo sono stati pari a 7.847 milioni di metri cubi per il gas (in crescita di 164 milioni di metri cubi rispetto al 2020) e 16,5 Terawattora per l'energia elettrica (in incremento di 4,0 Terawattora rispetto al 2020). Le variazioni nei volumi power venduti sono sostanzialmente riconducibili all'incremento dei clienti. Per il gas invece la contrazione dei clienti è stata più che compensata da maggiori consumi unitari anche per effetto delle temperature più rigide e da maggiori volumi verso la clientela business che nel 2020 erano stati depressi per effetto della pandemia.

Vendite gas Gruppo

2019	(milioni di mc)	2021	2020
5.488	Italia	5.142	5.172
2.687	Francia	2.167	2.079
350	Grecia	389	343
97	Slovenia	85	89
	Penisola iberica	64	
8.622		7.847	7.683

Vendite energia elettrica Gruppo

2019	(Twh)	2021	2020
7,221	Italia	7,669	7,241
3,398	Francia	5,433	4,742
	Penisola iberica	2,650	
0,304	Grecia	0,739	0,537
10,923		16,491	12,520

Clients – Gruppo

2019	(migliaia di punti di fornitura retail)	2021	2020
Gas:			
5.741	Italia	5.492	5.607
771	Francia	685	761
297	Grecia	298	298
	Penisola iberica	57	
14	Slovenia	14	14
Power:			
2.058	Italia	2.329	2.185
591	Francia	694	695
	Penisola iberica	268	
73	Grecia	203	137
9.545		10.040	9.697

Generazione elettrica da fonti rinnovabili

In relazione alla propria attività di produzione di energia da fonti rinnovabili, il Gruppo opera attraverso i propri impianti produttivi – assicurandone l’operatività e la manutenzione secondo gli standard del settore – e persegue le proprie strategie di crescita attraverso lo sviluppo e la realizzazione di nuovi progetti.

La capacità installata al 31 dicembre 2021 del Gruppo (incluso le attività australiane in via di acquisizione da Eni) era pari a 1,1 Gigawatt con il seguente dettaglio per paese e tecnologia:

(Megawatt)	Totale	Fotovoltaico	Eolico	Storage
Italia	466	116	350	
Stati Uniti	268	237	30	1
Spagna	129		129	
Francia	108	108		
Kazakhstan	91		91	
Australia	64	58		6
	1.126	519	600	7

Mobilità elettrica

In relazione all’attività nel campo della mobilità elettrica, il Gruppo può contare su 6.246 punti di ricarica già installati sul territorio.

Commento ai risultati economico-finanziari del Gruppo Eni gas e luce

Conto economico

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
6.420	Ricavi della gestione caratteristica	7.274	6.000	1.274	21%
39	Altri ricavi e proventi	93	74	19	26%
(6.064)	Costi operativi	(6.895)	(5.603)	(1.292)	23%
(24)	Altri proventi/(oneri) operativi	83	63	20	32%
(132)	Ammortamenti	(235)	(166)	(69)	42%
	Minusvalenze da radiazioni/eliminazioni		(6)	6	(100%)
239	Risultato operativo	320	362	(42)	(12%)
(27)	Oneri finanziari netti	(29)	(42)	13	(31%)
10	Proventi netti su partecipazioni		10	(10)	(100%)
222	Risultato prima delle imposte	291	330	(39)	(12%)
(71)	Imposte sul reddito	(88)	(102)	14	(15%)
32%	Tax rate (%)	30%	31%	(1%)	
151	Risultato netto	203	228	(25)	(11%)
149	di competenza Eni gas e luce	191	225	(34)	(15%)
2	Interessenze di terzi	12	3	9	300%

Risultato netto

L'esercizio 2021 del Gruppo si è chiuso con un risultato operativo di €320 milioni e un utile netto di competenza Eni gas e luce di €191 milioni, in diminuzione rispettivamente del 12% e del 15% rispetto al 2020.

Per la riconduzione dei risultati operativi reported con i risultati operativi normalizzati adjusted si rimanda al paragrafo Highlights.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
4.443	Gas naturale	4.150	3.754	396	11%
1.896	Energia elettrica	2.673	2.090	583	28%
81	Servizi e altro	343	156	187	120%
6.420	Totale retail gas e power	7.166	6.000	1.166	19%
	Energia elettrica da fonti rinnovabili	85		85	
	Mobilità elettrica	23		23	
6.420	Totale consolidato	7.274	6.000	1.274	21%

L'analisi per Area geografica è la seguente.

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
4.494	Italia	4.578	4.209	369	9%
1.652	Francia	1.733	1.529	204	13%
	Penisola Iberica	503		503	N.S.
234	Grecia	418	225	193	86%
40	Slovenia	42	37	5	14%
6.420		7.274	6.000	1.274	21%

L'incremento dei ricavi è l'effetto principalmente dei maggiori volumi di energia elettrica venduti, anche a seguito dell'acquisizione di Aldro. L'aumento dei prezzi unitari ha avuto un limitato impatto

sui ricavi in quanto i prezzi a tariffa regolata (o indicizzati alla stessa) si adeguano con delay temporale alle quotazioni di riferimento, mentre i contratti a tariffa libera sono nella maggior parte dei casi a prezzo fisso fino alla scadenza di un periodo tariffario di 1/2/3 anni.

Altri ricavi e proventi

Gli **altri ricavi e proventi** ammontano a €93 milioni (€74 milioni nel 2020) e sono costituiti dal recupero di costi legati all'attività caratteristica per €58 milioni (€51 milioni nel 2020), da incentivi GSE per €14 milioni (€14 milioni nel 2020) e da proventi per prescrizione e insussistenza di debiti per €14 milioni (€9 milioni nel 2020).

Costi operativi

I **costi operativi** ammontano a €6.895 milioni, come illustrato nella tabella seguente.

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
2.779	Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	3.496	2.303	1.193	52%
2.889	Costi per servizi e per godimento beni di terzi	2.970	2.828	142	5%
152	Accantonamenti netti a fondo svalutazione crediti	160	180	(20)	(11%)
135	Costo lavoro	142	155	(13)	(8%)
(5)	Accantonamenti/(Utilizzi) netti per rischi	1	8	(7)	(88%)
114	Altri oneri diversi	126	129	(3)	(2%)
6.064		6.895	5.603	1.292	23%

I **costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci** sono relativi essenzialmente agli acquisti di gas naturale ed energia elettrica e aumentano sia per i maggiori volumi venduti che per effetto dell'aumento dei prezzi che si è comunque riflesso in misura ridotta sugli acquisti perché il Gruppo copre le esposizioni con contratti derivati che rispondono ai requisiti dell'Hedge Accounting e che in parte erano stati sottoscritti a prezzi antecedenti al rialzo.

I **costi per servizi e per godimento di beni di terzi** sono relativi principalmente a costi di logistica gas ed energia elettrica di €2.378 milioni (€2.372 milioni nel 2020), costi di vendita e di pubblicità di €243 milioni (€176 milioni nel 2020) e costi informatici di €90 milioni (€79 milioni nel 2020).

Gli **accantonamenti netti a fondo svalutazione crediti** sono determinati sulla base della valutazione della possibilità di recupero dei crediti iscritti verso la clientela retail per la vendita di gas naturale ed energia elettrica. Il decremento è dovuto alle migliori performance di incasso, anche a seguito della generalizzata ripresa economica post pandemia, che ha più che compensato l'effetto dei maggiori ricavi.

La riduzione del **costo lavoro** deriva prevalentemente dalla circostanza che il 2020 era gravato da €20 milioni di accantonamento, in ottemperanza allo IAS 19, dei "post retirement - benefits" previsti dall'Accordo sindacale per l'uscita al 30 novembre di 73 persone, ai sensi dell'art. 4, commi 1-7 Legge n. 92/2012 così come integrato dalla Legge n. 205 del 27 dicembre 2017 (cosiddetta isopensione).

Gli **accantonamenti netti per rischi** di €1 milione migliorano di €7 milioni rispetto al 2020 che era gravato dall'accantonamento in relazione al procedimento (PS11569) dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato per presunte pratiche commerciali scorrette in relazione all'asserito mancato riconoscimento della prescrizione biennale.

Gli **altri oneri diversi** di €126 milioni (€129 milioni nel 2020) comprendono principalmente l'acquisto di titoli di efficienza energetica in Francia per €77 milioni (€83 milioni nel 2020), imposte indirette per €11 milioni (€9 milioni nel 2020), oneri da transazioni, sanzioni e risarcimenti per €10 milioni (€13 milioni nel 2020), il contributo dovuto per la Gestione Fondo Bombole Metano per €8 milioni (€7 milioni nel 2020), oneri da insussistenza o prescrizione di crediti per €4 milioni (€9 milioni nel 2020) e il contributo per il funzionamento ARERA per €1 milione (€2 milioni nel 2020).

Altri proventi (oneri) operativi

Gli **altri proventi operativi netti** di €83 milioni (€63 milioni nel 2020) sono relativi a derivati a copertura del rischio prezzo delle commodities che, pur non avendo finalità di trading, sono privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting. I proventi derivano dallo scenario di prezzi in salita a fine esercizio che ha determinato importanti fair value positivi sui derivati in acquisto a prezzo fisso.

Ammortamenti e svalutazioni

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
1 Attività materiali		41	11	30	273%
127 Attività immateriali		184	148	36	24%
4 Attività in leasing		10	7	3	43%
132 Ammortamenti		235	166	69	42%
Svalutazioni (ripristini di valore)					
132		235	166	69	42%

Gli **ammortamenti** delle immobilizzazioni materiali riguardano principalmente gli impianti di produzione di energie da fonti rinnovabili, inclusi i fotovoltaici di Evolvere Spa Benefit. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono riferiti a portafogli clienti e oneri di acquisizione degli stessi per €122 milioni (€87 milioni nel 2020), a progetti informatici per €56 milioni (€55 milioni nel 2020) e a lavori su beni in concessione per €4 milioni (€4 milioni nel 2020).

Minusvalenze da radiazioni/eliminazioni

Le **minusvalenze da radiazioni/eliminazioni** di €6 milioni del 2020 erano relative a sistemi informatici dismessi a seguito della loro sostituzione.

Oneri finanziari netti

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
(13) Oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(15)	(8)	(7)	88%
(16) Commissioni e oneri su operazioni di factoring		(6)	(21)	15	(71%)
(5) Commissioni per mancato utilizzo linee di credito		(5)	(5)		
Adeguamento al fair value opzione put Evolvere		(11)	(12)	1	(8%).
7 Altri proventi finanziari netti		8	4	4	100%
(27)		(29)	(42)	13	(31%)

Gli **oneri finanziari netti** correlati all'indebitamento finanziario peggiorano di €7 milioni, prevalentemente per il maggior indebitamento finanziario netto medio derivante dalle acquisizioni dell'esercizio. I €5 milioni di commissioni per mancato utilizzo linee di credito (€5 milioni nel 2020) sono relativi alla linea di credito revolving di €500 milioni concessa da Eni al momento del conferimento. L'onere di €11 milioni per adeguamento al fair value della put Evolvere deriva dal previsto maggior valore da riconoscere agli azionisti di minoranza a seguito del miglioramento dei risultati pianificati. Gli altri proventi finanziari sono relativi prevalentemente ad interessi addebitati a clienti per ritardati pagamenti e al differenziale tra il prezzo d'acquisto e di vendita dei crediti d'imposta derivanti dal cosiddetto Superbonus.

Proventi netti su partecipazioni

I **proventi netti su partecipazioni** si sono azzerati in quanto al provento di €6 milioni per la valutazione ad equity della partecipazione detenuta in Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€10 milioni nel 2020) si sono contrapposte svalutazioni di pari importo.

Imposte sul reddito

2019		(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
	Utile ante imposte				
222	Italia		429	262	167
0	Estero		(138)	68	(206)
	Imposte sul reddito				
70	Italia		139	82	57
1	Estero		(51)	20	(71)
	Tax rate (%)				
31,5%	Italia		32%	31%	1%
N.S.	Estero		37%	29%	8%

Per una descrizione delle principali determinanti del tax rate si rimanda alla Nota 32 - "Imposte sul reddito" del bilancio consolidato.

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema di stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio annuale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato:			
Immobili, impianti e macchinari	1.070	104	966
Diritti di utilizzo di attività in leasing	128	41	87
Attività immateriali	3.006	1.503	1.503
Partecipazioni	695	145	550
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	20	1	19
Debiti relativi all'attività di investimento	(414)	(1)	(413)
	4.505	1.793	2.712
Capitale di esercizio netto:			
Rimanenze	20	7	13
Crediti commerciali	2.088	1.479	609
Debiti commerciali	(1.746)	(1.204)	(542)
Passività tributarie nette	(852)	(70)	(782)
Fondi per rischi e oneri	(47)	(37)	(10)
Altre attività/(passività) nette d'esercizio	2.140	(273)	2.413
	1.603	(98)	1.701
Fondi per benefici ai dipendenti	(99)	(128)	29
Attività destinate alla vendita	135		135
CAPITALE INVESTITO NETTO	6.144	1.567	4.577
Patrimonio netto	6.503	1.587	4.916
Indebitamento finanziario netto	(359)	(20)	(339)
COPERTURE	6.144	1.567	4.577

Capitale immobilizzato

Gli **immobili, impianti e macchinari**, pari a €1.070 milioni sono relativi ad impianti e macchinari (€877 milioni), ad immobilizzazioni in corso (€185 milioni), ad altri beni (€2 milioni), a fabbricati (€4 milioni) e ad attrezzature industriali e commerciali (€2 milioni). L'incremento di €966 milioni è l'effetto delle acquisizioni di società e rami d'azienda (€937 milioni), degli investimenti dell'esercizio (€53 milioni) e delle differenze cambio ed altre variazioni (€17 milioni), al netto degli ammortamenti (€41 milioni).

Le **attività in leasing** di €128 milioni sono iscritte in applicazione dell'IFRS 16 e riguardano per €90 milioni diritti d'uso su terreni e per €36 milioni locazioni di fabbricati ad uso uffici. Aumentano di €87

milioni per effetto delle acquisizioni (€86 milioni), di nuovi diritti acquisiti (€10 milioni) e di differenze cambio positive (€1 milione), solo parzialmente controbilanciati dagli ammortamenti dell'esercizio (€10 milioni).

Le **attività immateriali** sono pari a €3.006 milioni, dei quali €2.447 milioni per attività con vita utile indefinita rappresentate da avviamenti del segmento Retail (€1.214 milioni) del segmento Rinnovabili (€505 milioni) e del segmento Mobilità elettrica (€728 milioni). L'importo rimanente include €348 milioni di portafogli clienti e costi di acquisizione degli stessi, €123 milioni di licenze d'uso e costi di sviluppo software, €46 milioni di lavori su beni in concessione, €30 milioni di altre immobilizzazioni immateriali e €12 milioni di immobilizzazioni in corso e acconti. L'incremento di €1.503 milioni è relativo per €1.480 milioni alle acquisizioni e per €207 milioni agli investimenti, al netto di €184 milioni di ammortamenti.

Le **partecipazioni**, pari a €695 milioni, sono principalmente relative alle società Dogger Bank 1 e 2 che gestiscono i progetti offshore nel Mare del Nord (€484 milioni), alle società Novis Renewables (€86 milioni) e Bluebell (€71 milioni) per le attività negli Stati Uniti e alla società GreenIt (€9 milioni) in Italia. Nella voce sono inoltre ricompresi acconti per €30 milioni versati per l'acquisto di società nel settore delle energie rinnovabili, la cui transazione si concluderà al completamento della fase di sviluppo degli impianti eolici e solari in costruzione. L'incremento di €550 milioni è essenzialmente legato alle acquisizioni dell'esercizio (€630 milioni per entrata nell'area di consolidamento e €48 milioni per acquisti, sottoscrizioni e acconti versati) solo parzialmente controbilanciate dalla riclassifica ad **Attività destinate alla vendita** della società a controllo congiunto Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€135 milioni).

I **crediti finanziari strumentali all'attività operativa** di €20 milioni si riferiscono a crediti del segmento Rinnovabili (€14 milioni), a crediti di Evolvere (€5 milioni) e ad un credito verso Serfactoring a garanzia di prestiti dalla stessa concessi a dipendenti Eni gas e luce (€1 milione).

I **debiti relativi all'attività di investimento** di €414 milioni sono riferibili per €376 milioni al pagamento differito di una quota del prezzo dell'acquisizione BE Power, per €34 milioni agli investimenti del segmento Rinnovabili e per €4 milioni al pagamento differito di parte del prezzo di acquisto di Dhamma Energy Group Sarl.

Capitale di esercizio netto

Le **rimanenze** di €20 milioni sono riferite ai lavori in corso su ordinazione e alla rivendita di beni extracommodity.

I **crediti commerciali** di €2.088 milioni sono iscritti al netto di un fondo svalutazione di €592 milioni. L'aumento dei crediti commerciali netti di €609 milioni è legato ai maggiori volumi venduti oltre che ai maggiori prezzi unitari dell'ultima parte dell'esercizio e alle società entrate nell'area di consolidamento.

I **debiti commerciali** ammontano a €1.746 milioni ed aumentano di €542 milioni rispetto all'esercizio precedente per i maggiori volumi e i maggiori costi unitari dell'ultima parte dell'esercizio.

Le **passività tributarie nette** di €852 milioni riguardano imposte differite nette (prevalentemente relative al fair value positivo sui derivati) per €518 milioni (€205 milioni di imposte anticipate nette nel 2020), debiti netti per accise e addizionali per €181 milioni (€73 milioni nel 2020) e altri debiti per imposte da versare in Francia (principalmente IVA e imposte di consumo) di €247 milioni (€151 milioni nel 2020). Tali poste sono parzialmente compensate da crediti netti verso Eni per consolidato fiscale e IVA di Gruppo di €59 milioni (€52 milioni di debiti nel 2020) e da crediti per IVA per €36 milioni delle società controllate italiane ed estere entrate nell'area di consolidamento nel 2021. La variazione di €782 milioni è riconducibile principalmente alle imposte differite derivanti dal fair value positivo sui derivati.

I **fondi per rischi e oneri** di €47 milioni sono relativi principalmente a passività potenziali riconducibili a indennità di fine mandato degli agenti per €16 milioni, a vertenze legali per €10 milioni, a oneri di smantellamento e ripristino siti per €6 milioni, e ad altri rischi per €15 milioni. Aumentano

di €10 milioni essenzialmente per le variazioni dell'area di consolidamento (€9 milioni).

Le **altre attività nette d'esercizio** di €2.140 milioni sono principalmente riconducibili ad attività nette da valutazione di strumenti derivati per €2.485 milioni (€50 milioni nel 2020) e crediti d'imposta acquisiti nell'ambito dell'attività di efficienza energetica per €434 milioni (€94 milioni nel 2020), cui si contrappongono depositi cauzionali ricevuti da clienti per €223 milioni (€228 milioni nel 2020), altre posizioni debitorie verso clienti per €197 milioni (€188 milioni nel 2020) e debiti verso società di factoring per acquisto crediti d'imposta per €294 milioni (€25 milioni nel 2020). La variazione di €2.413 milioni deriva principalmente dalla variazione positiva del fair value sui derivati di copertura a seguito dell'andamento crescente dei prezzi e da crediti d'imposta acquisiti nell'ambito dell'attività di efficienza energetica.

Fondi per benefici ai dipendenti

I **fondi per benefici ai dipendenti** di €99 milioni sono relativi a impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione aziendale per €66 milioni (€97 milioni nel 2020), a trattamento di fine rapporto per €16 milioni (€14 milioni nel 2020), ad incentivi differiti per €7 milioni (€7 milioni nel 2020), a piani sanitari per €6 milioni (€6 milioni nel 2020), al cosiddetto "fondo gas" per €3 milioni (€3 milioni nel 2020) e a premi di anzianità per €1 milione (€1 milione nel 2020). La riduzione di €29 milioni è derivata essenzialmente dagli esborsi dell'esercizio (€25 milioni) e da una revisione di stima di €8 milioni che hanno più che compensato gli oneri netti accantonati (€2 milioni) e le acquisizioni (€2 milioni).

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €135 milioni sono costituite dalla partecipazione nella società a controllo congiunto Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA, riclassificata nell'esercizio a seguito della firma di un impegno di vendita all'altro socio nell'ambito del processo di privatizzazione delle reti di distribuzione del gas in Grecia.

Prospetto del risultato complessivo

(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Risultato dell'esercizio	203	228	(25)
Fair value derivati di copertura, al netto dell'effetto imposte	1.592	113	1.479
Differenze cambio di conversione	6		6
	1.801	341	1.460

Il fair value positivo dei derivati di copertura è la conseguenza del rilevante incremento dei prezzi del gas e dell'energia elettrica. Il Gruppo infatti, avendo contratti di vendita vincolanti a prezzo fisso, copre le proprie esposizioni in acquisto a prezzo variabile con swap a prezzo fisso. Su tali swap l'aumento dei prezzi ha comportato significativi fair value positivi.

Patrimonio netto

Il **patrimonio netto** ammonta a €6.503 milioni, in aumento di €4.916 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente del versamento a riserva sovrapprezzo azioni effettuato da Eni (€3.300 milioni), dell'utile complessivo registrato nell'esercizio (€1.801 milioni) e dell'aumento di capitale a seguito del conferimento delle attività Rinnovabili (€32 milioni). Tali fenomeni sono stati solo parzialmente compensati dal pagamento all'azionista Eni del dividendo di €185 milioni e da un minor patrimonio netto rispetto al valore di acquisizione di alcune partecipazioni del segmento Rinnovabili (€32 milioni).

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni gas e luce SpA con quelli consolidati

	Patrimonio netto Eni gas e luce					Bilancio Consolidato Eni gas e luce
	Bilancio di esercizio di Eni gas e luce S.p.A.	Eccedenza rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	Valutazione ad equity delle partecipazioni non consolidate	Avviamento su partecipazioni incorporate e altro	Interessenze di terzi	
(€ milioni)						
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	1.400	(33)	17	12	22	1.418
Risultato dell'esercizio 2020	195	30			3	228
Fair value derivati di copertura	113					113
Dividendi a terzi	(150)				(1)	(151)
Acquisizione Evolvere		(36)			14	(22)
Altre variazioni			1			1
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020	1.558	(39)	18	12	38	1.587
Risultato dell'esercizio 2021	170	26	(5)		12	203
Fair value derivati di copertura	953	639				1.592
Dividendi a terzi	(185)					(185)
Aumenti di capitale	3.332					3.332
Acquisizioni partecipazioni Rinnovabili		(32)				(32)
Differenze cambio		6				6
Altre variazioni	2	(2)				-
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021	5.830	598	13	12	50	6.503

Indebitamento finanziario netto e Leverage

(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Debiti finanziari a breve termine	1.252	45	1.207
Debiti finanziari a medio-lungo termine	809	62	747
Passività finanziarie per leasing	122	43	79
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2.542)	(170)	(2.372)
Indebitamento finanziario netto	(359)	(20)	(339)
Patrimonio netto	6.503	1.587	4.916
Leverage	(0,06)	(0,01)	(0,05)

Le rilevanti **disponibilità liquide ed equivalenti** sono la conseguenza del versamento a riserva sovrapprezzo azioni effettuato da Eni nel mese di dicembre. I fondi rinvenienti da tale operazione sono già stati o saranno utilizzati nei primi mesi del 2022 per analoghe operazioni di ricapitalizzazione di partecipate che presentano rilevante indebitamento finanziario. Per il commento all'aumento di €339 milioni delle disponibilità finanziarie nette si rimanda al commento al Rendiconto finanziario riclassificato.

Il **leverage**, rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto, si attesta ad un negativo (disponibilità finanziarie nette) di 0,06 contro lo 0,01 dell'esercizio precedente.

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato, che è una sintesi dello schema obbligatorio, ha la finalità di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di stato patrimoniale riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow, che è una misura di risultato non-GAAP, chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa dell'esercizio, dopo che sono aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/crediti 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 di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto dell'esercizio, 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.

Rendiconto finanziario riclassificato

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
151 Risultato netto		203	228	(25)
<i>Rettifiche per ricondurre il risultato netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>				
91 - ammortamenti e altri componenti non monetari		203	148	55
72 - dividendi, interessi e imposte		93	101	(8)
148 Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		(206)	(83)	(123)
(14) Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(41)	(2)	(39)
448 Flusso di cassa netto da attività operativa		252	392	(140)
(172) Investimenti tecnici		(260)	(175)	(85)
(2) Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate		(1.851)	(101)	(1.750)
Investimenti in crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(35)		(35)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		385		385
274 Free Cash Flow		(1.509)	116	(1.625)
(221) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		766	(183)	949
(1) Flusso di cassa del capitale proprio		3.115	(151)	3.266
52 FLUSSO DI CASSA NETTO		2.372	(218)	2.590

2019		2021	2020	Var. ass.
2019	Variazione indebitamento finanziario netto:			
274 Free cash flow		(1.509)	116	(1.625)
(39) Variazione debiti finanziari per leasing		(9)	(13)	4
Debiti finanziari società acquisite		(1.265)	(67)	(1.198)
(1) Flusso di cassa del capitale proprio		3.115	(151)	3.266
Differenze cambio e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		7	3	4
234 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		339	(112)	451

L'incremento repentino dei prezzi dell'ultima parte dell'esercizio ha comportato un aumento del capitale circolante e ha quindi depresso il flusso di cassa netto da attività operativa a €252 milioni (€392 milioni nel 2020), insufficienti a coprire gli esborsi per gli investimenti tecnici (€260 milioni). Le acquisizioni di rami d'azienda, partecipazioni e crediti finanziari strumentali (€1.886 milioni), al netto della variazione dei debiti per investimenti (€385 milioni) hanno quindi determinato un Free cash flow negativo di €1.509 milioni, cui si sono sommati l'indebitamento delle società e dei rami d'azienda acquisiti (€1.265 milioni) e il pagamento dei dividendi (€185 milioni). Per riequilibrare la situazione finanziaria, gravata dalle acquisizioni, l'azionista Eni ha concesso un versamento a riserva sovrapprezzo azioni di €3.300 milioni, consentendo in tal modo di chiudere l'esercizio con disponibilità finanziarie nette di €359 milioni (contro €20 milioni a fine 2020).

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

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2021		31 dicembre 2020	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			1.070		104
Attività in leasing			128		41
Attività immateriali			3.006		1.503
Partecipazioni			695		145
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa:			20		1
- correnti		12			
- non correnti		8		1	
Debiti netti per attività di investimento:			(414)		(1)
- debiti per investimenti	(vedi nota 19)	(404)		(1)	
- altre passività correnti per attività di investimento	(vedi nota 10)	(1)			
- altre passività non correnti per attività di investimento	(vedi nota 10)	(9)			
Totale Capitale immobilizzato			4.505		1.793
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			20		7
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		2.088		1.479
Debiti commerciali	(vedi nota 19)		(1.746)		(1.204)
Passività tributarie nette, composte da:			(852)		(70)
- passività per imposte sul reddito correnti		(18)		(9)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	(435)		(271)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	(1)			
- passività per imposte differite		(524)		(50)	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 19)	(14)		(52)	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	73		4	
- attività per imposte sul reddito correnti		5			
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	50		53	
- attività per imposte non correnti	(vedi nota 10)	6			
- attività per imposte anticipate		6		255	
Fondi per rischi e oneri			(47)		(37)
Altre passività nette d'esercizio, composte da:			2.140		(273)
- altri crediti	(vedi nota 7)	80		70	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	5.871		291	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	1.126		125	
- altri debiti	(vedi nota 19)	(367)		(234)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(3.508)		(183)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(1.062)		(342)	
Totale Capitale di esercizio netto			1.603		(98)
Fondi per benefici ai dipendenti			(99)		(128)
Attività destinate alla vendita			135		
CAPITALE INVESTITO NETTO			6.144		1.567
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			6.503		1.587
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			2.183		150
- passività finanziarie a lungo termine		809		62	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		59		13	
- passività finanziarie a breve termine		1.193		32	
- passività finanziarie per leasing a breve termine		8		6	
- passività finanziarie per leasing a lungo termine		114		37	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(2.542)		(170)
Totale indebitamento finanziario netto			(359)		(20)
COPERTURE			6.144		1.567

Rendiconto Finanziario Riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	Esercizio 2021		Esercizio 2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Risultato netto		203		228
Rettifiche per ricondurre il risultato netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		203		148
- ammortamenti e svalutazioni	235		166	
- minusvalenze da radiazioni			6	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(3)		(10)	
- altre variazioni	2			
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(31)		(14)	
Dividendi, interessi e imposte		93		101
- interessi attivi	(7)		(6)	
- interessi passivi	12		5	
- imposte sul reddito	88		102	
Variazione del capitale di esercizio		(206)		(83)
- rimanenze	(7)		(6)	
- crediti commerciali	(532)		(52)	
- debiti commerciali	493		32	
- fondi per rischi e oneri	(6)		8	
- altre attività e passività	(154)		(65)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(41)		(2)
- dividendi incassati	10		9	
- interessi incassati	8		10	
- interessi pagati	(10)		(5)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(49)		(16)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		252		392
Investimenti tecnici		(260)		(175)
- attività materiali	(53)		(3)	
- attività immateriali	(207)		(172)	
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate:		(1.851)		(101)
- partecipazioni	(48)		(4)	
- imprese consolidate	(1.803)		(97)	
Investimenti in crediti finanziari strumentali		(35)		
Variazione debiti per investimenti		385		
Free cash flow		(1.509)		116
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		766		(183)
- assunzione debiti finanziari non correnti	11		3	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(30)		(131)	
- rimborsi di debiti finanziari per leasing	(8)		(6)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	793		(49)	
Flusso di cassa del capitale proprio		3.115		(151)
Flusso di cassa netto		2.372		(218)

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni gas e luce SpA

Conto economico

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
4.492	Ricavi della gestione caratteristica	4.358	4.172	186	4%
25	Altri ricavi e proventi	59	29	30	102%
(4.209)	Costi operativi	(3.978)	(3.835)	(143)	4%
1	Altri proventi e (oneri) operativi	16	12	4	33%
(76)	Ammortamenti	(98)	(89)	(9)	10%
	Minusvalenze da radiazioni/eliminazioni		(6)	6	(100%)
233	Risultato operativo	357	283	74	26%
(22)	Oneri finanziari netti	(8)	(24)	16	(67%)
17	Proventi/(oneri) netti su partecipazioni	(57)	19	(76)	N.S.
228	Risultato prima delle imposte	292	278	14	5%
(69)	Imposte sul reddito	(122)	(83)	(39)	47%
30%	Tax rate (%)	42%	30%	12	40%
159	Risultato netto	170	195	(25)	(13%)

Risultato netto

Il bilancio di Eni gas e luce SpA chiude con l'utile netto di €170 milioni (€195 milioni nell'esercizio precedente). Il risultato operativo è di €357 milioni (€283 milioni nel 2020). Il miglioramento è riconducibile al miglioramento delle performance del business extra commodity, all'efficacia delle azioni commerciali e alle minori perdite su crediti attese, che riflettono il clima di ripresa economica.

Il peggioramento dell'utile netto risente della svalutazione della partecipazione in Eni G&P France SA.

Analisi delle voci del conto economico

Le più significative delle voci di conto economico della Società, se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio.

Ricavi della gestione caratteristica

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
2.975	Gas naturale	2.775	2.621	154	6%
1.476	Energia elettrica	1.479	1.467	12	1%
41	Servizi e altro	104	84	20	24%
4.492		4.358	4.172	186	4%

L'incremento dei ricavi è l'effetto dei maggiori ricavi extracommodity e dei maggiori prezzi di vendita del gas a tariffa regolata che solo nell'ultimo trimestre si sono adeguati (a causa del delay temporale) alle quotazioni di riferimento. I ricavi dell'energia elettrica hanno invece risentito in misura ridotta dell'incremento delle quotazioni di riferimento in quanto i contratti sono nella maggior parte dei casi a prezzo fisso fino alla scadenza di un periodo tariffario di 1/2 anni e gli interventi governativi hanno ridotto gli oneri di sistema riaddebitati ai clienti.

Altri ricavi e proventi

Gli **altri ricavi e proventi** ammontano a €59 milioni (€29 milioni nel 2020) e comprendono il recupero di costi legati all'attività caratteristica per €39 milioni (€20 milioni nel 2020) e proventi per prescrizioni e insussistenze di debiti per €14 milioni (€9 milioni nel 2020).

Costi operativi

I **costi operativi** ammontano a €3.978 milioni, come illustrato nella tabella seguente.

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
1.818	Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.814	1.456	358	25%
2.137	Costi per servizi e per godimento beni di terzi	1.963	2.091	(128)	(6%)
104	Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	82	125	(43)	(34%)
106	Costo lavoro	93	119	(26)	(22%)
(3)	Accantonamenti netti per rischi	(1)	7	(8)	N.S.
47	Altri oneri diversi	27	37	(10)	(27%)
4.209		3.978	3.835	143	4%

I **costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci** sono relativi per €1.219 milioni agli acquisti di gas naturale (€981 milioni nel 2020) e per €582 milioni agli acquisti di energia elettrica (€458 milioni nel 2020). Il loro incremento è l'effetto dell'incremento dei prezzi, attenuato dalla circostanza che la Società copre le esposizioni con contratti derivati che rispondono ai requisiti dell'Hedge Accounting e che in parte erano stati sottoscritti a prezzi antecedenti al rialzo.

I **costi per servizi** sono relativi principalmente a costi di logistica gas ed energia elettrica (€1.550 milioni, contro €1.736 milioni nel 2020), a costi di vendita e pubblicità (€181 milioni, contro €147 milioni nel 2020) e a prestazioni informatiche (€75 milioni, contro €68 milioni nel 2020). Il decremento dei costi di logistica gas e power è correlato agli interventi governativi che hanno ridotto gli oneri di sistema.

Gli **accantonamenti a fondo svalutazione crediti** sono determinati sulla base della valutazione della possibilità di recupero dei crediti iscritti verso la clientela retail per la vendita di gas naturale ed energia elettrica. Il notevole miglioramento è dovuto alle migliori performance di incasso derivanti dal diverso mix della clientela (essenzialmente per il maggior tasso di domiciliazioni) e dal clima di ripresa economica.

La riduzione del **costo lavoro** deriva prevalentemente dall'accantonamento di €20 milioni operato nel 2020 in ottemperanza allo IAS 19 dei "post retirement – benefits" previsti dall'Accordo sindacale per l'uscita al 30 novembre 2020 di 73 persone.

Gli **accantonamenti netti per rischi** migliorano di €8 milioni in quanto nel 2020 erano presenti accantonamenti relativi principalmente al procedimento (PS11569) dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato per presunte pratiche commerciali scorrette in relazione all'asserito mancato riconoscimento della prescrizione biennale.

Gli **altri oneri diversi** si riferiscono principalmente a oneri da transazioni, sanzioni e risarcimenti (€10 milioni nel 2021 e €13 milioni nel 2020), al contributo dovuto per la Gestione Fondo Bombie Metano (€8 milioni nel 2021 e €7 milioni nel 2020), ad imposte indirette (€4 milioni nel 2021 e €4 milioni nel 2020) e a oneri da insussistenza o prescrizione di crediti (€4 milioni nel 2021 e €9 milioni nel 2020).

Altri proventi e oneri operativi

Gli **altri proventi operativi** di €16 milioni (€12 milioni nel 2020) sono relativi a derivati a copertura del rischio prezzo delle commodities che, pur non avendo finalità di trading, sono privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

Ammortamenti e svalutazioni

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
	Attività materiali				
73	Attività immateriali	93	84	9	11%
3	Beni in leasing	5	5		
76	Ammortamenti	98	89	9	10%
	Svalutazioni (ripristini di valore)				
76		98	89	9	10%

Gli **ammortamenti** delle attività immateriali sono riferiti per €48 milioni (€49 milioni nel 2020) a progetti informatici e per €45 milioni (€35 milioni nel 2020) a costi per l'acquisizione della clientela e portafogli clienti.

Minusvalenze da radiazioni/eliminazioni

Le **minusvalenze da radiazioni/eliminazioni** di €6 milioni del 2020 erano relative a sistemi informatici dismessi a seguito della loro sostituzione.

Oneri finanziari netti

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
8	Oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	3	3		
16	Commissioni e oneri su operazioni di factoring	6	21	(15)	(71%)
5	Commissioni per mancato utilizzo linee di credito	5	5		
(8)	Proventi finanziari per ritardati pagamenti di clienti	(7)	(5)	(2)	40%
1	Altri oneri finanziari	1		1	N.S.
22		8	24	(16)	(67%)

Gli **oneri finanziari netti** correlati all'indebitamento finanziario di €3 milioni riguardano per €2 milioni oneri sul finanziamento a breve termine con Eni e per €1 milione gli oneri finanziari su lease liabilities. I €5 milioni di commissioni per mancato utilizzo linee di credito sono relativi alla linea di credito revolving da €500 milioni concessa da Eni al momento del conferimento.

Proventi/(Oneri) netti su partecipazioni

Gli **oneri netti su partecipazioni** di €57 milioni (€19 milioni di proventi nel 2020) sono relativi a svalutazioni per €75 milioni relativi alla controllata Eni G&P France SA e per €2 milioni relative alla partecipata Ovo Energy France SAS. A questi oneri si sono contrapposti dividendi percepiti dalla Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€10 milioni nel 2021 e €9 milioni nel 2020), dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€9 milioni nel 2021 e €9 milioni nel 2020) e da Adriaplin (€1 milione sia nel 2021 che nel 2020).

Imposte sul reddito

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
(4)	IRES	7	9	(2)
15	IRAP	20	18	2
11	Totale Imposte Correnti	27	27	
(4)	Imposte differite	(2)	(3)	1
62	Imposte anticipate	97	59	38
58	Totale Imposte differite e anticipate	95	56	39
69	Totale Imposte differite e correnti	122	83	39

Stato patrimoniale riclassificato⁶

(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato:			
Attività immateriali	1.063	1.052	11
Attività in leasing	27	29	(2)
Partecipazioni	1.957	560	1.397
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1	1	
Debiti per attività di investimento	(421)		(421)
	2.627	1.642	985
Capitale di esercizio netto:			
Rimanenze	2	2	
Crediti commerciali	1.076	876	200
Debiti commerciali	(986)	(672)	(314)
Attività/(Passività) tributarie nette	(383)	76	(459)
Fondi per rischi e oneri	(26)	(32)	6
Altre attività/(passività) d'esercizio nette	1.264	(258)	1.522
	947	(8)	955
Fondi per benefici ai dipendenti	(94)	(125)	31
Attività destinate alla vendita	122		122
CAPITALE INVESTITO NETTO	3.602	1.509	2.093
Patrimonio netto	5.830	1.558	4.272
Indebitamento finanziario netto	(2.228)	(49)	(2.179)
COPERTURE	3.602	1.509	2.093

Capitale immobilizzato

Le **attività immateriali** sono pari a €1.063 milioni, dei quali €823 milioni riguardano attività con vita utile indefinita rappresentate dall'avviamento rilevato in occasione dell'offerta pubblica di acquisto delle azioni Italgas completata nel 2003 (€706 milioni) e da altri avviamenti rilevati in occasione di successive operazioni di acquisto di società di vendita in Italia (€117 milioni). L'importo rimanente include €87 milioni di licenze d'uso software, €146 milioni di portafogli clienti e costi di acquisizione della clientela e €7 milioni di immobilizzazioni in corso. L'incremento di €11 milioni è relativo per €103 milioni agli investimenti, al netto di €92 milioni di ammortamenti.

Le **attività in leasing** di €27 milioni riguardano per €25 milioni locazioni di fabbricati ad uso uffici. Diminuiscono di €2 milioni quale saldo tra gli ammortamenti (€5 milioni) e le nuove acquisizioni (€3 milioni).

Le **partecipazioni**, pari a €1.957 milioni, sono relative principalmente alle società controllate BE Power SpA (€764 milioni), Eni New Energy US Inc. (€272 milioni), Aldro Energia y Soluciones SLU (€221 milioni), Eni G&P France SA (€184 milioni), Dhamma Energy Group SARL (€140 milioni), Evolvere Società Benefit SpA (€103 milioni), Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€61 milioni), Energias Ambientales de Outes SLU (€43 milioni), Ecovent Parc Eolic SAU (€36 milioni), Eni New Energy SpA (€28 milioni), Energias Alternativas Eolicas Riojanas, S.L. (€27 milioni), nonché ad accanti versati per l'acquisto di società nel settore delle energie rinnovabili €30 milioni). L'aumento di €1.397 milioni deriva dalle acquisizioni (€1.437 milioni), dalle ricapitalizzazioni (€125 milioni) e dal conferimento del ramo d'azienda Rinnovabili (€34 milioni). A tali fenomeni si contrappongono la riclassifica ad attività in dismissione della società a controllo congiunto Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€122 milioni) e le svalutazioni (€77 milioni).

I **crediti finanziari strumentali all'attività operativa** di €1 milione si riferiscono ad un credito verso Serfactoring a garanzia di prestiti dalla stessa concessi a dipendenti della Società e al credito finanziario verso Energías Ambientales de Outes SLU rilevato contestualmente all'acquisto della partecipazione.

⁶ Si rinvia al Commento dei risultati economici e finanziari del Gruppo Eni gas e luce per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati

I **debiti relativi all'attività di investimento** di €421 milioni sono riferibili per €376 milioni al pagamento differito di una quota del prezzo dell'acquisizione BE Power, per €41 milioni all'aumento di capitale sottoscritto e non ancora versato della controllata Eni New Energy US e per € 4 milioni al pagamento differito di parte del prezzo di acquisto di Dhamma Energy Group Sarl.

Capitale di esercizio netto

Le **rimanenze** di €2 milioni sono riferite alla rivendita di beni extracommodity.

I **crediti commerciali** di €1.076 milioni sono iscritti al netto di un fondo svalutazione di €438 milioni (€551 milioni nel 2020) e comprendono stanziamenti per fatture da emettere di €844 milioni (€647 milioni nel 2020), di cui €128 milioni relativi alla stima delle accise sui consumi non ancora fatturati. Comprendono inoltre la posizione creditoria netta per €85 milioni verso Eni Global Energy Markets SpA, con riferimento ai derivati finanziari realizzati alla data e non ancora liquidati. Aumentano di €200 milioni rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto dell'aumento dei prezzi nell'ultima parte dell'esercizio e del credito verso EGEM.

I **debiti commerciali** ammontano a €986 milioni e includono debiti verso fornitori terzi per un importo di €474 milioni (€468 milioni nel 2020), debiti verso la controllante per €507 milioni (€191 milioni nel 2020) e debiti verso altre imprese del gruppo Eni per €5 milioni (€13 milioni nel 2020). Aumentano di €314 milioni rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto dell'aumento dei prezzi nell'ultima parte dell'esercizio.

Le **passività tributarie nette** di €383 milioni sono relative ad imposte differite nette (principalmente relative al fair value positivo dei derivati) per €269 milioni (€202 milioni di imposte anticipate nette nel 2020, principalmente relative al fondo svalutazione dei crediti verso clienti e alle perdite fiscali pregresse) e a debiti netti per accise e addizionali per €181 milioni (€73 milioni nel 2020). Tali poste sono parzialmente compensate da crediti netti verso Eni e società controllate per consolidato fiscale e IVA di Gruppo di €68 milioni (€52 milioni di debiti nel 2020). La variazione di €459 milioni deriva dalle imposte differite sul fair value positivo dei derivati e da maggiori debiti per accise che hanno più che controbilanciato il credito per IVA derivante dalla riduzione delle aliquote nell'ultimo trimestre dell'esercizio.

I **fondi per rischi e oneri** di €26 milioni sono relativi principalmente a indennità di fine mandato degli agenti (€16 milioni), a passività potenziali riconducibili a vertenze legali (€4 milioni) e ad altri rischi (€6 milioni). La riduzione di €6 milioni deriva essenzialmente dagli utilizzi a fronte degli oneri sostenuti.

Le **altre attività nette d'esercizio** di €1.264 milioni sono principalmente riconducibili ad attività nette da valutazione di strumenti derivati per €1.560 milioni (€77 milioni nel 2020) e crediti d'imposta acquisiti nell'ambito dell'attività di efficienza energetica per €394 milioni (€79 milioni nel 2020), cui si contrappongono debiti verso società di factoring per acquisto crediti d'imposta per €294 milioni (€25 milioni nel 2020), depositi cauzionali ricevuti per €197 milioni (€203 milioni nel 2020) e altre posizioni debitorie verso clienti per €153 milioni (€149 milioni nel 2020). La variazione di €1.522 milioni deriva principalmente dalla variazione positiva del fair value sui derivati di copertura a seguito dell'andamento crescente dei prezzi e da maggiori crediti d'imposta acquisiti nell'ambito dell'attività di efficienza energetica, al netto dei maggiori debiti verso società di factoring.

Fondi per benefici ai dipendenti

I **fondi per benefici ai dipendenti** di €94 milioni sono relativi a impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione aziendale per €66 milioni (€97 milioni nel 2020), a trattamento di fine rapporto per €13 milioni (€13 milioni nel 2020), ad incentivi differiti per €7 milioni (€6 milioni nel 2020), a piani sanitari per €5 milioni (€5 milioni nel 2020), al cosiddetto "fondo gas" per €2 milioni (€3 milioni nel 2020) e a premi di anzianità per €1 milione (€1 milione nel 2020). La riduzione di €31 milioni è derivata dagli esborsi dell'esercizio di €25 milioni (relativi prevalentemente ai fondi per ristrutturazione) e da una revisione di stima di €8 milioni (anch'essi relativi ai fondi per

ristrutturazione) che hanno più che compensato gli oneri netti accantonati (€2 milioni).

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €122 milioni sono costituite dalla partecipazione nella società a controllo congiunto Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA, riclassificata nell'esercizio a seguito della firma di un impegno di vendita all'altro socio nell'ambito del processo di privatizzazione delle reti di distribuzione del gas in Grecia.

Prospetto del risultato complessivo

(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Risultato dell'esercizio	170	195	(25)
Fair value derivati di copertura, netto dell'effetto imposte	953	113	840
	1.123	308	815

Patrimonio netto

(€ milioni)	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	1.400
Fair value derivati di copertura	113
Risultato dell'esercizio	195
Dividendi pagati	(150)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020	1.558
Fair value derivati di copertura	953
Risultato dell'esercizio	170
Conferimento ramo d'azienda	32
Versamento dell'azionista Eni	3.300
Dividendi pagati	(185)
Altre variazioni	2
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021	5.830

Il **patrimonio netto** ammonta a €5.830 milioni e aumenta di €4.272 milioni rispetto al 2020 essenzialmente per effetto delle ricapitalizzazioni (€3.332) e dell'utile complessivo (€1.123 milioni) cui si contrappongono i dividendi pagati (€185 milioni).

Indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Debiti finanziari a breve termine	44	25	19
Passività finanziarie per leasing	29	30	(1)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2.301)	(104)	(2.197)
Indebitamento finanziario netto	(2.228)	(49)	(2.179)
Patrimonio netto	5.830	1.558	4.272
Leverage	(0,38)	(0,03)	(0,35)

Le rilevanti **disponibilità liquide ed equivalenti** sono la conseguenza del versamento a riserva sovrapprezzo azioni effettuato da Eni nel mese di dicembre. I fondi rinvenienti da tale operazione sono già stati o saranno utilizzati nei primi mesi del 2022 per analoghe operazioni di ricapitalizzazione di partecipate che presentano rilevante indebitamento finanziario. Per ulteriori dettagli sulla variazione dell'**indebitamento finanziario netto** si rimanda al commento al Rendiconto finanziario riclassificato.

Rendiconto finanziario riclassificato⁷

2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
159 Risultato netto		170	195	(25)
<i>Rettifiche per ricondurre il risultato netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>				
45 - ammortamenti e altri componenti non monetari		143	81	62
53 - dividendi, interessi e imposte		100	62	38
117 Variazione del capitale di esercizio		(97)	11	(108)
(2) Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(5)	16	(21)
372 Flusso di cassa netto da attività operativa		311	365	(54)
(92) Investimenti tecnici		(103)	(82)	(21)
(3) Investimenti in partecipazioni		(1.562)	(102)	(1.460)
Variazione crediti e debiti per attività di investimento		421		421
277 Free Cash Flow		(933)	181	(1.114)
Flusso di cassa del capitale proprio		3.115	(150)	3.265
(215) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		15	(180)	195
62 FLUSSO DI CASSA NETTO		2.197	(149)	2.346
2019	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
277 Free cash flow		(933)	181	(1.114)
Flusso di cassa del capitale proprio		3.115	(150)	3.265
(26) Passività finanziarie per leasing		(3)	(11)	8
251 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		2.179	20	2.159

Nell'esercizio 2021 si è confermata la robusta generazione di cassa, con un **flusso di cassa netto da attività operativa** di €311 milioni, solo parzialmente controbilanciato dagli esborsi per gli investimenti tecnici (€103 milioni). I rilevanti investimenti in partecipazioni (€1.562 milioni) per le acquisizioni dell'esercizio, al netto delle altre variazioni dell'attività di investimento (€421 milioni) hanno quindi generato un **free cash flow** negativo di €933 milioni cui si è sommato il pagamento dei dividendi (€185 milioni). Per riequilibrare la situazione finanziaria, gravata dalle acquisizioni, l'azionista Eni ha concesso un versamento a riserva sovrapprezzo azioni di €3.300 milioni, consentendo in tal modo di chiudere l'esercizio con disponibilità finanziarie nette di €2.228 milioni (contro €49 milioni a fine 2020). Le rilevanti disponibilità liquide sono già state o saranno utilizzate nei primi mesi del 2022 per analoghe operazioni di ricapitalizzazione di partecipate che presentano rilevante indebitamento finanziario.

⁷ Si rinvia al Commento dei risultati economici e finanziari del Gruppo Eni gas e luce per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati

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

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio	31 dicembre 2021		31 dicembre 2020	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Attività immateriali			1.063		1.052
Attività in leasing			27		29
Partecipazioni			1.957		560
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa			1		1
Debiti per attività di investimento:			(421)		
Debiti per investimenti	(vedi nota 18)	(411)			
Altre passività correnti per investimenti	(vedi nota 9)	(1)			
Altre passività non correnti per investimenti	(vedi nota 9)	(9)			
Totale Capitale immobilizzato			2.627		1.642
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			2		2
Crediti commerciali	(vedi nota 6)		1.076		876
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(986)		(672)
Attività/(passività) tributarie nette, composte da:			(383)		76
- passività per imposte sul reddito correnti				(4)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 9)	(193)		(125)	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(17)		(52)	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 6)	85			
- attività per imposte sul reddito correnti		1		3	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 9)	10		52	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 9)				
- passività per imposte differite		(269)			
- attività per imposte anticipate				202	
Fondi per rischi e oneri			(26)		(32)
Altre attività/(passività) nette d'esercizio, composte da:			1.264		(258)
- altri crediti	(vedi nota 6)	2		4	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 9)	4.830		252	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 9)	1.120		123	
- altri debiti	(vedi nota 18)	(243)		(192)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 9)	(3.494)		(180)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 9)	(951)		(265)	
Totale Capitale di esercizio netto			947		(8)
Fondi per benefici ai dipendenti			(94)		(125)
Attività destinate alla vendita			122		
CAPITALE INVESTITO NETTO			3.602		1.509
Patrimonio netto			5.830		1.558
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			73		55
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3		3	
- passività finanziarie a breve termine		41		22	
- passività finanziarie per leasing a breve termine		6		5	
- passività finanziarie per leasing a lungo termine		23		25	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(2.301)		(104)
Totale Indebitamento finanziario netto			(2.228)		(49)
COPERTURE			3.602		1.509

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	Esercizio 2021		Esercizio 2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Risultato netto		170		195
<i>Rettifiche per ricondurre il risultato netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		143		81
- ammortamenti e svalutazioni	97		89	
- minusvalenze da radiazioni			6	
- svalutazioni delle partecipazioni	77			
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(31)		(14)	
Dividendi, interessi e imposte		100		62
- dividendi	(20)		(19)	
- interessi attivi	(7)		(5)	
- interessi passivi	5		3	
- imposte sul reddito	122		83	
Variazione del capitale di esercizio		(97)		11
- rimanenze			(2)	
- crediti commerciali	(200)		(8)	
- debiti commerciali	314		13	
- fondi per rischi e oneri	(8)		7	
- altre attività e passività	(203)		1	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(5)		16
- dividendi incassati	20		19	
- interessi incassati	8		9	
- interessi pagati	(3)		(3)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(30)		(9)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		311		365
Investimenti tecnici		(103)		(82)
- attività immateriali	(103)		(82)	
Investimenti in partecipazioni		(1.562)		(102)
Variazione crediti e debiti per attività di investimento		421		
Free cash flow		(933)		181
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		15		(180)
- rimborsi di debiti finanziari per leasing	(4)		(5)	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti			(119)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	19		(56)	
Flusso di cassa del capitale proprio		3.115		(150)
Flusso di cassa netto		2.197		(149)

Fattori di rischio e di incertezza

Premessa

I principali rischi di business, identificati e attivamente gestiti dal Gruppo Eni gas e luce, sono il rischio paese e il rischio regolatorio. Di seguito è fornita la loro descrizione e relative modalità di gestione. Per la descrizione dei rischi finanziari si rimanda all'apposito capitolo delle Note al bilancio consolidato.

Rischio paese

Le attività del Gruppo sono localizzate principalmente nei paesi dell'Unione Europea, nel Regno Unito e negli Stati Uniti. Non vi sono quindi interessi significativi del Gruppo in paesi politicamente o economicamente poco stabili.

Il Gruppo Eni gas e luce monitora comunque periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei paesi in cui opera, ponendo attenzione anche a eventuali modifiche penalizzanti del quadro normativo, con particolare riferimento alla regolamentazione dei settori del gas e dell'energia elettrica, al fine di minimizzare gli impatti per il Gruppo.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica in Italia

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power.

La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva inizialmente fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17:; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021 (il servizio è stato poi assegnato a luglio 2021 tramite gara definita da ARERA con delibera 491/2020/R/eel), mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, era fissata al 1° gennaio 2022. Con la legge di conversione del DL n. 183/2020 (DL Milleproroghe), la scadenza per microimprese e clienti domestici per entrambi i mercati è stata nuovamente posticipata al 2023. Infine, con legge 233/21 è stato introdotto il termine del 10 gennaio 2024: data entro la quale verrà regolato da Arera e assegnato il servizio a

tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità. Il quadro delineato vede quindi ad oggi: il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le microimprese elettriche al 1° gennaio 2023, prevedendo però la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Non si possono escludere ulteriori interventi di deroga della data del 1° gennaio 2023. In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente – mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

In ambito retail gas e luce si segnala che Arera, in attuazione della Legge di bilancio 2022, fra le misure di contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia, ha definito le modalità per la rateizzazione in 10 mesi, senza interessi, degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 ed il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti ad offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Sono definite modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo da quando il piano di rateizzazione è proposto al cliente finale.

Con il Decreto Legge n.4 del 27 gennaio 2022 (cd. *Sostegni ter*), con l'obiettivo di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, sono state definite alcune misure urgenti, tra le quali un importante intervento sull'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili. Si tratta, in particolare, dell'introduzione a titolo di calmieramento di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia basato sulla differenza tra prezzo di riferimento medio storico dell'impianto e il prezzo zonale di mercato; tale delta, applicato all'energia prodotta da febbraio a dicembre 2022, comporterà un flusso da o verso il GSE andando così a colpire quota parte dei profitti dei produttori da rinnovabile, legati all'impatto sui prezzi dell'energia elettrica dell'aumento dei prezzi gas.

Gli impianti in titolarità del Gruppo coinvolti dal provvedimento sono i fotovoltaici non incentivati o incentivati con premio fisso da Conto Energia e gli eolici non incentivati, in quanto con potenza installata superiore a 20 kW, in fornitura a prezzi di mercato o con contratti a prezzo medio superiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento storico.

Inoltre, lo stesso Decreto è intervenuto su questi ambiti:

- Superbonus-ecobonus - Misure di contrasto alle frodi nel settore delle agevolazioni fiscali ed economiche (art. 28): la norma limita la possibilità di cessione del credito in ambito superbonus, ecobonus, prevedendo:
 - in caso di scelta dello sconto in fattura la facoltà di cedere il credito da parte del soggetto che ha effettuato gli interventi con divieto di successive cessioni;
 - in caso di cessione del credito la facoltà di cedere il credito da parte del beneficiario originario, con divieto di successive cessioni.

Per i crediti oggetto di cessione prima del 7/2 è consentita la cessione ad altri soggetti una sola volta.

- Riduzione degli oneri di sistema per il primo trimestre 2022 per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW (art. 14) - Azzeramento, con intervento di Arera, degli oneri di sistema per il primo trimestre 2022 anche per le utenze con potenza \geq a 16,5 kW (art. 13); per i pod domestici e altri usi BT fino a 16,5kW di potenza, l'azzeramento era già stato disposto dalla del. 635/21. L'azzeramento è esteso alle utenze con potenza \geq a 16,5 kW anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. La copertura è basata sui proventi delle aste CO2.
- Riduzione bollette per gli energivori (art. 15) – Si tratta di intervento per imprese energivore che hanno un consumo annuo superiore a 1 GWh/anno. Per questi clienti se hanno avuto un

incremento del costo per KWh superiore al 30% della media costi dell'ultimo trimestre 2021 (al netto delle imposte e di eventuali sussidi), rispetto allo stesso periodo del 2019, è riconosciuto un contributo sotto forma di credito di imposta, pari al 20 per cento del costo della componente energetica acquistata ed utilizzata nel primo trimestre 2022. Il contributo è cumulabile con altre agevolazioni se non implica il superamento del costo. Il credito può essere ceduto. La copertura è con oneri pubblici.

Nella legge 27 dicembre 2017, n. 205, legge contenente il bilancio di previsione dello Stato, all'art.1, comma 4, è stato stabilito il principio in base al quale «nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas, il diritto al corrispettivo si prescrive in due anni sia nei rapporti tra gli utenti domestici o le microimprese (...) o i professionisti (...) e il venditore, sia nei rapporti tra il distributore e il venditore, sia in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera». Tale principio non si applicava, come recitava il comma 5 della stessa legge, "qualora la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivi da responsabilità accertata dell'utente". Successivi aggiornamenti legislativi già in vigore ad opera della Legge di Bilancio 2020 (Legge 160/2019) hanno modificato il dettato normativo in tema di applicazione della prescrizione breve in caso di responsabilità dei clienti finali.

Con la Legge di Bilancio 2020, inoltre, sono state introdotte nuove previsioni a tutela del cliente in materia di fatturazione: nei contratti di fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico, per l'emissione di fatture a debito per le quali viene accertata l'illegittimità della condotta dell'operatore per violazioni su rilevazione dei consumi, esecuzione dei conguagli o fatturazione, il cliente ha diritto al rimborso delle somme eventualmente versate, e a una penale del 10% dell'ammontare contestato e comunque di almeno 100€. Sono state inoltre introdotte nuove previsioni rispetto alle tempistiche minime per gli avvisi di sospensione delle forniture in caso di morosità.

È ormai a regime il cosiddetto Settlement gas, ossia la determinazione delle partite fisiche ed economiche funzionali all'erogazione del servizio di trasporto e bilanciamento. Per Eni gas e luce è stato di rilievo in particolare la gestione delle partite, anche pregresse, di differenza fra immesso e prelevato da rete di distribuzione (di seguito delta in-output). Snam Rete Gas ha già effettuato più sessioni di aggiustamento aggiornando i dati di allocazione fermi alle originarie sessioni di bilanciamento (input) in coerenza con l'evoluzione dei dati di distribuito (output) e ha proceduto alla liquidazione dei saldi riguardanti il periodo 2013-2018. Ha inoltre effettuato la prima sessione di aggiustamento annuale per il 2019. La fase a regime, iniziata il 1.1.2020, prevede l'approvvigionamento del delta in-output da parte di Snam Rete Gas sui mercati centralizzati del GME. L'onere di Snam Rete Gas verrà coperto da un'apposita componente tariffaria sul trasporto. Verranno inoltre aggiornati e resi dinamici i profili di prelievo, introducendo un coefficiente di correzione per effetto climatico.

Coinvolgimento in procedimenti legali e delle autorità regolatorie

Eni gas e luce è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni gas e luce possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni gas e luce o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di normative a tutela dei consumatori. Violazioni di leggi e regolamenti a tutela dei consumatori, da parte di Eni gas e luce, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni gas e luce e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili e potrebbero danneggiare la reputazione della Società.

Evolutione prevedibile della Gestione

Nel 2022 è prevista una sostanziale stabilità del risultato operativo.

Il consolidamento dei risultati del business Rinnovabili per tutto l'esercizio sarà infatti sostanzialmente compensato dalle perdite operative (legate alla fase di start-up) del business della Mobilità elettrica.

Il Flusso di cassa netto da attività operative dovrebbe invece ritornare ai livelli ante 2021.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Introduzione

Vengono di seguito riportati i principali impegni assunti dalla società e dalle sue controllate in materia di sviluppo sostenibile con particolare riferimento alle aree di gestione del personale e della salute, della sicurezza e dell'ambiente.

Persone

I dipendenti a ruolo nel Gruppo al 31 dicembre 2021 sono 2.038.

Dipendenti a ruolo	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020
Italia	1.445	1.178
Estero	593	401
	2.038	1.579

L'incremento di 459 persone rispetto alla situazione al 31 dicembre 2020 è stata determinata dalle seguenti cause:

- in aumento:

- 176 risorse assunte a tempo indeterminato;
- 25 risorse assunte a tempo determinato;
- 98 risorse acquisite per conferimento delle attività rinnovabili;
- 262 risorse entrate nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo delle società:
 - Aldro energia y soluciones (80)
 - Instalaciones Martinez Dies (50)
 - Dhamma Energy Development (5)
 - Dhamma Energy Management (18)
 - Green Energy Management Services S.r.l. (20)
 - Be Power (86)
 - PV Family (3)
- 9 risorse trasferite da altre società del Gruppo Eni.

- in riduzione:

- 5 risorse che sono uscite per risoluzione consensuale da contratto di espansione;
- 90 risorse che hanno risolto il rapporto di lavoro per decesso, licenziamento, dimissioni, risoluzioni consensuali anche per pensionamento, scadenza del contratto;
- 4 risorse per chiusura del contratto a tempo determinato;
- 12 risorse trasferite ad altra società del Gruppo Eni.

La ripartizione per qualifica contrattuale è la seguente:

Dipendenti a ruolo	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020
Dirigenti	67	50
Quadri e Impiegati	1.929	1.514
Operai	42	15
	2.038	1.579

La distribuzione dell'organico a ruolo per fasce di età è la seguente:

Fasce di età	Totale	%
<30	214	10,5%
30-39	618	30,3%
40-49	546	26,8%
50-59	570	28,0%
>60	90	4,4%
	2.038	100%

I dipendenti in servizio nelle società consolidate al 31 dicembre 2021 sono 2.027.

Dipendenti in servizio	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020
Dirigenti	69	49
Quadri e impiegati	1.916	1.509
Operai	42	15
	2.027	1.573

Il numero dei dipendenti in servizio è ottenuto sottraendo dai dipendenti a ruolo i dipendenti distaccati presso altre società ed aggiungendo quelli distaccati da altre società.

I dipendenti a ruolo Eni gas e luce SpA e società controllate distaccati ad altre società del Gruppo Eni, altri enti, in aspettativa o esclusi dal servizio sono 39, mentre quelli distaccati da altre società del Gruppo Eni presso Eni gas e luce SpA e società controllate sono 28.

Formazione

Il programma di formazione in Eni gas e luce SpA e nelle consociate ha impegnato le risorse per un totale di 44.004 ore, delle quali 33.672 ore erogate in Eni gas e luce e 10.332 ore erogate presso le consociate. Tale attività è stata garantita nonostante le difficoltà della situazione nazionale, ed è stata gestita in buona parte con il supporto di Eni Corporate University SpA, l'ausilio di docenti qualificati esterni e in parte con docenza interna.

L'impegno economico dell'anno ha comportato un investimento complessivo pari a €1.178.021, dei quali €894.913 verso Eni Corporate University SpA. L'impegno economico di Eni Gas e Luce SpA, in particolare, è pari a €805.698.

Da evidenziare nel corso del periodo:

- il costante impegno per la formazione istituzionale dei neoassunti ricorrendo anche all'offerta di Eni Corporate University SpA per i neolaureati;
- il considerevole impegno formativo e informativo sulle tematiche ambientali, di salute, sicurezza e qualità, per un totale di 5.600 ore con particolare riferimento alla formazione obbligatoria in ambito HSE;
- iniziative di formazione volte ad estendere al personale, in Italia e all'estero, tutte le conoscenze in ambito compliance, con l'obiettivo di rendere note ed operative le linee guida, le normative e le procedure interne che mirano al rispetto delle leggi nella conduzione del business di Eni gas e luce e di Eni SpA;
- partecipazioni a seminari di aggiornamento e approfondimento presso Eni Corporate University SpA o altri enti esterni qualificati, per lo sviluppo ed il consolidamento di competenze trasversali e del know how specialistico delle risorse operanti nelle diverse aree aziendali;

- formazione mirata e progettata ad hoc volta a supportare il processo di trasformazione del business sviluppando una cultura trasversale e diffusa in ambito Big Data e Advanced Analytics e sviluppando competenze e skill necessarie ai nuovi ruoli da agire, con particolare riferimento alla Metodologia Agile. È stata inoltre erogata formazione in ambito commerciale per rafforzare la digital literacy e l'approccio customer centrico. In tali ambiti sono state erogate, in totale, 6.562 ore di formazione in Eni gas e luce;
- programmi di formazione sviluppati con docenza interna al fine di condividere le competenze e le più efficaci modalità di lavoro per la gestione dei processi;
- iniziative di formazione dei formatori dei nostri partner commerciali per garantire massimo aggiornamento e sviluppare l'efficacia dell'azione di vendita e customer care.

Sistemi di incentivazione e remunerazione

Eni gas e luce SpA, unitamente alla politica di merito legata a ruoli e responsabilità, ha consolidato un sistema di incentivazione variabile per dirigenti collegato alle valutazioni della performance mediante l'attribuzione di obiettivi individuali coerenti con gli obiettivi generali di società. Nel 2021 la valutazione della performance ha coinvolto la totalità dei dirigenti e dei quadri, sulla base delle responsabilità operative e gestionali attribuite. La politica di incentivazione è legata al conseguimento dei risultati ed al livello di contributo fornito. Inoltre, è stato confermato nel 2021 il sistema di incentivazione per la forza vendita operante in Europa. Per i dirigenti con elevate responsabilità e impatto sui risultati è previsto inoltre un sistema di incentivazione a lungo termine in linea con la prassi e le politiche del Gruppo Eni.

Responsabilità Salute, Sicurezza e ambiente

L'impegno di risorse economiche da parte di Eni gas e luce, nella tutela della salute dei lavoratori e dell'ambiente, nonché nelle attività di prevenzione al fine di garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro presso i quali la società opera, è stato per il 2021 pari a €5,0 milioni (€3,0 milioni nel 2020), di cui €3,0 milioni (€2,2 milioni nel 2020) per le attività di **Sicurezza e Salute** e €2,0 milioni (€0,8 milioni nel 2020) per le attività **Trasversali** e per **l'Ambiente**. Buona parte delle variazioni in aumento sono riconducibili ad Adriaplin e all'ingresso dal 1° luglio del ramo d'azienda Rinnovabili.

Per quanto riguarda il controllo delle **emissioni di gas serra**, il 2021 si è concluso con un consuntivo delle emissioni di CO₂ pari a 3.376 tonnellate, in linea con il 2020, di cui circa il 69% rimane legato alle attività industriali di Adriaplin e il restante alle emissioni degli impianti termici delle sedi uffici e delle auto aziendali di Eni gas e luce e delle attività operative di Evolvere.

Inoltre, grazie alla produzione di energia verde dal ramo d'azienda Rinnovabili nel corso del secondo semestre (dall'integrazione del business Rinnovabili in Eni gas e luce sono state evitate emissioni per 392 kton di CO₂ eq. Questa infatti è la quantità di CO₂ eq. che sarebbe stata immessa in atmosfera a parità di produzione elettrica con l'attuale mix di generazione dei vari paesi produttori. Coerentemente con la previsione di crescita del settore delle rinnovabili del prossimo quadriennio, le emissioni evitate raggiungeranno a regime, nel 2025, i 3,4 MtCO₂eq.

Per tutti gli aspetti di sicurezza è proseguita, con forte impegno, l'attività di supporto ai siti italiani ed esteri; inoltre sono stati sottoscritti due Patti per la Sicurezza e Ambiente tra le società SEA ed Evolvere e le rispettive ditte terze a cui vengono appaltati i lavori di installazione/manutenzione; sono impegni formali e reciproci che tutti i datori di lavoro che operano sul sito si prendono personalmente per operare sempre salvaguardando le persone e l'ambiente.

In ambito antinfortunistico anche per il 2021 (per il terzo anno consecutivo) non si sono registrati infortuni a dipendenti e contrattisti.

Complementare alla responsabilità verso la tutela dell'integrità fisica degli occupati, è quella verso la tutela della salute, che si estende sempre più da una dimensione strettamente operativa aziendale ad un orizzonte sociale, con l'attivazione di programmi di promozione della salute e campagne di

prevenzione e controllo in relazione alla pandemia Covid. Le modalità di formazione e di sviluppo delle competenze in materia di salute e ambiente sono state riconvertite in modalità di formazione distance per il mantenimento delle adeguate skill in materia.

Le attività di tutela della Salute sono strutturate secondo un "sistema di gestione" fortemente orientato alla prevenzione, nel quale vengono coniugati i controlli sanitari con i programmi annuali standard, relativi a campagne di indagini ambientali.

Altre Informazioni

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni gas e luce SpA e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente l'acquisto di gas ed energia elettrica, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante Eni SpA e con società da essa controllate direttamente o indirettamente. Sono inoltre in essere rapporti con altre società possedute o controllate dallo Stato, principalmente con quelle che gestiscono le reti di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo. Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla società stessa o dalle sue società controllate.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nelle Note al bilancio (consolidato e di esercizio).

Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento

Eni gas e luce SpA è soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni SpA. I rapporti con Eni SpA e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento costituiscono principalmente rapporti con parti correlate e sono commentati al punto precedente.

Azioni proprie e di società controllanti

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 comma 3, punti n. 3 e 4 del Codice civile, si attesta che Eni gas e luce e le sue società controllate non detengono né sono state autorizzate dalle rispettive Assemblee ad acquistare azioni proprie, di Eni gas e luce o della controllante di ultima istanza Eni SpA.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Nel mese di gennaio 2022 è stata acquisita la società greca 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 mese di febbraio 2022 è stato finalizzato l'accordo con Equinor e SSE Renewables per l'acquisizione di una quota del 20% del progetto Dogger Bank C da 1,2 GW.

Nel mese di febbraio 2022, Eni New Energy US Inc. ha sottoscritto con BayWa r.e. Solar Asset Holdings LLC un accordo di compravendita avente ad oggetto l'acquisto dell'intero capitale sociale di Corazon Energy Class B LLC. Quest'ultima è titolare di un impianto fotovoltaico in Texas, con una capacità complessiva di 266 MW.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice civile, si attesta che Eni gas e luce SpA non ha sedi secondarie.

Obblighi ai sensi della deliberazione 11/07 dell'Autorità di regolazione per energia, reti e Ambiente

La società svolge attività di commercializzazione di gas naturale e di energia elettrica ed è, quindi, soggetta agli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla deliberazione n. 11/07 dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente.

Per il Consiglio di Amministrazione

Stefano Goberti

Amministratore Delegato

Bilancio consolidato 2021

Eni Plenitude SpA Società Benefit

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2021		31.12.2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	2.542	2.352	170	115
Altre attività finanziarie	(6)	12	11		
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	2.241	236	1.549	41
Rimanenze	(8)	20		7	
Attività per imposte sul reddito	(9)	5		4	
Altre attività	(10)	5.921	5.583	344	255
		10.741		2.074	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	1.070		104	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	128		41	
Attività immateriali	(13)	3.006		1.503	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(15)	665		145	
Altre partecipazioni	(16)	30			
Altre attività finanziarie	(17)	8		1	1
Attività per imposte anticipate	(23)	6		255	
Altre attività	(10)	1.132	801	125	55
		6.045		2.174	
Attività destinate alla vendita	(18)	135			
TOTALE ATTIVITA'		16.921		4.248	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(20)	1.193	1.086	32	2
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(20)	59	3	13	3
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	8		6	
Debiti commerciali e altri debiti	(19)	2.531	882	1.491	743
Passività per imposte sul reddito	(9)	18		9	
Altre passività	(10)	3.944	3.488	454	175
		7.753		2.005	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(20)	809	480	62	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	114		37	
Fondi per rischi e oneri	(21)	47		37	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	99		128	
Passività per imposte differite	(23)	524		50	
Altre passività	(10)	1.072	501	342	35
		2.665		656	
TOTALE PASSIVITA'		10.418		2.661	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Interessenze di terzi		50		38	
Patrimonio netto di Eni gas e luce:					
Capitale sociale		770		750	
Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		1.634		42	
Riserva per differenze cambio da conversione		6			
Altre riserve		3.852		532	
Utile dell'esercizio		191		225	
Totale patrimonio netto di Eni gas e luce		6.453		1.549	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		6.503		1.587	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		16.921		4.248	

Conto economico

(€ milioni)	Note	2021		2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)				
Ricavi della gestione caratteristica		7.274	77	6.000	131
Altri ricavi e proventi		93	14	74	15
Totale ricavi		7.367		6.074	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(6.593)	(3.870)	(5.268)	(3.677)
Svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti	(7) (29)	(160)		(180)	
Costo lavoro	(29)	(142)		(155)	
Altri proventi (oneri) operativi	(29)	83	81	63	63
Ammortamenti	(11) (12) (13) (29)	(235)		(166)	
Radiazioni	(13) (29)			(6)	
		(7.047)		(5.712)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		320		362	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		12		7	
Oneri finanziari		(42)	(14)	(49)	(10)
Strumenti finanziari derivati		1	1		
		(29)		(42)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		3		10	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		(3)			
				10	
UTILE ANTE IMPOSTE		291		330	
Imposte sul reddito	(32)	(88)		(102)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		203		228	
Di competenza:					
Eni gas e luce		191		225	
Interessenze di terzi		12		3	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(33)	0,25		0,30	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020
Utile dell'esercizio		203	228
Altre componenti dell'utile complessivo:			
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	6	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	2.203	158
Effetto fiscale	(25)	(611)	(45)
		1.598	113
Totale altre componenti dell'utile complessivo		1.598	113
Totale utile complessivo dell'esercizio		1.801	341
Di competenza:			
Eni gas e luce		1.789	338
Interessenze di terzi		12	3

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni gas e luce							Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserve per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Utile dell'esercizio	Totale Patrimonio netto di Eni gas e Luce	Interessenze di terzi	
Saldi al 31 dicembre 2020	(25)	750	42		532	225	1.549	38	1.587
Utile dell'esercizio						191	191	12	203
Altre componenti dell'utile complessivo:									
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>									
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				6			6		6
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale			1.592				1.592		1.592
			1.592	6			1.598		1.598
Utile complessivo dell'esercizio			1.592	6		191	1.789	12	1.801
Operazioni con gli azionisti									
Aumento di capitale per acquisizione ramo d'azienda "Attività Rinnovabili Italia"		20			12		32		32
Apporti di capitale proprio da azionista Eni					3.300		3.300		3.300
Attribuzione del dividendo di Eni gas e luce (€0,246 per azione)						(185)	(185)		(185)
Attribuzione del dividendo di altre società									
Destinazione utile residuo 2020					40	(40)			
		20			3.352	(225)	3.147		3.147
Altri movimenti di patrimonio netto									
Altre variazioni					(32)		(32)		(32)
Saldi al 31 dicembre 2021		770	1.634	6	3.852	191	6.453	50	6.503

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni gas e luce

(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Utile dell'esercizio	Totale Patrimonio netto di Eni gas e Luce	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2019	(23)	750	(71)	568	149	1.396	22	1.418
Utile dell'esercizio					225	225	3	228
Altre componenti dell'utile complessivo:								
Componenti riclassificabili a conto economico								
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale			113			113		113
			113			113		113
Utile complessivo dell'esercizio			113		225	338	3	341
Operazioni con gli azionisti								
Attribuzione del dividendo di Eni gas e luce (€0,20 per azione)					(150)	(150)		(150)
Attribuzione del dividendo di altre società							(1)	(1)
Destinazione utile residuo 2019				(1)	1			
				(1)	(149)	(150)	(1)	(151)
Altri movimenti di patrimonio netto								
Altre variazioni				(35)		(35)	14	(21)
Saldi al 31 dicembre 2020		750	42	532	225	1.549	38	1.587

Patrimonio netto di Eni gas e luce

(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Utile dell'esercizio	Totale Patrimonio netto di Eni gas e Luce	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2018		750	(19)	489	78	1.298	19	1.317
Attribuzione risultato dell'esercizio 2018				78	(78)			
Utile dell'esercizio					149	149	2	151
Altre componenti dell'utile complessivo:								
Componenti riclassificabili a conto economico								
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale			(52)			(52)		(52)
			(52)			(52)		(52)
Utile complessivo dell'esercizio			(52)		149	97	2	99
Operazioni con gli azionisti								
Attribuzione del dividendo di altre società							(1)	(1)
Altri movimenti di patrimonio netto								
Altre variazioni				1		1	2	3
Saldi al 31 dicembre 2019		750	(71)	568	149	1.396	22	1.418

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2021	2020
Utile dell'esercizio		203	228
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
Ammortamenti	(11) (12) (13) (29)	235	166
Radiazioni	(13) (29)		6
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)	(3)	(10)
Interessi attivi		(7)	(6)
Interessi passivi		12	5
Imposte sul reddito	(32)	88	102
Altre variazioni		2	
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(7)	(6)
- crediti commerciali		(532)	(52)
- debiti commerciali		493	32
- fondi per rischi e oneri		(6)	8
- altre attività e passività		(154)	(65)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(206)	(83)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(31)	(14)
Dividendi incassati		10	9
Interessi incassati		8	10
Interessi pagati		(10)	(5)
Imposte sul reddito pagate, al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(49)	(16)
Flusso di cassa netto da attività operativa		252	392
- di cui verso parti correlate	(35)	(3.741)	(3.533)
Investimenti:			
- attività materiali	(11)	(53)	(3)
- attività immateriali	(13)	(207)	(172)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	(1.803)	(97)
- partecipazioni	(15) (16)	(48)	(4)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(35)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		385	
Flusso di cassa degli investimenti		(1.761)	(276)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(1.761)	(276)
- di cui verso parti correlate	(35)	(249)	(4)
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(20)	11	3
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(20)	(30)	(131)
Rimborsi di passività per leasing	(12)	(8)	(6)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(20)	793	(49)
		766	(183)
Dividendi pagati ad azionista Eni		(185)	(150)
Dividendi pagati ad azionisti terzi			(1)
Apporto di capitale proprio da azionista Eni		3.300	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		3.881	(334)
- di cui verso parti correlate	(35)	4.679	(310)
Flusso di cassa netto dell'esercizio		2.372	(218)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	170	388
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(5)	2.542	170

Note al bilancio consolidato

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteria di redazione

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito “IFRS” o “principi contabili internazionali”)¹ emanati dall’International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all’art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell’art. 9 del D. Lgs. 38/05².

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l’eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni gas e luce nella riunione del 18 febbraio 2022, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers S.p.A. che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

Stime contabili e giudizi significativi

L’applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L’utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l’informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l’ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell’incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Principi di consolidamento

Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni gas e luce SpA Società Benefit e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo un investitore controlla un’impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l’esercizio del

¹ Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall’IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

² I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l’esercizio 2021.

proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. oltre "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴, sono escluse dall'area di consolidamento le società controllate non significative, né singolarmente, né nel complesso.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Interessenze in accordi a controllo congiunto

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni gas e luce esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le controllate non consolidate, le joint venture e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre

³ In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni prese sulla base di tale bilancio.

⁴ Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021".

⁵ Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

2021", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto.⁶

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁷; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁸. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo

⁶ Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

⁷ Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

⁸ Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value⁹, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method).

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni gas e luce adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

⁹ I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

Conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹⁰. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(Ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2021	Cambi al 31 dicembre 2021
Dollaro USA	1,18	1,13
Sterlina inglese	0,86	0,84
Tenge Kazakistan	504,68	492,48

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività materiali

Le attività materiali sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti").

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

¹⁰ La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita. Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Leasing

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo¹¹; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")¹². La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing¹³, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi¹⁴; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore

¹¹ La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e la data in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

¹² Eni gas e luce si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

¹³ Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione.

¹⁴ Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni gas e luce).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario¹⁵; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate¹⁶, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

¹⁵ I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

¹⁶ L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più CGU. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right of use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right of use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di CGU che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC), rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU/asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili

attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della CGU, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore¹⁷.

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali e variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione e dei parametri economici, le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc.

La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e di corporate asset, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società.

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo di beni in leasing.

¹⁷ La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni¹⁸ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of

¹⁸ I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti verso clientela business, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti¹⁹.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 7 - Crediti commerciali e altri crediti.

Partecipazioni minoritarie

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, vedi oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto

¹⁹ Per le esposizioni derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei prezzi delle commodity), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi.

Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi, passività e attività potenziali

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti e altri fondi

Eni gas e luce sostiene delle passività connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei siti al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive, nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Le passività di smantellamento e ripristino siti, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, sono rilevate quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Eni gas e luce valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Oltre agli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni gas e luce effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

Benefici per i dipendenti

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti". Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e il costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (cd. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso.

La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni della controllante Eni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione, tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi, delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse

contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni gas e luce, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente con la consegna al cliente.

In particolare, per la vendita di gas naturale ed energia elettrica i ricavi sono determinati sulla base dei consumi come risultanti dalle letture, effettive o stimate, applicando le condizioni commerciali specifiche dei contratti con la clientela ed includendo i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e relativi oneri passanti.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

Costi

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari". Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

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

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale.

Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo o direttamente a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni gas e luce opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni gas e luce intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda inoltre le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2021 non hanno prodotto effetti significativi.

4 Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB e omologati dalla Commissione Europea

Con il Regolamento n. 2021/1080 emesso dalla Commissione Europea in data 28 giugno 2021, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 37, volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto;
- le modifiche allo IAS 16, volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione;
- le modifiche all'IFRS 3, volte a: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (cd. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare la circostanza che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination;
- il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17), ivi incluse le relative modifiche, emesse nel 2020, volte, tra l'altro, a differirne di due anni l'entrata in vigore. In particolare, l'IFRS 17, che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi", definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti che, per effetto del differimento definito con le modifiche apportate in data 15 luglio 2020 ("Classification of Liabilities as Current or Non-current—Deferral of Effective Date"), entreranno in vigore il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 12 febbraio 2021, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 "Disclosure of Accounting Policies" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definition of Accounting Estimates" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 7 maggio 2021, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Allo stato Eni gas e luce sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €2.542 milioni (€170 milioni al 31 dicembre 2020), riguardano per €2.352 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2020) saldi attivi di conto corrente, depositi e finanziamenti presso finanziarie di Gruppo Eni e per €190 milioni (€50 milioni al 31 dicembre 2020) saldi attivi di conto corrente presso istituti bancari terzi, italiani e stranieri.

L'ammontare di restricted cash è di circa €54 milioni a garanzia di finanziamenti erogati da istituti bancari terzi.

L'incremento di €2.372 milioni è principalmente dovuto alla ricapitalizzazione di Eni gas e luce (€3.300 milioni) che sarà utilizzato per aumenti di capitale delle società indebitate e per il pagamento di acquisizioni già operate o programmate.

6 Altre attività finanziarie correnti

Le altre attività finanziarie di €12 milioni sono relative a crediti finanziari strumentali di Eni New Energy US Inc per €11 milioni verso la Novis Renewables Holdings Llc per il finanziamento dei progetti in corso e a crediti di Evolvere Spa Società Benefit per €1 milione.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di €2.241 milioni (€1.549 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	2.088	1.479
Altri crediti	153	70
	2.241	1.549

I crediti commerciali lordi ammontano a €2.680 milioni e sono esposti al netto del fondo svalutazione di €592 milioni. Riguardano prevalentemente crediti per bollette per gas ed energia elettrica verso la clientela retail e business.

L'aumento dei crediti commerciali netti di €609 milioni è legato ai maggiori volumi venduti oltre che ai maggiori prezzi unitari dell'ultima parte dell'esercizio e alle società entrate nell'area di consolidamento.

I crediti commerciali netti al 31 dicembre 2021 comprendono la posizione creditoria netta verso Eni Global Energy Markets SpA, per circa €85 milioni, maturata in Eni gas e luce SpA Società Benefit, con riferimento ai derivati finanziari realizzati alla data e non ancora liquidati.

Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza nel 2022 per €368 milioni (€313 milioni al 31 dicembre 2020).

In forza delle disposizioni contrattuali statuite, Eni gas e luce provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute al factor.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Altri crediti:		
- verso controllante per IVA di gruppo	73	
- verso altri	80	70
	153	70

Gli altri crediti verso controllante riguardano il credito per IVA derivante dalla riduzione dell'aliquota sulle somministrazioni di gas metano che ha determinato un versamento in acconto superiore a quanto addebitato ai clienti.

Gli altri crediti verso altri per €80 milioni riguardano principalmente acconti a fornitori per €50 milioni, crediti per garanzie su operazioni di derivati della consociata Aldro per €18 milioni, crediti verso amministrazione finanziaria diversi dai crediti tributari per €5 milioni e crediti verso compagnie di assicurazioni per €1 milione.

Il Gruppo distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi in funzione della presenza di un processo di affidamento individuale. In particolare, per le controparti oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) rapporti commerciali e amministrativi pregressi (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, etc.); (iii) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward-looking.

Per la clientela retail la determinazione della probabilità di default è effettuata per cluster omogenei di clientela sulla base delle esperienze passate in termini di incasso, sistematicamente aggiornate, e integrate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito dei cluster delle controparti.

Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale e non classificabili all'interno di cluster omogenei l'expected loss è determinata sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro i valori di PD e LGD di riferimento (cd. ratio of expected loss).

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative ai clienti sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2021						
Clientela:						
- Retail	1.291	70	55	92	337	1.845
- Business	424	22	5	7	188	646
- Business gruppo Eni	109					109
- Altri	106	43	6	1	3	159
- Altri gruppo Eni	76					76
Valore contabile lordo al 31.12.2021	2.006	135	66	100	528	2.835
Fondo svalutazione	(63)	(22)	(27)	(52)	(430)	(594)
Valore netto al 31.12.2021	1.943	113	39	48	98	2.241
Expected loss (%)	3,1	16,3	40,9	52,0	81,4	20,9
31.12.2020						
Clientela:						
- Retail	1.155	105	50	102	366	1.778
- Business	75	16	3	8	232	334
- Business infragruppo	12					12
- Altri	61					61
- Altri infragruppo	10					10
Valore contabile lordo al 31.12.2020	1.313	121	53	110	598	2.195
Fondo svalutazione	(46)	(23)	(22)	(57)	(498)	(646)
Valore netto al 31.12.2020	1.267	98	31	53	100	1.549
Expected loss (%)	3,5	19,0	41,5	51,8	83,3	29,4

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
Fondo svalutazione al 31.12.2020	645	1	646
Accantonamenti	170	1	171
Utilizzi per esubero	(44)		(44)
Utilizzi a fronte oneri	(194)		(194)
Variazione dell'area di consolidamento	15		15
Fondo svalutazione al 31.12.2021	592	2	594
Fondo svalutazione al 31.12.2019	666		666
Accantonamenti	180		180
Utilizzi per esubero	(22)		(22)
Utilizzi a fronte oneri	(178)		(178)
Altre variazioni	(1)	1	
Fondo svalutazione al 31.12.2020	645	1	646

L'accantonamento di €171 milioni è calcolato sulla base dell'Expected Loss.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali a fronte oneri per €194 milioni derivano sia dall'effetto delle cessioni not performing che da passaggi a perdita/stralci effettuati nel corso dell'esercizio.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze

Le rimanenze di prodotti finiti e merci di €20 milioni (€7 milioni al 31 dicembre 2020) sono riferite ai lavori in corso su ordinazione e alla rivendita di beni extracommodity.

9 Attività e passività per imposte sul reddito

Le attività e passività per imposte si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non Corrente	Corrente	Non Corrente	Corrente	Non Corrente	Corrente	Non Corrente
Imposte sul reddito correnti	5		18		4		9	
- Imposte italiane	3		12		4		6	
- Imposte estere	2		6				3	

Le attività per imposte sul reddito correnti si riferiscono ai crediti per imposta di società italiane e di crediti per imposte estere.

Le passività per imposte sul reddito rappresentano l'imposta calcolata al 31 dicembre 2021 al netto degli acconti versati. Riguardano debiti per imposte italiane per €12 milioni e per imposte estere per €6 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

10 Altre attività e passività

Le altre attività e passività si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Fair value su strumenti finanziari derivati	5.750	796	3.497	563	257	55	175	87
Passività da contratti con la clientela			4				3	
Attività e passività relative ad altre imposte	50	6	435	1	53		271	
Altre attività e passività	121	330	8	508	34	70	5	255
	5.921	1.132	3.944	1.072	344	125	454	342

Le altre attività correnti di €5.921 milioni comprendono il fair value degli strumenti finanziari derivati di €5.750 milioni, commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati, le attività relative ad altre imposte di €50 milioni e le altre attività di €121 milioni.

Le attività relative ad altre imposte di €50 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano principalmente i crediti per IVA per €36 milioni delle società controllate italiane ed estere entrate nell'area di consolidamento nel 2021, gli acconti per imposta di consumo versati in misura superiore a quanto maturato sulla base del fatturato ai clienti per €7 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2020) e depositi cauzionali versati all'amministrazione finanziaria per €6 milioni (€3 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre attività correnti di €121 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano prevalentemente i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, per efficientamento energetico e simili per €110 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2020) e risconti di prestazioni di servizio anticipate nell'esercizio ma di competenza dell'esercizio successivo per €8 milioni (€9 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre attività non correnti di €1.132 milioni comprendono il fair value di strumenti derivati di €796 milioni, analizzati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e le altre attività di €330 milioni che riguardano, principalmente, i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, per efficientamento energetico e simili a lungo termine per €324 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2020). Questi ultimi, insieme alla relativa quota a breve, rappresentano il credito d'imposta ceduto a EGL utilizzabile, in compensazione dei propri debiti d'imposta, in 5/10 anni come previsto dal Decreto Legge n. 34 del 30 aprile 2019 e da successive norme; le tipologie riguardano: (i) cessione credito di imposta derivante da soluzione "Cappotto Mio e Interventi antisismici", (ii) cessione credito d'imposta derivante da soluzione "acquisto di caldaie e scaldacqua" da parte di clienti finali, (iii) cessione credito d'imposta superbonus 110%.

Le altre passività correnti di €3.944 milioni comprendono il fair value degli strumenti finanziari derivati di €3.497 milioni, commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati, le passività da contratti con la clientela di €4 milioni, le passività relative ad altre imposte di €435 milioni e le altre passività di €8 milioni.

Le passività relative ad altre imposte di €435 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano la stima delle accise sui ricavi Eni gas e luce SpA Società Benefit non ancora fatturati per €128 milioni (€101 milioni al 31 dicembre 2020), il debito per IVA di €109 milioni principalmente relativo alla società Eni Gas & Power France (€68 milioni al 31 dicembre 2020), i debiti per accise per acconti versati in misura inferiore a quanto fatturato per €60 milioni (€19 milioni al 31 dicembre 2020) e il debito per altre imposte e tasse di €138 milioni (€83 milioni al 31 dicembre 2020) riferito essenzialmente alle accise sul gas naturale "Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN)" della società Eni Gas & Power France SA per €129 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2020) e alle ritenute da versare per lavoro dipendente e autonomo per €6 milioni (€5 milioni al 31 dicembre 2020).

La stima delle accise sui ricavi non ancora fatturati è iscritta in contropartita dei crediti per fatture da emettere.

Le altre passività correnti di €8 milioni (€5 milioni al 31 dicembre 2020) si riferiscono principalmente a risconti passivi di ricavi per €4 milioni (€3 milioni al 31 dicembre 2020) e ad altre passività correnti per investimenti per €1 milione.

Le altre passività non correnti di €1.072 milioni (€342 milioni al 31 dicembre 2020) si riferiscono principalmente al fair value di derivati per €563 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2020), ai depositi

12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing di €128 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2020) si analizza come segue:

(€ milioni)	Immobili per uffici	Altri beni	Totale
2021			
Valore iniziale netto	39	2	41
Incrementi	3	7	10
Ammortamenti	(7)	(3)	(10)
Variazione dell'area di consolidamento	1	85	86
Differenze di cambio da conversione		1	1
Valore finale netto	36	92	128
Valore finale lordo	52	98	150
Fondo ammortamento e svalutazione	16	6	22
2020			
Valore iniziale netto	33	2	35
Incrementi	12	1	13
Ammortamenti	(6)	(1)	(7)
Valore finale netto	39	2	41
Valore finale lordo	48	4	52
Fondo ammortamento e svalutazione	9	2	11

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €128 milioni riguarda i diritti d'uso sui terreni su cui sono installati gli impianti fotovoltaici ed eolici per €90 milioni, la locazione di immobili per uffici per €36 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2020) e di autovetture per €2 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2020).

La variazione dell'area di consolidamento di €86 milioni si riferisce all'entrata nell'area di consolidamento delle società del settore Rinnovabili acquisite nel corso dell'esercizio per €77 milioni e al conferimento del ramo d'azienda Rinnovabili da Eni SpA per €9 milioni.

Gli incrementi di €10 milioni si riferiscono a nuove attivazioni di contratti e a revisioni dei precedenti.

Le passività per beni in leasing di €122 milioni (€43 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2021			
Valore iniziale	6	37	43
Incrementi		10	10
Decrementi	(5)	(3)	(8)
Variazione dell'area di consolidamento	1	75	76
Differenze di cambio da conversione		1	1
Altre variazioni	6	(6)	
Valore finale	8	114	122
2020			
Valore iniziale	4	32	36
Incrementi		13	13
Decrementi	(5)	(1)	(6)
Altre variazioni	7	(7)	
Valore finale	6	37	43

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing ammonta a €9 milioni (€7 milioni al 31 dicembre 2020) e si analizza come di seguito indicato: (i) pagamenti per il rimborso della quota capitale delle passività per leasing di €8 milioni (€6 milioni nel 2020); (ii) pagamenti per interessi passivi di €1 milione (€1 milione nel 2020).

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce alle acquisizioni effettuate nel corso dell'esercizio delle società del settore Rinnovabili per €75 milioni e al conferimento del ramo d'azienda Rinnovabili da Eni SpA per €1 milione.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Ammortamenti:		
- ammortamenti dei diritti di utilizzo beni in leasing	10	7
Proventi e oneri finanziari:		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	1	1
	11	8

13 Attività immateriali

Le attività immateriali di €3.006 milioni (€1.503 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Costi per l'acquisizione della clientela	Accordi per servizi in concessione	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2021									
Valore iniziale netto	32	94	258	46	11	16	457	1.046	1.503
Investimenti	5	1	152	4	45		207		207
Ammortamenti	(9)	(45)	(123)	(4)		(3)	(184)		(184)
Variazione dell'area di consolidamento	1		62			16	79	1.401	1.480
Altre variazioni		44			(44)		0		0
Valore finale netto	29	94	349	46	12	29	559	2.447	3.006
Valore finale lordo	97	328	778	96	12	52	1.363	2.447	3.810
Fondo ammortamento e svalutazione	68	234	429	50		23	804		804
2020									
Valore iniziale netto	33	107	222	50	7	17	436	980	1.416
Investimenti	11	6	123		32		172		172
Ammortamenti	(12)	(43)	(87)	(4)		(2)	(148)		(148)
Radiazioni		(6)					(6)		(6)
Variazione dell'area di consolidamento					2	1	3	66	69
Altre variazioni		30			(30)				
Valore finale netto	32	94	258	46	11	16	457	1.046	1.503
Valore finale lordo	90	284	564	93	11	37	1.079	1.046	2.125
Fondo ammortamento e svalutazione	58	190	306	47		21	622		622

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno per €94 milioni e le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €29 milioni sono riferiti essenzialmente a costi di acquisizione e sviluppo interno di software e relativi diritti di utilizzazione.

I costi per l'acquisizione della clientela di €349 milioni si riferiscono alla capitalizzazione, in applicazione dell'IFRS 15, delle provvigioni pagate agli agenti per l'acquisizione di nuovi clienti.

Gli accordi per servizi in concessione di €46 milioni sono relativi a lavori sulla rete di distribuzione della controllata Adriaplin d.o.o.; si segnala come tali diritti non possano essere alienati senza previo consenso delle autorità locali.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €12 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software non ancora entrati in funzione al 31 dicembre 2021.

Le altre attività immateriali di €29 milioni si riferiscono principalmente all'acquisizione di portafogli di clienti.

Il goodwill ammonta a €2.447 milioni. Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo di beni in leasing.

La voce si incrementa di €1.401 milioni per effetto delle acquisizioni effettuate nell'esercizio.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	10 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	5-33
Costi per l'acquisizione della clientela	7-33
Accordi per servizi in concessione	3
Altre immobilizzazioni immateriali	4-33

14 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo di beni in leasing

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di iscrizione delle attività non finanziarie (i.e. attività materiali, attività immateriali e diritti di utilizzo di beni in leasing), il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore (cd. impairment indicator), di origine esterna, quali l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio Paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, ed interna, quali previsione di incremento dei costi, fenomeni di obsolescenza e altri fattori che determinano una significativa revisione in diminuzione dei flussi di cassa netti preventivati. Nel caso di inversione nel trend delle variabili di scenario o di migliori performance industriali rispetto al comparative period, il management valuta se siano venuti meno i fattori alla base di precedenti svalutazioni.

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di iscrizione degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono iscritte nei limiti del valore che tali asset avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate, al netto degli ammortamenti che sarebbero stati calcolati nel frattempo sul loro valore d'iscrizione ante svalutazione.

Considerata la natura delle attività di Eni gas e luce, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, ad eccezione delle attività derivanti da recenti acquisizioni, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività (cd. cash generating unit – "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni gas e luce sono quelle alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni e le partecipate. Al riguardo, rileva la circostanza che, ai fini del bilancio consolidato 2020, ossia prima dell'acquisizione delle attività operanti nei settori Rinnovabili ed E-mobility (effettuata nel corso del 2021), le valutazioni di impairment sono state effettuate: (i) considerando le CGU "geografiche" estere come realtà separate (Francia, Grecia e Slovenia), su cui sono stati allocati i goodwill derivanti dalle acquisizioni di tali società; (ii) accorpando Eni gas e luce SpA Società Benefit, Sea SpA ed Evolvere SpA Società Benefit in una CGU di livello superiore, denominata CGU Mercato Italia, su cui sono stati allocati i goodwill derivanti dalle relative acquisizioni. Tale approccio si era reso necessario al fine di meglio riflettere le importanti sinergie di mercato fra le tre entità, derivanti dalla stretta connessione tra il business di EGL, orientato all'efficienza energetica, e quelli di SEA ed Evolvere, operanti in settori sinergici, nonché dal fatto che l'asset su cui ruotano tutti i business delle tre società è il cliente, che non è segregabile per prodotto (commodity/extracommodity) o per entità legale, ma che acquista valore proprio in considerazione della possibilità di offrire servizi diversi da parte di entità legali diverse.

Nel corso del 2021, Eni gas e luce ha modificato la propria struttura organizzativa e il proprio orientamento strategico con la finalità di valorizzare le sinergie cross-country e di massimizzare i risultati nei singoli mercati internazionali. In relazione a ciò, è stata rivista anche l'articolazione delle CGU, prevedendo: (i) con riferimento al settore Retail, l'individuazione di CGU riferite alle entità operanti sia nel business di vendita retail delle commodity energetiche che in quello dell'efficienza energetica. Per quanto riguarda invece la recuperabilità del valore di tutti i goodwill derivanti dalle operazioni di business combination afferenti al settore Retail, questa è stata verificata considerando una nuova CGU di livello superiore, denominata "CGU Mercato Italia-Estero" (che sostituisce la precedente CGU "Mercato Italia" e che comprende tutto il settore Retail); (ii) l'individuazione di un'unica CGU relativa al settore E-mobility, che include gli asset materiali e il goodwill riferito all'acquisizione di Be Power. Con riferimento al settore Rinnovabili, la valutazione è effettuata a livello di asset, in produzione e in sviluppo, relativo ad impianti fotovoltaici/eolici, o pool di asset, nel caso in cui il management li monitori in maniera unitaria in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali. Per quanto riguarda invece la recuperabilità del valore di tutti i goodwill derivanti dalle operazioni di business combination afferenti al settore Rinnovabili, questa è stata verificata considerando una nuova CGU di livello superiore, denominata "CGU Rinnovabili".

Il raggruppamento delle CGU definito nell'esercizio 2021 ai fini dell'impairment degli avviamenti risulta coerente con la modalità di gestione dei business e relativo monitoraggio delle performance alla luce delle importanti evoluzioni strategiche ed organizzative del Gruppo avviate nell'anno.

Il VIU delle CGU del settore Retail, nonché delle attività del settore Rinnovabili, diverse da quelle acquisite nel corso del 2021, è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima come segue: (i) per i primi quattro anni della stima, i flussi sono desunti dall'ultimo piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di vendita, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, crescita economica, ecc.), le proiezioni dei flussi di cassa sono effettuate in funzione della natura industriale o commerciale delle diverse CGU, in coerenza con i flussi adottati dal management per l'autorizzazione e il successivo monitoraggio degli investimenti. Al riguardo, si assumono: (i) per le attività Retail, proiezioni dei flussi di cassa basate sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano normalizzato, utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; e (ii) per le attività Rinnovabili, i flussi di cassa attesi lungo la vita utile di ciascun impianto. Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti.

Per le attività Rinnovabili ed E-mobility acquisite nel corso del 2021, il valore recuperabile è identificato col fair value desumibile dal prezzo che ha regolato l'operazione (al netto dei costi di dismissione) determinato attualizzando i flussi finanziari alla base delle negoziazioni e rivenienti dai piani industriali approvati.

Il carrying amount delle CGU, comprensivo del goodwill allocato, si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2021
CGU Retail	
Mercato Italia (EGL SpA)	268
Mercato Sea	1
Mercato Evolvere	104
Mercato Francia	127
Mercato Slovenia	54
Mercato Grecia	61
Mercato Spagna	68
Totale CGU 1° livello	683
Goodwill Retail	1.214
Totale CGU Retail	1.897
CGU Rinnovabili	
Cef 3, GreenEnergy, Finpower, Eolica Lucana	443
Eni New Energy	91
Enrico	15
Laerte	18
Wind Park Laterza	14
Ecovent, Energias Ambientales, Desarollos	72
Gruppo Dhamma	134
Arm Wind LLP (3 CGU)	154
Brazoria	106
Totale CGU 1° livello	1.047
Goodwill Rinnovabili	505
Totale CGU Rinnovabili	1.552
CGU E-Mobility	
Be Power	35
Goodwill	728
Totale CGU E-Mobility	763
Totale	4.212

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

In particolare, il valore dei goodwill allocati alle varie CGU si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Retail	1.214	1.046
Rinnovabili	505	
E-mobility	728	
Totale	2.447	1.046

In particolare, il valore del goodwill del settore Retail si riferisce essenzialmente a quanto rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas e di altre società successivamente incorporate in Italia, il goodwill connesso all'acquisizione di Eni Gas & Power France SA in Francia, il goodwill ed il valore del portafoglio clienti legati all'acquisizione della Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessalia SA in Grecia e il goodwill connesso all'acquisizione di Adriaplin d.o.o., SEA SpA, Evolvere SpA Società Benefit e Aldro Energia y Soluciones SLU.

Il valore del goodwill del settore Rinnovabili deriva dalle acquisizioni delle società operanti nel settore delle energie rinnovabili in Italia (per €303 milioni) e all'estero (per €202 milioni, in Francia e in Spagna, da Dharma Energy Group e, in Spagna, da Azora Capital).

Infine, il valore del goodwill del settore E-mobility si riferisce all'acquisizione di Be Power.

Al riguardo, si segnala che alcuni goodwill derivano da allocazioni provvisorie e pertanto potrebbero essere adeguati in relazione al completamento del processo di purchase price allocation.

Maggiori informazioni sulle operazioni di acquisizione effettuate nel corso dell'esercizio 2021 sono fornite nella nota n. 26 – Altre informazioni.

In particolare, la verifica del valore di iscrizione delle CGU, comprensivo dell'ammontare del goodwill a ciascuna di esse allocato, è stata effettuata confrontando tale valore con il relativo valore d'uso, o il fair value, stimato secondo il metodo del "Discounted cash flow" (DCF).

I flussi di cassa considerati ai fini della determinazione del valore d'uso sono stati attualizzati al WACC post-tax rettificato per il rischio Paese, pari, rispettivamente, al 4,9% per l'Italia, al 4,8% per la Francia, al 4,7% per la Slovenia e al 4,9% per la Grecia, nonché, relativamente ai nuovi paesi considerati a seguito delle nuove acquisizioni, al 4,8% per la Spagna, al 5,1% per il Kazakhstan, al 4,6% per il Regno Unito e al 4,8% per gli USA. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Con riferimento al settore Retail, non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom riferito a tale settore, pari a circa €5 miliardi, calcolato come differenza tra il valore d'uso del settore e il relativo valore di iscrizione, comprensivo del goodwill sullo stesso allocato.

Con riferimento al settore Rinnovabili, ipotizzando un incremento del WACC pari all'1%, l'headroom di tale settore, pari a circa €200 milioni, determinato come differenza tra il valore recuperabile del complesso delle attività del settore e il relativo valore di iscrizione, comprensivo del goodwill sulle stesse allocato, si azzererebbe.¹

¹ Non sono state effettuate sensitivity analysis con riferimento alle attività del settore E-mobility, considerato essenzialmente il fatto che le stesse sono state acquisite in prossimità della chiusura dell'esercizio 2021.

15 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto ammontano ad €665 milioni (€145 milioni al 31 dicembre 2020) e sono principalmente relative alle imprese collegate e a controllo congiunto, come di seguito riportato:

	2021			2020		
	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
(€ milioni)						
Valore iniziale	140	5	145	139		139
Acquisizioni e sottoscrizioni	11	7	18		4	4
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	3		3	10		10
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto		(3)	(3)			
Decremento per dividendi	(10)		(10)	(9)		(9)
Variazione dell'area di consolidamento	489	141	630		1	1
Differenze di cambio da conversione	11	7	18			
Altre variazioni	(136)		(136)			
Valore finale	508	157	665	140	5	145

L'incremento della voce riguarda prevalentemente:

- €484 milioni per l'entrata nell'area di consolidamento delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd detenute al 20% dalla North Sea Wind, relative allo sviluppo dei progetti eolici offshore Dogger Bank (A e B) nel Regno Unito della potenza di 2,4 GW;
- €86 milioni per l'entrata nell'area di consolidamento delle partecipazioni Novis Renewable LLC e Novis Renewables Holding LC detenute rispettivamente al 50% e 49% da Eni New Energy US Inc, nell'ambito della partnership con Falk Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti;
- €71 milioni per l'entrata nell'area di consolidamento della partecipazione Bluebell Solar Class A LLC detenuta al 99% da Eni New Energy US Inc, che gestisce un progetto fotovoltaico in Texas (USA) attualmente operativo e con capacità installata pari a 150 MWp;
- €9 milioni per l'entrata nell'area di consolidamento della partecipazione e il successivo aumento di capitale di GreenIT SpA conferita con il ramo d'azienda Rinnovabili da Eni SpA, detenuta al 51% da Eni Gas e Luce SpA Società Benefit in JV con CDP Equity per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia;
- €5 milioni per l'acquisizione, da parte della controllata Evolvere Venture Spa, di un'ulteriore quota del 16% della partecipazione in Tate Srl, start-up innovativa attiva dal 2019 nella vendita di energia elettrica e gas;
- €3 milioni per l'entrata nell'area di consolidamento della partecipazione Vargronn AS detenuta al 70% da Eni Energy Solution BV, nell'ambito dell'accordo con Equinor per lo sviluppo di impianti eolici offshore nell'area Utsira Nord (Mare del Nord);
- €3 milioni per l'acquisizione della partecipazione Fotovoltaica Escudero SL detenuta al 45% da Dhamma Energy Group S.à.r.l.;
- €1 milione per l'acquisizione, da parte della controllata Eni Gas & Power France S.A del 51% della partecipazione in Enera Conseil Sas, società di servizi di efficienza energetica.

Il precedente incremento è stato parzialmente assorbito dal decremento di €136 milioni riguardante essenzialmente la riclassifica come attività destinata alla vendita della partecipazione nella joint venture greca Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA operante nella distribuzione di gas naturale.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Valore contabile	% di controllo dell'azionista	Valore contabile	% di controllo dell'azionista
Imprese in collegate:				
- Novis Renewables Holdings Llc	75	49		
- Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	71	99		
- Tate Srl	7	36	2	20
- Fotovoltaica Escudero SL	3	45		
- Ovo Energy France SA		25	2	25
- Altre (*)	1		1	
	157		5	
Imprese in joint venture:				
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	246	20		
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	238	20		
- Novis Renewables Llc	11	50		
- GreenIT Spa	9	51		
- Vårgrønn AS	3	70		
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			140	49
- Altre (*)	1			
	508		140	
	665		145	

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore al milione

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2021 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021", che costituisce parte integrante delle presenti note.

16 Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni di €30 milioni riguardano acconti versati per l'acquisto di società nel settore delle energie rinnovabili, la cui transazione si concluderà al completamento della fase di sviluppo degli impianti eolici e solari in costruzione.

17 Altre attività finanziarie non correnti

Le altre attività finanziarie non correnti di €8 milioni (€1 milione nel 2020) sono relative a crediti di Evolvere SpA Società Benefit (€3 milioni) e a depositi vincolati a garanzia di finanziamenti ottenuti dalle società acquisite.

18 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €135 milioni sono riferite alla partecipazione nella joint venture Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA, classificata tra le attività destinate alla vendita, a partire dal 1° ottobre 2021, in accordo con le previsioni dell'IFRS 5, sulla base di un accordo sottoscritto per la vendita della partecipazione.

19 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di €2.531 milioni (€1.491 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	1.746	1.204
Acconti e anticipi		1
	1.746	1.205
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	404	1
- debiti per consolidato fiscale nazionale e IVA di gruppo	14	52
- altri debiti	367	233
	785	286
	2.531	1.491

I debiti commerciali ammontano a €1.746 milioni ed includono debiti verso fornitori, stanziamenti per fatture da ricevere e debiti verso la controllante Eni S.p.A.

I debiti per attività di investimento di €404 milioni includono debiti per la quota pagamento differito relativo all'acquisizione di Be Power e debiti per attività di investimento nel settore Rinnovabili principalmente per il progetto Brazoria negli USA.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Altri debiti:		
- debiti verso clienti retail e middle	197	188
- personale	16	16
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	12	13
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	8	6
- consulenti e professionisti	5	4
- agenti commissionari e altri mandatari	2	2
- altri debiti diversi	127	4
	367	233

I debiti verso clienti retail e middle di €197 milioni riguardano posizioni debitorie verso clienti. Gli altri debiti diversi di €127 milioni riguardano principalmente debiti verso le società di factoring correlati alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €54 milioni e debiti per garanzie ricevute su operazioni di derivati della consociata Aldro di €66 milioni.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

20 Passività finanziarie e analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Quote a breve di			Totale	Quote a breve di			Totale
	Passività finanziarie a breve termine	passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine		Passività finanziarie a breve termine	passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	
Banche	65	33	243	341	8	10	62	80
Obbligazioni ordinarie		15	82	97				
Altri finanziatori	42	8	4	54	22			22
Debiti finanziari verso soci/finanziarie di gruppo	1.086	3	480	1.569	2	3		5
	1.193	59	809	2.061	32	13	62	107

I debiti finanziari verso banche a breve termine al 31 dicembre 2021 fanno riferimento principalmente a linee di credito concesse alla controllata Aldro per €73 milioni e utilizzate per €65 milioni.

I finanziamenti verso soci e finanziarie di gruppo a breve termine si riferiscono a erogazioni concesse da Eni SpA e da Eni Finance International SA, controllata da Eni, rispettivamente alle società italiane per €586 milioni ed estere del Gruppo per €500 milioni.

Al 31 dicembre 2021, il Gruppo dispone di linee di credito accordate da Eni Finance International SA non utilizzate per €389 milioni e ulteriori linee di credito non utilizzate per complessivi €525 milioni, principalmente riconducibili a una linea di credito revolving concessa da Eni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e tasso di interesse	Totale	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente					
CEF 3 Wind Energy Spa	99	(2)	97	2025	2,010

I debiti verso altri finanziatori di €54 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2020) sono prevalentemente relativi a debiti verso società di factoring per crediti ceduti e successivamente incassati.

Al 31 dicembre 2021 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine al 31 dicembre 2021 è la seguente:

(€ milioni)	2023	2024	2025	2026	Oltre	Passività finanziarie a lungo termine
Banche	29	20	20	31	143	243
Obbligazioni ordinarie	31	33	18			82
Altri finanziatori	4					4
Debiti finanziari verso soci/finanziarie di gruppo	110	335	4	4	27	480
	174	388	42	35	170	809

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, ammontano a €868 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2020).

Le quote a lungo termine di €809 milioni (€62 milioni al 31 dicembre 2020) sono costituite prevalentemente da debiti verso Eni Finance International SA delle controllate Eni North Sea Wind per €317 milioni e Arm Wind Llp per €123 milioni, debiti finanziari verso Eni SpA della controllata Eni New Energy SpA per €40 milioni e debiti verso banche per €243 milioni, riferiti principalmente alle controllate Dhamma per €97 milioni, a Finpower Wind Srl per €53 milioni, a Evolvere SpA Società Benefit per €50 milioni, a Energias Ambientales per €15 milioni e ad Adriaplin d.o.o. per €8 milioni.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate:

	31.12.2021		31.12.2020	
	Passività finanziarie a breve (€ milioni)	Passività finanziarie a lungo termine e relative quote a breve (€ milioni)	Passività finanziarie a breve (€ milioni)	Passività finanziarie a lungo termine e relative quote a breve (€ milioni)
Euro	976	428	32	75
Dollaro USA	38	123		
Sterlina inglese	179	317		
	1.193	868	32	75

Sono presenti passività finanziarie verso banche terze garantite da depositi vincolati delle società CEF 3 Wind Energy SpA, SER1 SpA e Finpower Wind Srl per €54 milioni.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni (monetarie e non monetarie) di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e relative quote a breve	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2020	32	75	6	37	150
Assunzioni e rimborsi	797	(19)	(5)	(3)	770
Variazione area di consolidamento	297	792	1	74	1.164
Acquisizione ramo d'azienda	62	40		1	103
Nuovi leasing				10	10
Differenze cambio da conversione	5	10		1	17
Altre variazioni		(31)	6	(6)	(31)
Valore al 31.12.2021	1.193	868	8	114	2.183

Le passività finanziarie, con esclusione delle passività per leasing, aumentano di €1.954 milioni per effetto del consolidamento delle società acquisite nell'esercizio per €1.089 milioni, del conferimento da Eni SpA del ramo d'azienda rinnovabili per €102 milioni, dell'accensione di nuovi finanziamenti al netto dei rimborsi per €778 milioni e di differenze cambio da conversione per €15 milioni.

Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide	2.542	120
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		50
C. Altre attività finanziarie correnti		
D. Liquidità (A+B+C)	2.542	170
E. Debito finanziario corrente	1.193	32
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	67	19
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	1.260	51
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(1.282)	(119)
I. Debito finanziario non corrente	841	99
J. Strumenti di debito	82	
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	923	99
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	(359)	(20)

Nell'indebitamento finanziario non sono ricompresi i debiti verso società di factoring legati all'acquisto dei crediti d'imposta. Gli stessi, infatti, non presentano natura finanziaria in quanto: (i) hanno la stessa scadenza dei crediti acquisiti e (ii) il beneficiario dell'anticipazione operata dal factor è l'impresa cedente e non Eni gas e luce.

Si fa inoltre presente che nell'indebitamento finanziario netto il gruppo non include i debiti per depositi cauzionali da clientela, con riferimento ai rapporti di fornitura di gas ed energia elettrica, in quanto si ritiene prevalente la natura di garanzia.

Per ulteriori dettagli si rimanda al commento del Rendiconto finanziario riclassificato della "Relazione sulla gestione".

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di €47 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	Fondo rischi per contenziosi	Fondo indennità suppletiva clientela	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2020	13	14	10	37
Accantonamenti	10		1	11
Utilizzi a fronte oneri	(7)		(2)	(9)
Utilizzi per esuberanza	(6)		(2)	(8)
Variazione dell'area di consolidamento			9	9
Altre variazioni		2	5	7
Valore al 31.12.2021	10	16	21	47
Valore al 31.12.2019	10	11	10	31
Accantonamenti	7		6	13
Utilizzi a fronte oneri	(1)		(1)	(2)
Utilizzi per esuberanza	(3)		(1)	(4)
Variazione dell'area di consolidamento			1	1
Altre variazioni		3	(5)	(2)
Valore al 31.12.2020	13	14	10	37

I fondi rischi per contenziosi di €10 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2020) accolgono gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio.

La voce include, per quanto concerne Eni gas e luce SpA Società Benefit, €0,5 milioni relativi a rischi di restituzione di addizionali accise per energia elettrica sulle annualità 2010 e 2011, che rappresenta la miglior stima dell'esborso previsto alla data. L'ammontare massimo che potrebbe essere richiesto dai clienti ammonta a circa €50 milioni che tuttavia sarebbero oggetto di procedura di rimborso nei confronti dell'Agenzia delle Dogane per l'importo non accantonato. Tale fattispecie si ricollega alla sentenza della Corte di Cassazione n. 27101/2019 che ha stabilito la disapplicazione dell'addizionale sin dalla data di entrata in vigore della direttiva 2008/118.

Il fondo indennità suppletiva clientela di €16 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2020) accoglie gli oneri che si devono corrispondere agli agenti al termine del rapporto di agenzia.

Gli altri fondi di €21 milioni comprendono principalmente il fondo smantellamento e ripristino siti delle società rinnovabili di €6 milioni, il fondo di €3 milioni per la potenziale restituzione a clienti di importi pagati relativi a periodi prescritti e gli oneri sociali e trattamento di fine rapporto connessi ai piani di incentivazione monetaria azionaria per €2 milioni.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Piani a benefici definiti:		
TFR	16	14
FISDE e altri piani medici esteri	6	6
	22	20
Altri fondi per benefici ai dipendenti	77	108
	99	128

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €77 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano: (i) impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione sottoscritte rispettivamente nel 2017 per €4 milioni al 31 dicembre 2021 (€10 milioni al 31 dicembre 2020), nel 2018 per €49 milioni al 31 dicembre 2021 (€72 milioni al 31 dicembre 2020) e nel 2020 per €13 milioni al 31 dicembre 2021 (€15 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) fondo gas per €3 milioni al 31 dicembre 2021 (€3 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) incentivi monetari differiti e a lungo termine per €7 milioni (€7 milioni al 31 dicembre 2020) e compensi per Jubilee Awards per €1 milione (€1 milione al 31 dicembre 2020).

Gli impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione relativi all'accordo sottoscritto nel 2017 sono relativi a risoluzioni consensuali ex art. 4 Legge 92/2012 (cd. Legge Fornero), hanno interessato 139 dipendenti e prevedono un ritiro anticipato dal lavoro sino a 4 anni rispetto alla data di pensionamento prevista dalle leggi vigenti. Gli impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione relativi agli accordi sottoscritti nel 2018 e 2020 sono relativi sempre a risoluzioni consensuali ex art. 4 Legge 92/2012, hanno interessato 320 dipendenti nel 2018 e 64 dipendenti nel 2020 e prevedono un ritiro anticipato dal lavoro sino a 7 anni rispetto alla data di pensionamento prevista dalle leggi vigenti. Per entrambi gli accordi, le persone aderenti ricevono dall'INPS una prestazione pensionistica sulla base dei diritti maturati alla data del ritiro dal lavoro. La società continua a pagare all'INPS i contributi previdenziali.

Il fondo gas è un fondo pensione integrativo, istituito negli anni '70 e gestito dall'INPS, per i dipendenti del settore della distribuzione gas cui sono iscritti alcuni dipendenti che in passato operavano in tale settore.

I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target).

I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	TFR	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	14	6	108	128	16	6	119	141
Costo corrente			2	2			2	2
Interessi passivi								
Rivalutazioni:			(8)	(8)			(1)	(1)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie								
- Effetto dell'esperienza passata			(8)	(8)			(1)	(1)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							20	20
Benefici pagati			(25)	(25)	(3)		(32)	(35)
Variazione dell'area di consolidamento	2			2	1			1
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	16	6	77	99	14	6	108	128

I proventi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, dovuti alla rimisurazione per effetto delle variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate ai fini della valutazione e rilevati a conto economico ammontano a €6 milioni e si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2021				
Costo corrente			2	2
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione				
Rivalutazioni dei piani a lungo termine			(8)	(8)
Totale			(6)	(6)
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			(6)	(6)
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"				
2020				
Costo corrente			2	2
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			20	20
Rivalutazioni dei piani a lungo termine			(1)	(1)
Totale			21	21
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			21	21
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"				

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo risultano essere inferiori al milione di euro.

Non sussistono piani esteri a benefici definiti verso i dipendenti.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2021				
Tasso di sconto	(%)	1,0	1,0	0-1
Tasso d'inflazione	(%)	1,8	1,8	1,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)			2,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		22-26	
2020				
Tasso di sconto	(%)	0,3	0,3	0-0,3
Tasso d'inflazione	(%)	0,8	0,8	0,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)			1,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		22-26	

È stata eseguita un'analisi di sensitività sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando valutazioni con i seguenti parametri modificati: +/-0,5% del tasso di sconto e del tasso di inflazione e +/-10% dei target per gli incentivi differiti. Gli unici effetti superiori ad €1 milione derivanti dalle ipotizzate modifiche sono: (i) una riduzione delle passività nette di €2 milioni all'aumento dello 0,5% del tasso di sconto; (ii) un aumento delle passività nette di €1 milione alla diminuzione dello 0,5% del tasso di sconto.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per benefici a dipendenti sono di seguito indicati:

(€ milioni)		TFR	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2021				
2022		1		23
2023		1		19
2024		1		16
2025		1		10
2026		1	1	5
Oltre		11	5	4
		16	6	77
Durata media ponderata	(anni)	10	16	2
31.12.2020				
2021		1		29
2022		1		25
2023		1		20
2024		1		15
2025		1		11
Oltre		9	6	8
		14	6	108
Durata media ponderata	(anni)	9	15	2

23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

Le passività per imposte differite nette ammontano a €518 milioni (€205 milioni di attività per imposte anticipate nette al 31 dicembre 2020) e sono composte da passività per imposte differite al netto delle imposte anticipate compensabili per €524 milioni (€50 milioni al 31 dicembre 2020) e da attività per

imposte anticipate al netto di imposte differite compensabili per €6 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2020).

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Passività per imposte differite	671	50
Attività per imposte anticipate compensabili	(147)	
Passività per imposte differite	524	50
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	153	255
Passività per imposte differite compensabili	(147)	
Attività per imposte anticipate	6	255

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

(€ milioni)	Passività per imposte differite	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	Passività per imposte differite nette
31.12.2021					
Valore iniziale	50	(255)		(255)	(205)
Incrementi					
Decrementi	(5)	32		32	26
Variazione dell'area di consolidamento	91	(21)	7	(13)	78
Altre variazioni	535	84		84	619
Valore finale	671	(160)	7	(153)	518
31.12.2020					
Valore iniziale	30	(353)		(353)	392
Incrementi	1	(62)		(62)	(61)
Decrementi	(4)	129		129	125
Variazione dell'area di consolidamento	7	(1)		(1)	6
Altre variazioni	16	32		32	48
Valore finale	50	(255)		(255)	(205)

Le altre variazioni delle imposte differite nette di €619 milioni si riferiscono prevalentemente all'imputazione a patrimonio netto delle imposte differite e anticipate sulla riserva da valutazione dei derivati in Cash Flow Hedge per €611 milioni.

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Attività per imposte anticipate lorde:		
- fondo svalutazione crediti	106	131
- perdite fiscali remunerate dal consolidato fiscale nazionale		61
- fondi per rischi e oneri e fondi benefici dipendenti	24	37
- perdite fiscali portate a nuovo	11	19
- ammortamenti deducibili in esercizi futuri	2	
- altre	17	7
	160	255
Fondo svalutazione imposte anticipate	(7)	
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	153	255
Passività per imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti	(3)	
- valutazione al fair value dei derivati	(628)	(17)
- altre	(41)	(33)
	(671)	(50)
Passività nette per imposte differite	(518)	205

Il management al fine di verificare la recuperabilità delle imposte differite attive ha redatto un “piano fiscale” sulla base dei risultati attesi derivati dal piano industriale approvato dagli Amministratori che porta a confermare la recuperabilità delle stesse.

Il fondo svalutazione delle attività per imposte anticipate per €7 milioni afferisce alle attività per imposte anticipate acquisite nell’esercizio.

24 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Swap su merci	3.685	3.531	205	177
- Altro		64		51
	3.685	3.596	205	228
Contratti derivati cash flow hedge				
- Swap su merci	2.861	465	107	34
- Altro				
	2.861	465	107	34
Totale contratti derivati netti	6.546	4.060	312	262
Di cui:				
- correnti	5.750	3.497	257	175
- non correnti	796	563	55	87

Gli strumenti finanziari derivati in essere, il cui fair value è rappresentato da un’attività netta di €2.486 milioni (€50 milioni al 31 dicembre 2020), sono relativi principalmente a contratti swap su commodity gas e power.

Gli altri derivati di €64 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano prevalentemente il fair value dell’opzione put a favore degli azionisti di minoranza di Evolvere SpA Società Benefit per €59 milioni e SEA SpA per €3 milioni.

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all’esposizione netta dei rischi sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere con l’obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 – Patrimonio netto e n. 29 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi / Gestione dei rischi.

Nel corso dell’esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Per tutti i derivati la gerarchia del fair value è di Livello 2, ossia valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi).

25 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

Le interesenze di terzi per €50 milioni sono relative per €22 milioni al 49% del capitale di Adriaplin d.o.o., per €24 milioni al 29,48% del capitale di Evolvere SpA Società Benefit, per €3 milioni al 40% del capitale di SEA S.p.A e per €1 milione allo 0,13% di Eni Gas & Power France SA.

Patrimonio netto di competenza Eni gas e luce

Il patrimonio netto di €6.453 milioni si analizza come segue:

Patrimonio netto di Eni Gas e Luce

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Capitale sociale	770	750
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	1.634	42
Riserva per differenze cambio da conversione	6	
Altre riserve	3.852	532
Utile dell'esercizio	191	225
	6.453	1.549

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2021 il capitale sociale di Eni gas e luce, interamente versato, ammonta a €770.000.000 ed è rappresentato da n. 770.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

È costituita dal fair value dei contratti derivati che soddisfano le condizioni per essere considerati come copertura delle variazioni di prezzo delle commodity per €2.262 milioni (€59 milioni al 31 dicembre 2020), al netto di €628 milioni (€17 milioni al 31 dicembre 2020) di imposte differite.

Riserva per differenza cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

Altre riserve

Le altre riserve di €3.852 milioni (€532 milioni al 31 dicembre 2020) comprendono la riserva sovrapprezzo azioni di Eni Gas e Luce SpA Società Benefit di €3.963 milioni parzialmente compensata dai riporti a nuovo dei risultati consolidati di esercizi precedenti. L'incremento €3.320 milioni deriva essenzialmente da versamento a riserva sovrapprezzo azioni effettuato da Eni nel mese di dicembre (€3.300 milioni).

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni gas e Luce SpA Società Benefit con quelli consolidati

(€ milioni)	Patrimonio netto Eni gas e luce						Bilancio Consolidato Eni gas e luce
	Bilancio di esercizio di Eni gas e luce S.p.A. Società Benefit	Eccedenza rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	Valutazione ad equity delle partecipazioni non consolidate	Avviamento su partecipazioni incorporate e altro	Totale Gruppo Eni gas e luce	Interessenze di terzi	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	1.400	(33)	17	12	1.396	22	1.418
Risultato dell'esercizio 2020	195	30			225	3	228
Fair value derivati di copertura	113				113		113
Dividendi a terzi	(150)				(150)	(1)	(151)
Acquisizione Evolvere		(36)			(36)	14	(22)
Altre variazioni			1		1		1
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020	1.558	(39)	18	12	1.549	38	1.587
Risultato dell'esercizio 2021	170	26	(5)		191	12	203
Fair value derivati di copertura	953	639			1.592		1.592
Dividendi a terzi	(185)				(185)		(185)
Aumenti di capitale	3.332				3.332		3.332
Acquisizioni partecipazioni Rinnovabili		(32)			(32)		(32)
Differenze cambio		6			6		6
Altre variazioni	2	(2)					
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021	5.830	598	13	12	6.453	50	6.503

26 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2021	2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate		
Attività correnti	181	15
Attività non correnti	3.027	178
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(1.071)	(64)
Passività correnti e non correnti	(241)	(15)
Effetto netto degli investimenti	1.896	114
Interessenze di terzi	(3)	(14)
Totale prezzo di acquisto	1.893	100
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>90</i>	<i>3</i>
Imprese consolidate al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.803	97

Nel 2021 gli investimenti in imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite hanno riguardato le seguenti aggregazioni aziendali così come definite dall'IFRS3 – "Aggregazioni aziendali".

Acquisizione Be Power

In data 5 agosto 2021, la Società ha sottoscritto con Reeif II Volta S.à.r.l., Mobility Technology UK Ltd., e talune persone fisiche un accordo di compravendita avente a oggetto l'acquisto delle azioni rappresentative

dell'intero capitale sociale di Be Power S.p.A. Il perfezionamento del contratto è avvenuto in data 2 novembre 2021.

Be Power è il secondo operatore italiano con oltre 5 mila punti di ricarica per veicoli elettrici sul suolo pubblico. Be Power è proprietaria delle infrastrutture di ricarica a marchio Be Charge installate su suolo pubblico e privato e titolare delle relative concessioni. Gestisce inoltre le proprie colonnine di ricarica e quelle di altri operatori tramite una piattaforma tecnologica proprietaria e fornisce servizi di ricarica ai guidatori di veicoli elettrici su proprie colonnine o di terzi, attraverso un'app dedicata.

La tabella che segue riporta il fair value delle attività e passività acquisite identificabili alla data dell'acquisizione:

(€ milioni)	<i>Valore contabile alla data di acquisizione</i>
Attività correnti	22
Attività non correnti	37
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	10
Passività correnti e non correnti	(33)
Attività nette acquisite	36
Attività nette acquisite di competenza di Eni gas e luce	36
Avviamento	728
Totale prezzo di acquisto	764
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(24)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	740

Il differenziale tra il valore contabile delle attività nette acquisite ed il prezzo di acquisto, pari ad €728 milioni, è provvisoriamente rilevato interamente ad avviamento. Non sono state identificate passività potenziali.

La contribuzione delle società acquisite ai ricavi della gestione caratteristica del Gruppo, se l'operazione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021, sarebbe stata pari a €82 milioni. Tale importo è stato calcolato utilizzando i risultati delle società acquisite e rettificato per tenere conto delle policy contabili del Gruppo.

Acquisizione CEF 3, GreenEnergy, Finpower, Eolica lucana

In data 8 luglio 2021, Eni New Energy S.p.A., società controllata da Eni gas e luce, ha completato, l'acquisto dalle società Glennmont Partners and PGGM Infrastructure Fund del 100% di un portafoglio di 13 campi eolici onshore in Italia, con una capacità complessiva di 315 MW già in esercizio. Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in data 29 luglio 2021.

Il portafoglio acquisito è composto da 256 aerogeneratori entrati in esercizio fra il 2009 e il 2016 e localizzati in Sicilia, Puglia, Basilicata e Abruzzo. L'operazione include anche l'acquisizione di un team di grande esperienza, che garantisce la continuità nella gestione degli impianti e l'ulteriore sviluppo del portafoglio.

La tabella che segue riporta il fair value delle attività e passività acquisite identificabili alla data dell'acquisizione:

(€ milioni)	<i>Fair value alla data di acquisizione</i>
Attività correnti	31
Attività non correnti	470
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(215)
Passività correnti e non correnti	(102)
Attività nette acquisite	184
Attività nette acquisite di competenza di Eni gas e luce	184
Avviamento	301
Totale prezzo di acquisto	485
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(41)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	444

A seguito della purchase price allocation, effettuata su base provvisoria, gli aggiustamenti al fair value delle attività e passività acquisite hanno riguardato gli immobili, impianti e macchinari per €228 milioni (€164 milioni al netto dell'effetto fiscale). Non sono state identificate passività potenziali.

L'avviamento rilevato in via residuale è pari a €301 milioni.

La contribuzione delle società acquisite ai ricavi della gestione caratteristica del Gruppo, se l'operazione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021, sarebbe stata pari a €96 milioni. Tale importo è stato calcolato utilizzando i risultati delle società acquisite e rettificato per tenere conto delle policy contabili del Gruppo.

Acquisizione Dhamma

In data 23 luglio 2021, la società ha completato l'acquisto dai relativi soci fondatori del 100% di Dhamma Energy Group, titolare, alla data di acquisizione, di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e in Spagna.

Il portafoglio impianti di Dhamma Energy Group alla data dell'acquisizione include una pipeline di progetti in vari stadi di maturità di quasi 3 GW, distribuita nei due paesi, ed anche impianti già in esercizio o in fase avanzata di costruzione in Francia per circa 120 MW. Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in data 4 ottobre 2021.

L'operazione include il passaggio nel Gruppo di professionisti di Dhamma Energy Group, che costituisce la base per l'ulteriore sviluppo del portafoglio di progetti rinnovabili.

La tabella che segue riporta il fair value delle attività e passività acquisite identificabili alla data dell'acquisizione:

(€ milioni)	<i>Fair value alla data di acquisizione</i>
Attività correnti	2
Attività non correnti	134
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(100)
Passività correnti e non correnti	(12)
Attività nette acquisite	24
Interessenze di terzi	(3)
Attività nette acquisite di competenza di Eni gas e luce	21
Avviamento	119
Totale prezzo di acquisto	140
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(10)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	130

A seguito della purchase price allocation, effettuata su base provvisoria, gli aggiustamenti al fair value delle attività e passività acquisite hanno prevalentemente riguardato gli immobili, impianti e macchinari per €27 milioni (€21 milioni al netto dell'effetto fiscale). Non sono state identificate passività potenziali.

L'avviamento rilevato in via residuale è pari a €119 milioni.

La contribuzione delle società acquisite ai ricavi della gestione caratteristica del Gruppo, se l'operazione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021, sarebbe stata pari a €10 milioni. Tale importo è stato calcolato utilizzando i risultati delle società acquisite e rettificato per tenere conto delle policy contabili del Gruppo.

Acquisizione Ecovent, Energias Ambientales, Desarollos

In data 23 luglio 2021, la Società ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna controllato da Azora Capital. L'operazione ha previsto in un primo momento l'acquisizione di tre parchi eolici in esercizio situati nel nord della Spagna, per una capacità complessiva di circa 100 MW il cui *closing* è avvenuto in data 22 ottobre 2021. Inoltre, l'acquisizione include cinque grandi progetti fotovoltaici in avanzato stato di sviluppo per circa 1 GW.

La tabella che segue riporta il fair value delle attività e passività acquisite identificabili alla data dell'acquisizione:

(€ milioni)	<i>Fair value alla data di acquisizione</i>
Attività correnti	7
Attività non correnti	80
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(29)
Passività correnti e non correnti	(21)
Attività nette acquisite	37
Attività nette acquisite di competenza di Eni gas e luce	37
Avviamento	81
Totale prezzo di acquisto	118
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(5)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	113

A seguito della purchase price allocation, effettuata su base provvisoria, gli aggiustamenti al fair value delle attività e passività acquisite hanno riguardato gli immobili, impianti e macchinari per €36 milioni (€27 milioni al netto dell'effetto fiscale). Non sono state identificate passività potenziali.

L'avviamento rilevato in via residuale è pari a €81 milioni.

La contribuzione delle società acquisite ai ricavi della gestione caratteristica del Gruppo, se l'operazione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021, sarebbe stata pari a €22 milioni. Tale importo è stato calcolato utilizzando i risultati delle società acquisite e rettificato per tenere conto delle policy contabili del Gruppo.

Acquisizione Aldro e Instalaciones Martinez

In data 25 gennaio 2021, la Società ha sottoscritto con Aldro Energy S.L.U. un accordo di compravendita avente a oggetto l'acquisto dell'intero capitale sociale di : (i) Aldro Energia y Soluciones, la quale detiene a sua volta una succursale in Portogallo e (ii) Instalaciones Martinez Diez S.L.U.; nonché di ogni diritto economico, dividendo e ogni altro diritto annesso, attribuito e maturato sulle quote delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2021. Il perfezionamento della compravendita è avvenuto in data 7 aprile 2021.

Aldro è attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi a clienti residenziali, piccole e medie imprese e grandi aziende.

La tabella che segue riporta il fair value delle attività e passività acquisite identificabili alla data dell'acquisizione:

(€ milioni)	<i>Fair value alla data di acquisizione</i>
Attività correnti	79
Attività non correnti	68
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(36)
Passività correnti e non correnti	(59)
Attività nette acquisite	52
Attività nette acquisite di competenza di Eni gas e luce	52
Avviamento	169
Totale prezzo di acquisto	221
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(7)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	214

A seguito della purchase price allocation, gli aggiustamenti al fair value delle attività e passività acquisite hanno riguardato le attività immateriali per €30 milioni (€24 milioni al netto dell'effetto fiscale). Non sono state identificate passività potenziali.

L'avviamento rilevato in via residuale è pari a €169 milioni.

La contribuzione delle società acquisite ai ricavi della gestione caratteristica del Gruppo, se l'operazione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021, sarebbe stata pari a €632 milioni. Tale importo è stato calcolato utilizzando i risultati delle società acquisite e rettificato per tenere conto delle policy contabili del Gruppo.

Oltre alle citate operazioni verso terzi, nel corso dell'esercizio 2021 la società ha acquisito dal Gruppo Eni le seguenti partecipazioni: da Eni Petroleum Co. Inc. l'intero capitale sociale di Eni New Energy US Inc., holding che raggruppa le attività statunitensi nel settore delle energie rinnovabili per €151 milioni (al lordo della cassa acquisita di €1 milione) e da Eni International B.V. l'intero capitale sociale di Eni Energy Solutions B.V., holding che raggruppa le attività nel nord Europa e in Kazakistan del settore Rinnovabili per €13 milioni (al lordo della cassa acquisita di €1 milione).

La contribuzione delle società acquisite ai ricavi della gestione caratteristica del Gruppo, se l'operazione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2021, sarebbe stata pari a €23 milioni. Tale importo è stato calcolato utilizzando i risultati delle società acquisite.

Gli investimenti del 2020 riguardano l'acquisizione del 70% di Evolvere SpA Società Benefit, operante nel mercato della generazione distribuita in Italia, per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni.

La tabella che segue riporta il fair value delle attività e passività acquisite identificabili alla data dell'acquisizione:

(€ milioni)	Fair value alla data di acquisizione
Attività correnti	15
Attività non correnti	112
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento netto)	(64)
Passività correnti e non correnti	(15)
Attività nette acquisite	48
Interessenze di terzi	(14)
Attività nette acquisite di competenza Eni gas e luce	34
Totale prezzo di acquisto	100
Avviamento	66

Per effetto del completamento della purchase price allocation gli aggiustamenti al fair value delle attività e passività acquisite hanno prevalentemente riguardato gli immobili, impianti e macchinari per €25 milioni (€18 milioni al netto dell'effetto fiscale). Non sono state identificate passività potenziali.

L'avviamento rilevato in via residuale è pari a €66 milioni.

27 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Garanzie Eni gas e luce	505	616	1.121	404	255	659
Imprese controllate consolidate	45	166	210		45	45
Garanzie rilasciate dal Gruppo Eni	550	782	1.331	404	300	704
Imprese controllate consolidate	56	8	64			
	606	790	1.395	404	300	704

Le garanzie personali o parent company guarantees, prestate dal Gruppo Eni nell'interesse di Eni gas e luce e sue controllate sono di importo rispettivamente pari a €1.121 milioni e €210 milioni.

Le parent company guarantees rilasciate nell'interesse di Eni gas e luce sono state emesse principalmente a copertura dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione del gas naturale ed il loro ammontare è stato determinato in base alle disposizioni del "Codice di Rete Tipo per la distribuzione del gas naturale" approvato dall'AEEG con Delibera 108/06 e successive modifiche, che prevedono l'emissione di questa tipologia di garanzia. L'incremento è prevalentemente dovuto a garanzie rilasciate a fronte di operazioni di M&A.

Le parent company guarantees rilasciate nell'interesse delle società controllate sono state emesse principalmente a copertura delle obbligazioni contrattuali delle società acquisite.

Le fidejussioni sono state emesse principalmente a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione dell'energia elettrica. La loro presenza è determinata dalle disposizioni dell'art 3.1 del "Codice di Rete Tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica- Delibera 609/2015/R/eel", che prevede l'emissione di questa tipologia di garanzia.

Impegni e rischi

Gli impegni di €470 milioni riguardano impegni di acquisto di partecipazioni nell'ambito di operazioni di M&A nel settore Rinnovabili.

Gestione dei rischi

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate dal Consiglio di Amministrazione della controllante Eni S.p.A. nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di interesse o dei tassi di cambio possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle "Linee di indirizzo" Eni indicate in

precedenza, dalle “Linee guida” approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest’ultima nei limiti posti dalla normativa bancaria in tema di “Concentration Risk”), nonché su Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono la copertura dei fabbisogni e l’assorbimento dei surplus finanziari delle società italiane ed estere del Gruppo Eni gas e luce. Inoltre, per quanto attiene ai derivati su commodities, la gestione è affidata all’unità Energy Management che opera sulla base di contratti bilaterali con la Capogruppo. In particolare, in Eni SpA e in EGEM sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del gruppo Eni gas e luce. I contratti derivati sono stipulati con l’obiettivo di gestire il rischio di prezzo delle commodity in un’ottica di ottimizzazione. Eni gas e luce monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni gas e luce è esposta o potrebbe essere esposta. Lo schema di riferimento definito attraverso le “Linee di indirizzo” prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Le funzioni di indirizzo sono affidate a un Comitato per il rischio commodities.

Il Gruppo Eni gas e luce non stipula contratti derivati con finalità di trading.

Rischio di mercato – Tasso di cambio

L’esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall’operatività dell’impresa in valute diverse dall’euro principalmente il tenge kazako, dollaro USA, sterlina inglese e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall’euro. In generale, un apprezzamento del tenge kazako, la sterlina inglese ed il dollaro USA rispetto all’euro ha un effetto positivo sull’utile operativo di Eni gas e luce e viceversa. L’obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l’ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d’esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall’euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Una ipotetica variazione positiva o negativa pari a 100 bps dei tassi di cambio relativi alle valute in cui opera il Gruppo non avrebbe un impatto significativo sul risultato netto e sul patrimonio netto degli esercizi in esame.

Rischio di mercato – Tasso d’interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell’impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L’obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria.

Una ipotetica variazione positiva o negativa pari a 100 bps dei tassi di interesse delle attività e passività finanziarie dell’impresa non avrebbe un impatto significativo sul risultato netto e sul patrimonio netto degli esercizi in esame.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo del gas naturale e dell'energia elettrica producano significative variazioni dei margini operativi di Eni gas e luce, determinando un impatto sul risultato economico. Il rischio di prezzo delle commodity è derivante dalla circostanza che le indicizzazioni dei contratti d'acquisto possano divergere da quelle dei contratti di vendita. L'esposizione commerciale è connotata dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie ed è soggetta ai già ricordati limiti di rischio specifici (VaR e Soglie di revisione strategia). L'obiettivo di risk management Eni gas e luce è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. L'unità di Energy Management assicura la gestione delle posizioni rinvenienti dalle indicizzazioni in vendita utilizzando le flessibilità dei contratti in acquisto e trasferendo ad Eni eventuali sbilanci.

A tale scopo, Eni gas e luce utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF e OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, ed energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari infoprovider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Nel 2021, per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity, i valori registrati in termini di VaR hanno oscillato tra un minimo di €0,2 milioni e un massimo di €2,6 milioni, con un valore medio di €1,2 milioni.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni gas e luce ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali.

Eni gas e luce ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. Quest'ultima costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

La gestione del credito è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali e il monitoraggio delle esposizioni creditizie, ivi comprese le attività di recupero crediti e l'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente; in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info-provider specialistici. A livello Eni gas luce tali indirizzi sono declinati in politiche di affidamento dei singoli clienti (per la clientela business) o di cluster di clienti (per la clientela retail). Viene inoltre attuata una costante azione di monitoraggio dell'andamento dei crediti scaduti e delle curve di incasso.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

L'obiettivo di risk management del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business, garantisca un livello di liquidità

adeguato per l'intero Gruppo minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Il gruppo Eni gas e luce ha diritto di accedere alle disponibilità finanziarie concesse dalle società del Gruppo Eni, in base agli accordi esistenti con queste ultime.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari, compresi i pagamenti per interessi nonché l'orizzonte temporale degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie e debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	59	174	388	42	35	170	868
Passività finanziarie a breve termine	1.193						1.193
Passività per beni in leasing	8	11	9	8	7	79	122
Passività per strumenti finanziari derivati	3.497	463	100				4.060
	4.757	648	497	50	42	249	6.243
Interessi su debiti finanziari	25	13	11	6	5	4	64
Interessi su passività per beni in leasing	1	3	2	2	1	25	33
(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	13	10	11	14	8	19	75
Passività finanziarie a breve termine	32						32
Passività per beni in leasing	6	8	7	7	5	10	43
Passività per strumenti finanziari derivati	175	32	5	49		1	262
	226	50	23	70	13	30	412
Interessi su debiti finanziari	3	1	1	1	1		7
Interessi su passività per beni in leasing	1	1	1	1		1	5

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2022	2023-2026	Oltre	
31.12.2021				
Debiti commerciali		1.746		1.746
Altri debiti e anticipi		785		785
		2.531		2.531
(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2021	2022-2025	Oltre	
31.12.2020				
Debiti commerciali		1.205		1.205
Altri debiti e anticipi		286		286
		1.491		1.491

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2021		2020	
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico
(€ milioni)				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:				
- Crediti commerciali e altri crediti (a)	2.241	(160)	1.549	(180)
- Crediti finanziari	20		1	
- Debiti commerciali e altri debiti	(2.531)		(1.491)	
- Debiti finanziari (b)	(2.061)	(20)	(107)	(13)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €160 milioni di svalutazioni nette (€180 milioni di svalutazioni nette nel 2020).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per €20 milioni di oneri (€13 milioni di oneri nel 2020).

Contenziosi

Il Gruppo è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile definire una stima attendibile dell'onere eventuale, si ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Procedimenti in materia antitrust e/o di consumer protection

Eni Gas e Luce SpA Società Benefit (già Eni SpA, già Acam Clienti SpA) – Potenziali abusi nel mercato all'ingrosso di energia elettrica.

Con Delibera 342/2016/E/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, oggi Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ("ARERA") ha avviato un procedimento "per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011- REMIT" e ha intimato ad Acam Clienti SpA (successivamente Eni SpA e oggi Eni gas e luce SpA Società Benefit) di cessare, nelle more della conclusione del procedimento, "l'adozione di comportamenti non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento". Con successiva Comunicazione delle Risultanze Istruttorie ("CRI") l'ARERA, ha comunicato ad Acam Clienti il mancato rispetto di tali principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza nell'attività di programmazione quale utente del dispacciamento ritenendo sussistere i presupposti per ordinare ad Acam Clienti di restituire a Terna gli importi non dovuti. Acam Clienti ha impugnato al TAR la delibera 342/2016, la CRI e tutti gli atti e delibere presupposti, consequenziali e connessi, ancorché non conosciuti. Non è ancora stata fissata la relativa udienza. Con Delibera 100/2017/E/EEL del marzo 2017 l'ARERA ha ordinato ad Eni (già Acam Clienti) di restituire a Terna "gli importi corrispondenti al beneficio indebito conseguito per effetto della strategia di programmazione non diligente adottata dalla società". Eni ha analizzato i criteri di calcolo indicati, ha esposto le proprie valutazioni all'ARERA e ha impugnato davanti al TAR anche tale delibera; la relativa udienza non è stata ancora fissata.

Con Determina DSAI/22/2017/EEL del luglio 2017 l'ARERA ha avviato nei confronti di Eni un procedimento sanzionatorio "per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica" impugnato cautelativamente sia da Eni che da Eni gas e luce non avendo l'ARERA provveduto – come richiesto specificamente da entrambe le società - alla rinotifica dell'atto a Eni gas e luce, la quale si farebbe carico dei relativi oneri a seguito del conferimento di ramo d'azienda. Eni gas e luce ha

provveduto ad effettuare un accantonamento al fondo rischi e oneri legali. Con Deliberazione del marzo 2018 (134/2018/E/EEL) l'ARERA ha confermato il provvedimento prescrittivo di cui alla Deliberazione 100/2017/E/EEL, prevedendo che Terna proceda alla determinazione delle relative partite economiche. Nel maggio 2018 Terna ha emesso fattura a Eni gas e luce per euro 164.050,18, che è stata regolarmente pagata. Parallelamente, sia Eni che Eni gas e luce hanno impugnato al TAR anche la predetta Deliberazione 134/2018/E/EEL.

Eni Gas & Power France SA - Procedimento per pratiche commerciali ingannevoli nell'ambito delle vendite porta a porta.

Il 27 giugno 2019 si è svolta presso la sede di Eni Gas & Power France un'ispezione da parte dell'Autorità procedente sulla base di un'ordinanza del Tribunale di Nanterre del 13 giugno 2019, emessa su istanza del Ministro dell'Economia e notificata a Eni Gas & Power France in sede di ispezione. Il Procedimento concerne la presunta violazione degli artt. 121-2 e ss. del Codice del Consumo francese in materia di pratiche commerciali ingannevoli nell'ambito delle vendite porta a porta, poste in essere direttamente o indirettamente da parte di Eni Gas & Power France. In particolare, i venditori si sarebbero presentati ai clienti affermando di dover effettuare dei controlli ai contatori, senza esplicitare il reale intento commerciale della propria visita. L'ispezione ha interessato, in particolare, i dipendenti della Società che si occupano delle vendite porta a porta. Sono stati ispezionati più di 275.000 documenti. Tra la fine di settembre ed inizio ottobre 2019 l'Autorità ha convocato in audizione due dipendenti di Eni Gas & Power France per raccogliere informazioni e chiarimenti in particolare sui documenti raccolti in sede di ispezione. Per quanto a conoscenza di Eni Gas & Power France, l'attività istruttoria dell'Autorità è tuttora in corso. Si segnala al riguardo che il 24 novembre 2020 EDF ha promosso un giudizio d'urgenza nei confronti di Eni Gas & Power France chiedendo, sulla base delle notizie pubblicate con riferimento al procedimento sopra menzionato, la sospensione delle pratiche commerciali asseritamente scorrette nonché risarcimenti danni per complessivi circa €9,5 milioni. Si è tenuta una udienza il 1° giugno 2021. Il procedimento si è chiuso il 29 settembre 2021 con la condanna di Eni Gas & Power France a versare a EDF, a titolo di risarcimento danni, l'ammontare di €3.040.000. Eni Gas & Power France ha provveduto al relativo versamento e sta valutando l'opportunità di ricorrere in appello.

28 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica ammontano a €7.274 milioni (€6.000 milioni nel 2020) e sono ripartiti come di seguito riportato:

(€ milioni)	2021	2020
Gas naturale	4.150	3.754
Energia elettrica	2.673	2.090
Servizi e altro	343	156
Totale retail gas e power	7.166	6.000
Energia elettrica da fonti rinnovabili	85	
Mobilità elettrica	23	
	7.274	6.000

L'analisi per area geografica è la seguente:

(€ milioni)	2021	2020
Italia	4.578	4.209
Francia	1.733	1.529
Spagna	503	
Grecia	418	225
Slovenia	42	37
	7.274	6.000

I ricavi della gestione caratteristica sono rilevati, ai sensi dell'IFRS 15, coerentemente a quanto descritto nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, al paragrafo Ricavi da contratti con la clientela.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

Infine, si segnala che la voce comprende l'effetto della rivisitazione di stima conseguente all'introduzione di nuovi sistemi di determinazione dei ricavi della consociata francese (con un effetto di riduzione dei ricavi per circa €66 milioni).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi ammontano a €93 milioni (€74 milioni nel 2020) e riguardano il recupero costi legati all'attività caratteristica per €58 milioni (€51 milioni nel 2020), gli incentivi GSE ricevuti da società controllate per €14 milioni (€14 milioni nel 2020) e i proventi per prescrizioni e insussistenze di debiti per €14 milioni (€9 milioni nel 2020).

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

29 Costi operativi

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	2021	2020
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	3.496	2.303
Costi per servizi	2.978	2.828
Costi per godimento di beni di terzi	5	8
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1	8
Altri oneri	126	129
	6.606	5.276
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(13)	(8)
	6.593	5.268

I costi operativi ammontano complessivamente a €6.593 milioni.

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di €3.496 milioni si riferiscono essenzialmente agli acquisti di gas naturale ed energia elettrica.

I costi per servizi si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2021	2020
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.370	1.431
Trasporti e movimentazioni di energia elettrica	1.008	941
Provigioni ad agenti	146	103
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	133	109
Costi di vendita diversi	122	104
Consulenze e prestazioni professionali	100	89
Altri servizi	53	26
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	35	20
Installazione impianti fotovoltaici e pacchetti decreto rilancio	30	7
Postali, telefoniche e ponti radio	21	19
Facchinaggio e manovalanza	18	20
Energia termica	14	10
Banche dati	13	10
Servizi bancari	8	9
Viaggi, missioni e altri servizi relativi al personale	7	7
Gestione complessi immobiliari	2	3
Servizi per archivi	1	1
	3.081	2.909
a dedurre:		
Servizi ad investimento	(103)	(81)
	2.978	2.828

I costi per godimento di beni di terzi di €5 milioni comprendono principalmente canoni per locazioni di uffici verso la controllante Eni e altre quote sempre relative a non-lease component.

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €1 milione (€8 milioni nel 2020) riguardano il fondo rischi per contenziosi per €3 milioni (€4 milioni nel 2020) e un rilascio degli altri fondi per €2 milioni (€4 milioni nel 2020). Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €126 milioni (€129 milioni nel 2020) comprendono, principalmente, l'acquisto di titoli di efficienza energetica in Francia per €77 milioni (€83 milioni nel 2020), imposte indirette e tasse per €11

milioni (€9 milioni nel 2020), oneri su transazioni, penalità contrattuali e risarcimenti per €10 milioni (€13 milioni nel 2020), il contributo alla Gestione Fondo Bombole Metano per €8 milioni (€7 milioni nel 2020), oneri da insussistenza o prescrizione di crediti per €4 milioni (€9 milioni nel 2020) e il contributo per il funzionamento dell'ARERA per €1 milione (€2 milioni nel 2020).

Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	2021	2020
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(171)	(181)
Perdite nette su crediti	(33)	(22)
Utilizzi per esubero	44	23
	(160)	(180)

Le svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti di €160 milioni (€180 milioni nel 2020) sono relative ai crediti commerciali verso la clientela retail e business per la vendita di gas naturale ed energia elettrica. Il decremento rispetto al 2020 è l'effetto delle migliori performance di incasso, anche a seguito della generalizzata ripresa economica post pandemia, che ha più che compensato l'effetto dei maggiori ricavi.

Costo lavoro

(€ milioni)	2021	2020
Salari e stipendi	109	100
Oneri sociali	28	26
Oneri (proventi) per programmi a benefici ai dipendenti	(6)	21
Altri costi	12	8
	143	155
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(1)	
	142	155

I proventi per programmi a benefici ai dipendenti di €6 milioni includono €8 milioni di rivalutazione dei piani a lungo termine per effetto della revisione delle stime attuariali.

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati nella nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Gli altri costi di €12 milioni comprendono, principalmente, oneri per programmi a contributi definiti per €5 milioni e oneri per esodi agevolati per €2 milioni.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 – Rapporti con parti correlate.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2021	2020
	Gruppo	Gruppo
Dirigenti	74	52
Quadri e impiegati	1.819	1.512
Operai	41	15
	1.934	1.579

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria all'inizio ed alla fine del periodo.

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per area geografica è il seguente:

(numero)	2021	2020
Italia	1.349	1.216
Estero	585	363
	1.934	1.579

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea Eni nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo

scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG (tCO₂eq/kboe) relative alla produzione upstream, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Sono state attribuite ai dipendenti a ruolo della società: (i) nel 2021, n. 119.819 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 125.085 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (iii) nel 2019, n. 78.284 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€11,642 per l'attribuzione 2021; €8,303 per l'attribuzione 2020; €13,714 per l'attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (7,4% per l'attribuzione 2021, 7,1% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (45% per l'attribuzione 2021; 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €0,788 milioni (€0,476 milioni nel 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi corrisposti dal Gruppo a favore dei key management personnel nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 ammontano a €1,814 milioni. Tale ammontare comprende i bonus di competenza dell'esercizio 2020 ed erogati nel 2021. I principali benefici non monetari corrisposti ai dirigenti con responsabilità strategiche nei medesimi esercizi consistono in €43.326.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €184.000 e €127.000 rispettivamente per gli esercizi 2021 e 2020. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €296.000 e €212.000 rispettivamente per gli esercizi 2021 e 2020.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni gas e luce e in

altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni gas e luce, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi operativi netti di €83 milioni su strumenti finanziari derivati (€63 milioni di proventi netti nel 2020) riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci, stipulati con Eni SpA ed Eni Global Energy Markets SpA, privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS.

Ammortamenti

(€ milioni)	2021	2020
Ammortamenti:		
- attività materiali	41	11
- attività immateriali	184	148
- diritto di utilizzo di attività in leasing	10	7
	235	166

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali ammontano a €41 milioni e si incrementano di €30 milioni per effetto dei maggiori ammortamenti riferiti alle nuove società entrate nell'area di consolidamento del settore rinnovabili.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono riferiti, essenzialmente, a portafogli clienti e relativi oneri di acquisizione clientela per €122 milioni (€87 milioni nel 2020), a progetti informatici per €56 milioni (€55 milioni nel 2020) e a lavori su beni in concessione per €4 milioni (€4 milioni nel 2020).

Radiazioni

Nel 2020 le radiazioni di €6 milioni erano relative a sistemi informatici dismessi a seguito della loro sostituzione.

(€ milioni)	2021	2020
Radiazioni:		
- attività materiali		
- attività immateriali		6
		6

30 Proventi (oneri) finanziari

I proventi e oneri finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	12	7
Oneri finanziari	(42)	(49)
Strumenti finanziari derivati	1	
	(29)	(42)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(20)	(13)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(1)	(1)
- Interessi attivi verso banche	1	1
	(20)	(13)
Strumenti finanziari derivati	1	
Altri proventi (oneri) finanziari		
- Altri proventi (oneri) finanziari	(10)	(29)
	(10)	(29)
	(29)	(42)

Gli interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori di €20 milioni si riferiscono a interessi passivi su finanziamenti a medio-lungo termine verso Eni e finanziarie di Gruppo per €9 milioni (€4 milioni nel 2020), verso banche terze per €6 milioni (€4 milioni nel 2020) e a commissioni per mancato utilizzo di linee di credito concesse da Eni per €5 milioni (€5 milioni nel 2020).

Gli altri oneri finanziari netti di €10 milioni sono essenzialmente relativi a oneri per l'adeguamento al fair value dell'opzione put di Evolvere SpA Società Benefit conseguenti al previsto maggior valore da riconoscere agli azionisti di minoranza a seguito del miglioramento dei risultati pianificati per €11 milioni (€12 milioni nel 2020), a oneri per operazioni di factoring per €6 milioni (€21 milioni nel 2020) e ad altri interessi passivi per €3 milioni (€1 milione nel 2020), parzialmente compensati da interessi su crediti commerciali per €7 milioni (€5 milioni nel 2020) e da altri proventi finanziari derivanti dalle cessioni Superbonus Ecobonus per €5 milioni.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

31 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	2021	2020
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	6	10
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(3)	
	3	10

Le plusvalenze nette da valutazione con il metodo del patrimonio netto ammontano a €3 milioni (€10 milioni nel 2020) e riguardano la valutazione ad equity della partecipazione detenuta in Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA alla data del 30 settembre 2021 per €6 milioni, al netto della minusvalenza da valutazione all'equity della partecipazione detenuta da Eni Energy Solutions BV in Vargronn AS di €3 milioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	2021	2020
Altri proventi (oneri) netti	(3)	
	(3)	

Gli altri oneri netti di €3 milioni riguardano la svalutazione della partecipazione in Ovo Energy France SAS.

32 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Imposte correnti in imprese italiane:	50	30
Imposte correnti in imprese estere:	11	8
	61	38
Imposte differite e anticipate imprese italiane:		
-imposte differite	(5)	(3)
-imposte anticipate	94	55
	89	52
Imposte differite e anticipate imprese estere:		
-imposte differite		
-imposte anticipate	(62)	12
	(62)	12
	88	102

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2021	2020
Utile ante imposte	291	330
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24%	24%
Imposte teoriche	70	79
Variazioni in aumento (diminuzione):		
- effetto maggiore (minore) tassazione delle imprese estere	(5)	3
- effetto Irap teorico delle società italiane	18	12
- altre motivazioni	5	8
	18	23
Imposte effettive	88	102

Le altre motivazioni di €5 milioni riguardano differenze permanenti non deducibili dal reddito imponibile riferite alla Capogruppo.

33 Utile per azione

L'utile per azione è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni gas e luce per il numero medio ponderato delle azioni della stessa in circolazione nell'anno.

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Utile dell'esercizio di competenza Eni gas e luce	191	225
Media ponderata delle azioni in circolazione	760.000.000	750.000.000
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	0,25	0,30

L'utile per azione diluito è uguale all'utile per azione semplice in quanto non vi sono in essere strumenti finanziari con potenziali effetti diluitivi.

34 | Informazione per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

Il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie e industriali saranno svolte a livello delle tre linee di business in cui si articola l'attività del Gruppo. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information è articolata nei seguenti reportable segment:

Retail: (i) acquisto e vendita di gas ai clienti finali del mercato libero e del mercato tutelato (ai clienti residenziali e ai clienti del settore business); (ii) acquisto e vendita di energia elettrica ai clienti finali del mercato libero (ai clienti residenziali e ai clienti del settore business); (iii) vendita di altri beni e servizi a valore aggiunto;

Rinnovabili: produzione e cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare da fonte eolica e solare;

E-mobility: installazione e gestione delle colonnine di ricarica e fornitura di servizi di e-mobility ai guidatori di veicoli elettrici.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) riguardano gli elementi sottostanti i ricavi, l'utile operativo, gli investimenti e grandezze finanziarie riconducibili tra l'altro alle attività e passività direttamente attribuibili.

Di seguito sono riportate le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO. Gli unici dati esposti sono riferiti al 2021, antecedentemente la società era monobusiness.

(€ milioni)	2021			
	<i>retail</i>	<i>rinnovabili</i>	<i>e-mobility</i>	<i>Totale</i>
Ricavi della gestione caratteristica	7.166	85	23	7.274
Risultato operativo	288	35	(3)	320
Accantonamenti netti ai fondi rischi e oneri	(6)			(6)
Ammortamenti e svalutazioni	205	29	1	235
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing				
Riprese di valore di attività materiali e immateriali				
Radiazioni				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		3		3
Attività direttamente attribuibili(a)	7.092	1.708	778	9.578
Attività non direttamente attribuibili(b)				7.342
- di cui partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	18	647		665
Passività direttamente attribuibili(a)	3.905	83	29	4.017
Passività non direttamente attribuibili(b)				6.401
Investimenti in attività materiali e immateriali	208	48	4	260

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

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

I ricavi della gestione caratteristica per area per area geografica sono i seguenti:

(€ milioni)	2021			
	<i>retail</i>	<i>rinnovabili</i>	<i>e-mobility</i>	<i>Totale</i>
Italia	4.478	77	23	4.578
Francia	1.729	4		1.733
Penisola iberica	499	4		503
Grecia	418			418
Slovenia	42			42
	7.166	85	23	7.274

Le attività direttamente attribuibili e gli investimenti per area geografica sono i seguenti:

(€ milioni)	2021				<i>Totale</i>
	<i>Italia</i>	<i>Resto dell'Europa</i>	<i>America</i>	<i>Asia</i>	
Attività direttamente attribuibili(a)	7.140	2.091	189	158	9.578
Investimenti in attività materiali e immateriali	118	110	32		260

35 Rapporti con parti correlate

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

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante eni e con le altre società del gruppo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e fanno parte della ordinaria gestione.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2021

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2021			2021						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Impresa controllante										
Eni SpA	4.823	4.769		2.446	425		(120)	10		26
	4.823	4.769		2.446	425		(120)	10		26
Imprese del Gruppo Eni										
Eni Corporate University SpA	1	1			1					
Eni Espana Comercializadora de Gas SA		1								
Eni Global Energy Markets SpA e UK Branch	1.735	(84)		(759)						55
Eni Insurance Designated Activity Co					1					
Eni International Resources Ltd					1					
Eni Rewind SpA	4									
EniServizi SpA					5					
EniMed S.p.A.	2						4	2		
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	1									
Novis Renewables Llc		1								
Raffineria di Milazzo ScpA	1									
Serfactoring SpA		9								
Versalis SpA					1					
Versalis France SAS	3						7			
Altre (*)	2	1			1	1	1	1		
	1.749	(71)		(759)	10	1	12	3		55
Imprese in joint venture										
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessali SA		14		48						
GreenIt SpA	2	1				(1)				
	2	15		48		(1)				
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel		4			378		1			
Gruppo Ferrovie dello stato							2	1		
Gruppo Italgas	1	49			557		2			
Gruppo Poste Italiane	2	4			14		6	3		
Gruppo Snam	5						10	9		
Gruppo Terna	11	53		45	90		16	35		
GSE - Gestore Servizi Energetici	27	48		614	2		87		14	
	46	158		659	1.041		124	48	14	
Totale	6.620	4.871		2.394	1.475	1	16	61	14	81

(*) Per rapporti di importo inferiore a € 1 milione.

Esercizio 2020

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2020			2020						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi		Altri proventi (oneri) operativi	
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi		Altro
Impresa controllante										
Eni SpA	260	581		1.752	424	2	29	10		17
	260	581		1.752	424	2	29	10		17
Imprese del Gruppo Eni										
Eni Fuel SpA							1			
Eni Corporate University SpA					1					
EniServizi SpA					6					
EniMed S.p.A.	2						2	3		
Eni Trading & Shipping SpA e UK Branch	69	33		14						46
Petroven Srl								1		
Serfactoring SpA		13								
Versalis SpA					1					
Versalis France SAS							2			
Altre (*)					2					
	71	46		14	10		5	4		46
Imprese in joint venture										
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA		13			52					
		13			52					
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel		88			513					
Gruppo Ferrovie dello stato							2			
Gruppo Italgas	1	177			710		3			
Gruppo Poste Italiane	2	3			13		8	3		
Gruppo Snam	2						7	10		
Gruppo Terna	9	40		18	96	1	15	28		
GSE - Gestore Servizi Energetici	6	5		70	2		7		15	
	20	313		88	1.334	1	42	41	15	
Totale	351	953		1.906	1.768	3	76	55	15	63

(*) Per rapporti di importo inferiore a € 1 milione.

I rapporti più significativi con la controllante Eni S.p.A., le altre società del gruppo e le imprese a controllo congiunto riguardano:

- contratti passivi con Eni S.p.A. per l'acquisto di commodity gas e power, logistica primaria, contratti derivati su commodity, fornitura di servizi centralizzati ad ampio raggio, locazione fabbricati a uso uffici;
- contratti attivi con Eni S.p.A. per la fornitura di servizi di natura amministrativa specialistica e con Eni fuel per servizi di carattere operativo;
- contratto con Eniservizi S.p.A. per la gestione dei servizi relativi agli immobili e al personale;
- contratti attivi verso società del gruppo per la fornitura di gas e power per gli uffici (Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A., altre);
- contratti derivati su commodity con Eni Global Energy Markets S.p.A.;
- contratti passivi per la formazione del personale con Eni Corporate University S.p.A.;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA;
- rapporto con Serfactoring S.p.A. relativo ai debiti verso fornitori che hanno ceduto il loro credito con clausole pro soluto e pro solvendo.

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

- l'acquisizione di servizi di distribuzione di gas dal gruppo Italgas sulla base delle tariffe stabilite da ARERA;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione di power dal gruppo Enel sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente - ARERA;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali da GSE – Gestore Servizi Energetici;

- l'acquisto di servizi di postalizzazione e la vendita di commodity gas e power al gruppo Poste Italiane.

Rapporti di natura finanziaria

Esercizio 2021

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2021			2021	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Strumenti finanziari derivati
Impresa controllante					
Eni SpA	2.293	629	1.331	10	(1)
	2.293	629	1.331	10	(1)
Imprese in joint venture					
Novis Renewables Llc	11				
	11				
Imprese del Gruppo Eni					
Banque Eni SA	29			3	
Eni Finance International SA	30	940		1	
	59	940		4	
Totale	2.363	1.569	1.331	14	(1)

Esercizio 2020

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2020			2020	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Strumenti finanziari derivati
Impresa controllante					
Eni SpA	97	5	704	7	
	97	5	704	7	
Imprese del Gruppo Eni					
Banque Eni SA	18			2	
Serfactoring SpA	1				
	19			2	
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo Sace				1	
				1	
Totale	116	5	704	10	

I rapporti più significativi con la controllante, le altre imprese del gruppo Eni e le controllate dallo Stato riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse di Eni gas e luce a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione del gas naturale e le fidejussioni rilasciate a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione dell'energia elettrica come dettagliati alla nota 27 - Garanzie, impegni e rischi;
- la linea di credito revolving concessa da Eni S.p.A. in occasione del conferimento del ramo di azienda "Retail market gas & power";
- rapporti di conto corrente e di finanziamento con Eni S.p.A., Banque Eni SA ed Eni Finance SA nell'ambito dei processi di tesoreria accentrata;
- il credito finanziario verso Serfactoring S.p.A. relativo ai prestiti erogati ai dipendenti;
- operazioni di factoring con il gruppo Sace.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

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

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	2.542	2.352	93%	170	115	68%
Altre attività finanziarie	12	11	92%	170	115	68%
Crediti commerciali e altri crediti	2.241	236	11%	1.549	41	3%
Altre attività correnti	5.921	5.583	94%	344	255	74%
Altre attività finanziarie non correnti	8			1	1	100%
Altre attività non correnti	1.132	801	71%	125	55	44%
Passività finanziarie a breve termine	1.193	1.086	91%	32	2	6%
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	59	3	5%	13	3	23%
Quote a breve di passività per leasing a lungo termine	8			6		
Debiti commerciali e altri debiti	2.531	882	35%	1.491	743	50%
Altre passività correnti	3.944	3.488	88%	454	175	39%
Passività finanziarie a lungo termine	809	480	59%	62		
Passività per leasing a lungo termine	114			37		
Altre passività non correnti	1.072	501	47%	342	35	10%

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

(€ milioni)	2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	7.274	77	1%	6.000	131	2%
Altri ricavi e proventi	93	14	15%	74	15	20%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(6.593)	(3.870)	59%	(5.268)	(3.677)	70%
Costo lavoro	(142)			(155)		
Altri proventi (oneri) operativi	83	81	98%	63	63	100%
Proventi finanziari	12			7		
Oneri finanziari	(42)	(14)	33%	(49)	(10)	20%
Strumenti finanziari derivati	1	1	100%			

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

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi e proventi	91	146
Costi e oneri	(3.870)	(3.677)
Altri proventi (oneri) operativi	81	63
Variazione crediti e debiti commerciali, diversi e altre attività e passività	(29)	(55)
Interessi	(14)	(10)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(3.741)	(3.533)
Investimenti in partecipazioni	(290)	(4)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	41	
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(249)	(4)
Variazione debiti finanziari	1.564	(160)
Apporti netti di capitale proprio da azionista Eni	3.300	
Pagamento dividendi	(185)	(150)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	4.679	(310)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	689	(3.847)

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

(€ milioni)	2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	252	(3.741)	(1.485)%	392	(3.533)	(901)%
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.761)	(249)	14%	(276)	(4)	1%
Flusso di cassa da attività di finanziamento	3.881	4.679	121%	(334)	(310)	93%

36 Altre informazioni sulle partecipazioni¹

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2021 è di €50 milioni (€38 milioni al 31 dicembre 2020), di cui €24 milioni relativo ad Evolvere SpA Società Benefit, €22 milioni ad Adriaplin d.o.o., €3 milioni a SEA SpA e € 1 milione a Eni Gas & Power France SA.

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2021 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

¹ L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2021 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Principali accordi a controllo congiunto al 31 dicembre 2021

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	Renewables	20,00	20,00
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	Renewables	20,00	20,00
GreenIT Spa	San Donato Milanese	Italia	Renewables	51,00	51,00
Novis Renewables Llc	Wilmington (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	Renewables	50,00	50,00
VårGrønn AS	Stavager (Norvegia)	Norvegia	Renewables	69,60	69,60
Collegate					
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	Renewables	99,00	100,00
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	Renewables	49,00	49,00

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Esercizio 2021				
	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Novis Renewables Llc	GreenIT Spa	Vargronn AS
Attività correnti	22	12	21	9	6
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	20	9	17	8	5
Attività non correnti	2.851	2.323	6	12	
Totale attività	2.873	2.335	27	21	6
Passività correnti	95	59	2	4	1
- di cui passività finanziarie correnti					
Passività non correnti	1.548	1.085	3		
- di cui passività finanziarie non correnti	1.413	908			
Totale passività	1.643	1.144	5	4	1
Net equity	1.230	1.191	22	17	5
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	20%	20%	50%	51%	69,60%
Valore di iscrizione della partecipazione	246	238	11	9	3
Ricavi e altri proventi operativi					
Costi operativi				(3)	(2)
Altri proventi (oneri) operativi					
Ammortamenti e svalutazioni					
Risultato operativo				(3)	(2)
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(1)			
Proventi (oneri) su partecipazioni					
Risultato ante imposte	(1)	(1)		(3)	(2)
Imposte sul reddito				1	
Risultato netto	(1)	(1)		(2)	(2)
Altre componenti dell'utile complessivo					
Totale utile complessivo	(1)	(1)		(2)	(2)
Utile (Perdita) di competenza del Gruppo				(1)	(1)
Dividendi percepiti dalla joint venture					

(€ milioni)	Esercizio 2020
	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA
Attività correnti	31
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	10
Attività non correnti	344
Totale attività	375
Passività correnti	38
- di cui passività finanziarie correnti	11
Passività non correnti	52
- di cui passività finanziarie non correnti	39
Totale passività	90
Net equity	285
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	49%
Valore di iscrizione della partecipazione	140
Ricavi e altri proventi operativi	62
Costi operativi	(19)
Altri proventi (oneri) operativi	
Ammortamenti e svalutazioni	(15)
Risultato operativo	28
Proventi (oneri) finanziari	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni	
Risultato ante imposte	27
Imposte sul reddito	(6)
Risultato netto	21
Altre componenti dell'utile complessivo	
Totale utile complessivo	21
Utile di competenza del Gruppo	10
Dividendi percepiti dalla joint venture	9

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Esercizio 2021	
	Novis Renewables Holdings Llc	Bluebell Solar Class A Holdings II Llc
Attività correnti	32	3
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	10	1
Attività non correnti	332	131
Totale attività	364	134
Passività correnti	40	1
- di cui passività finanziarie correnti	30	
Passività non correnti	171	61
- di cui passività finanziarie non correnti	87	
Totale passività	211	62
Net equity	153	72
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	49%	99%
Valore di iscrizione della partecipazione	75	71
Ricavi e altri proventi operativi		
Costi operativi		
Altri proventi (oneri) operativi		
Ammortamenti e svalutazioni		
Risultato operativo		
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi (oneri) su partecipazioni		
Risultato ante imposte		
Imposte sul reddito		
Risultato netto		
Altre componenti dell'utile complessivo		
Totale utile complessivo		
Utile di competenza del Gruppo		
Dividendi percepiti dalla joint venture		

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Con effetto dalle ore 23,59 del 30 giugno 2021, Eni gas e luce ha ricevuto per conferimento da Eni SpA il ramo d'azienda Attività rinnovabili. L'operazione si inquadra nella strategia Eni di integrare le attività retail con la produzione di energie rinnovabili, massimizzando la creazione di valore attraverso l'ampliamento dell'offerta di servizi, infrastrutture ed energia verde direttamente alla ampia clientela retail. Il conferimento ha riguardato le attività italiane gestite da Eni SpA, direttamente o attraverso la società controllata Eni New Energy SpA.

Dal 30 giugno 2021, Eni gas e luce ha inoltre aggiornato il proprio Statuto Sociale in Società Benefit, diventando di fatto la prima grande azienda italiana del settore dell'energia a farlo.

In data 22 novembre 2021, la Società ha acquisito da Eni Petroleum Co. Inc. l'intero capitale sociale di Eni New Energy US Inc., holding che raggruppa le attività statunitensi nel settore delle energie rinnovabili. In data 7 dicembre 2021, infine, la Società ha acquisito da Eni International B.V. l'intero capitale sociale di Eni Energy Solutions B.V., holding che raggruppa le attività nel nord Europa e in Kazakistan del settore Rinnovabili.

A completamento dell'integrazione in Eni gas e luce delle attività estere del settore Rinnovabili, il 31 dicembre 2021 il Gruppo (attraverso 3 controllate australiane) ha sottoscritto un contratto per l'acquisizione da Eni Australia Ltd di 3 parchi fotovoltaici. L'effettivo trasferimento degli asset è condizionato dall'ottenimento del consenso delle autorità competenti.

Nel mese di aprile 2021 è stata finalizzato l'accordo l'acquisizione del 100% della società Aldro Energía con un portafoglio di circa 250.000 clienti in Spagna e Portogallo.

A fine luglio 2021 è stata finalizzata, attraverso la controllata Eni New Energy SpA, l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund del 100% di un portafoglio di 13 campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW.

Sempre a fine luglio, è stato siglato un accordo con Azora Capital per l'acquisizione di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna. L'operazione prevede l'acquisizione di tre impianti eolici in esercizio e un impianto eolico in costruzione nel centro-nord del paese, per un totale di 230 MW, e cinque grandi progetti fotovoltaici in avanzato stato di sviluppo per circa 1 GW. A fine ottobre è stato finalizzato l'acquisto dei tre impianti in esercizio.

Nel mese di ottobre è stata finalizzata l'acquisizione dai relativi soci fondatori della società Dhamma Energy Group ("Dhamma"), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e in Spagna. Il portafoglio impianti di Dhamma include una pipeline di progetti in vari stadi di maturità di quasi 3 GW, distribuita nei due paesi, ed anche impianti già in esercizio o in fase avanzata di costruzione in Francia per circa 120 MW.

A inizio novembre infine è stato finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100% di Be Power S.p.A., che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano con oltre 5 mila punti di ricarica per veicoli elettrici sul suolo pubblico.

In conformità ai principi contabili di riferimento, i risultati economici e finanziari delle attività acquisite con le summenzionate operazioni sono stati inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data di acquisizione. I risultati economici e finanziari consolidati non sono rappresentativi quindi di un anno intero di gestione.

38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

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

39 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €135 milioni (al 31 dicembre 2020 non erano presenti attività in dismissione) sono riferite alla partecipazione nella società a controllo congiunto Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA, riclassificata tra le attività destinate alla vendita a seguito della firma di un impegno di vendita all'altro socio nell'ambito del processo di privatizzazione delle reti di distribuzione del gas in Grecia.

40 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data 1° novembre 2021, la società, tramite la società Eni North Sea Wind Limited, ha sottoscritto con le società Equinor New Energy Limited e SSE Renewables Offshore Windfarms Holding Limited, un contratto per l'acquisizione di 200 azioni, pari al 20% del capitale sociale della società Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 HoldCo Limited. Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in data 10 febbraio 2022. Al verificarsi di talune ulteriori condizioni, entro il gennaio 2023, la Società potrebbe essere chiamata ad un ulteriore conguaglio. Dogger Bank C è la terza fase del più grande parco eolico offshore al mondo (3,6 GW) attualmente in costruzione.

In data 29 dicembre 2021, la Società ha sottoscritto con Solar Konzept International un accordo di compravendita avente a oggetto l'acquisto dell'intero capitale sociale di SKGR Energy SA (di seguito "SKGR"). Alla data dell'acquisizione Solar Konzept Greece è titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e il suo portafoglio impianti include una pipeline di progetti di circa 800 MW, che costituiranno la base per l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese. Il perfezionamento della compravendita è avvenuto in data 13 gennaio 2022. L'operazione rappresenta l'ingresso della Società nel mercato greco delle rinnovabili e rientra nell'ambito del piano di crescita e della relativa integrazione con il business retail.

Nel corso del mese di gennaio 2022 è stato regolato il debito iscritto tra le altre passività al 31 dicembre 2021, pari a circa €370 milioni, riferibile al corrispettivo differito per l'acquisizione di Be Power.

In data 18 febbraio 2022, Eni New Energy US Inc, società controllata, ha sottoscritto con BayWa r.e. Solar Asset Holdings LLC un accordo di compravendita avente ad oggetto l'acquisto dell'intero capitale sociale di Corazon Energy Class B LLC. Quest'ultima è titolare di un impianto fotovoltaico in Texas, con una capacità complessiva di 266 MW.

Nel corso del mese di gennaio 2022 sono stati effettuati taluni successivi aumenti di capitale a cascata a favore delle società controllate, per consentire loro di azzerare l'indebitamento finanziario verso il Gruppo Eni, così come previsto nell'ambito dell'aumento di capitale.

41 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n.124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni gas e luce SpA Società Benefit e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni gas e luce SpA Società Benefit e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati.

L'informativa consolidata tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Eni gas e luce SpA Società Benefit e delle controllate del Gruppo².

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva e risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa³.

Nel corso dell'esercizio 2021, il Gruppo Eni gas e luce non ha ricevuto/concesso erogazioni pubbliche, rientranti nell'ambito di applicazione della Legge n. 124/2017 (art. 1, commi 125-129) e successive modificazioni.

² Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

³ Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.



**RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE INDIPENDENTE AI
SENSI DELL'ARTICOLO 14 DEL D.LGS. 27 GENNAIO 2010, N. 39**

ENI GAS E LUCE SPA SOCIETA' BENEFIT

BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2021



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

All'Azionista Unico della Eni gas e luce SpA Società Benefit

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni gas e luce (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni gas e luce SpA Società Benefit (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 220691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni gas e luce SpA Società Benefit o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale



circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della Eni gas e luce SpA Società Benefit sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del gruppo Eni gas e luce al 31 dicembre 2021, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato del gruppo Eni gas e luce al 31 dicembre 2021 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato del gruppo Eni gas e luce al 31 dicembre 2021 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 1 marzo 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

Marco Guaita
(Revisore legale)

Bilancio 2021

Eni Plenitude SpA Società Benefit

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2021		31.12.2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	2.301.311.625	2.293.046.536	104.313.276	96.656.518
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	1.163.041.226	219.780.568	879.575.204	30.538.016
Rimanenze	(7)	1.626.924		2.244.399	
Attività per imposte sul reddito	(8)	561.468		3.157.633	
Altre attività	(9)	4.840.197.076	4.753.247.320	303.637.945	232.775.543
		8.306.738.319		1.292.928.457	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(10)	335.089		298.367	
Diritto di utilizzo di beni in leasing	(11)	27.222.107		29.199.604	
Attività immateriali	(12)	1.062.633.535		1.051.835.620	
Partecipazioni	(14)	1.956.859.008		560.348.077	
Altre attività finanziarie	(15)	973.940	973.940	636.911	636.911
Attività per imposte anticipate	(16)			201.586.200	
Altre attività	(9)	1.119.934.050	795.539.731	123.030.085	55.154.175
		4.167.957.729		1.966.934.864	
Attività destinate alla vendita	(17)	121.982.796			
TOTALE ATTIVITA'		12.596.678.844		3.259.863.321	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	41.751.409	(72.979)	22.016.941	(2.994)
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	2.520.548	2.520.548	2.520.548	2.520.548
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(11)	5.806.712		4.843.371	
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	1.656.919.104	743.726.573	916.272.853	570.115.330
Passività per imposte sul reddito	(8)			3.744.404	
Altre passività	(9)	3.687.352.685	3.487.188.190	304.535.339	175.173.146
		5.394.350.458		1.253.933.456	
Passività non correnti					
Passività per beni in leasing a lungo termine	(11)	23.631.708		25.670.354	
Fondi per rischi e oneri	(20)	25.637.963		31.713.563	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	94.480.210		125.247.658	
Passività per imposte differite	(22)	269.056.897			
Altre passività	(9)	960.011.158	500.939.183	265.094.016	34.658.380
		1.372.817.936		447.725.591	
TOTALE PASSIVITA'		6.767.168.394		1.701.659.047	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale		770.000.000		750.000.000	
Riserva sovrapprezzo azioni		3.962.741.524		650.548.525	
Riserva legale		19.713.324		9.986.518	
Altre riserve		995.132.079		41.829.404	
Perdite relative ad esercizi precedenti		(87.670.353)		(88.696.282)	
Utile dell'esercizio		169.593.876		194.536.109	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		5.829.510.450		1.558.204.274	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		12.596.678.844		3.259.863.321	

Conto economico

(€)	Note	2021		2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		4.357.473.840	22.382.553	4.171.829.989	129.309.478
Altri ricavi e proventi		59.158.829	74.794	28.864.546	711.335
Totale ricavi		4.416.632.669		4.200.694.535	
COSTI OPERATIVI	(27)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(3.803.199.444)	(3.136.632.360)	(3.591.306.733)	(3.092.257.296)
Svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti		(81.968.302)		(125.313.570)	
Costo lavoro		(92.886.887)	2.703.893	(118.898.696)	1.786.711
Altri proventi (oneri) operativi		16.088.494	16.088.494	12.284.605	12.284.605
Ammortamenti		(97.745.172)		(88.522.601)	
Radiazioni				(5.639.821)	
		(4.059.711.311)		(3.917.396.816)	
UTILE OPERATIVO		356.921.358		283.297.719	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(28)				
Proventi finanziari		6.699.750	41.360	5.483.259	(15.651)
Oneri finanziari		(16.116.126)	(7.055.634)	(29.761.625)	(8.086.497)
Strumenti finanziari derivati		963.313	963.313		
		(8.453.063)		(24.278.366)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(29)				
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		(57.203.348)		18.845.773	
		(57.203.348)		18.845.773	
UTILE ANTE IMPOSTE		291.264.947		277.865.126	
Imposte sul reddito	(30)	(121.671.071)		(83.329.017)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		169.593.876		194.536.109	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020
Utile dell'esercizio		170	195
Altre componenti dell'utile complessivo:			
Componenti riclassificabili a conto economico:			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(24)	1.329	158
Effetto fiscale	(24)	(376)	(45)
		953	113
Totale altre componenti dell'utile complessivo		953	113
Totale utile complessivo dell'esercizio		1.123	308

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto							Totale
		Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva per cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Perdite relative a esercizi precedenti	Utile dell'esercizio	
Saldi al 31 dicembre 2020	(24)	750	651	10	(1)	42	(89)	195	1.558
Utile dell'esercizio								170	170
Altri componenti dell'utile complessivo:									
Componenti riclassificabili a conto economico									
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						953			953
						953			953
Totale utile complessivo dell'esercizio						953		170	1.123
Operazioni con gli azionisti:									
Aumento di capitale per acquisizione ramo d'azienda "Attività Rinnovabili Italia"		20	12						32
Apporti di capitale proprio da azionista Eni			3.300						3.300
Dividendi pagati (€0,246 per azione)								(185)	(185)
Destinazione residuo utile 2020				10				(10)	
Altre variazioni							2		2
		20	3.312	10			2	(195)	3.149
Saldi al 31 dicembre 2021		770	3.963	20	(1)	995	(87)	170	5.830

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto							Totale
		Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva per cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Perdite relative a esercizi precedenti	Utile dell'esercizio	
Saldi al 31 dicembre 2019	(24)	750	651	2	(1)	(71)	(90)	159	1.400
Utile dell'esercizio								195	195
Altri componenti dell'utile complessivo:									
Componenti riclassificabili a conto economico									
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						113			113
						113			113
Totale utile complessivo dell'esercizio						113		195	308
Operazioni con gli azionisti:									
Dividendi pagati (€0,20 per azione)								(150)	(150)
Destinazione residuo utile 2019				8			1	(9)	
				8			1	(159)	(150)
Saldi al 31 dicembre 2020		750	651	10	(1)	42	(89)	195	1.558

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Note	Patrimonio netto							Totale
	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva per cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Perdite relative a esercizi precedenti	Utile dell'esercizio	
(€ milioni)								
Saldi al 31 dicembre 2018	750	651		(1)	(19)	(129)	41	1.293
Destinazione utile 2018			2			39	(41)	
Utile dell'esercizio							159	159
Altri componenti dell'utile complessivo:								
Componenti riclassificabili a conto economico								
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(52)			(52)
					(52)			(52)
Totale utile complessivo dell'esercizio					(52)		159	107
Saldi al 31 dicembre 2019	750	651	2	(1)	(71)	(90)	159	1.400

Rendiconto finanziario

	Note	2021	2020
Utile dell'esercizio		170	195
<i>Rettifiche per ricondurre il risultato netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
Ammortamenti	(10) (11) (12) (27)	97	89
Radiazioni	(12) (27)		6
Dividendi	(29)	(20)	(19)
Interessi attivi		(7)	(5)
Interessi passivi		5	3
Imposte sul reddito	(30)	122	83
Svalutazioni di partecipazioni		77	
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze			(2)
- crediti commerciali		(200)	(8)
- debiti commerciali		314	13
- fondi per rischi e oneri		(8)	7
- altre attività e passività		(203)	1
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(97)	11
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(31)	(14)
Dividendi incassati		20	19
Interessi incassati		8	9
Interessi pagati		(3)	(3)
Imposte sul reddito pagate		(30)	(9)
Flusso di cassa netto da attività operativa		311	365
- di cui verso parti correlate	(31)	(3.141)	(2.932)
Investimenti:			
- attività immateriali	(12)	(103)	(82)
- partecipazioni	(14)	(1.562)	(102)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		421	
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(1.244)	(184)
- di cui verso parti correlate	(31)	(249)	(102)
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(19)		(119)
Rimborsi di passività per leasing	(19)	(4)	(5)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(19)	19	(56)
		15	(180)
Dividendi pagati ad azionista Eni		(185)	(150)
Apporti netti di capitale proprio da azionista Eni		3.300	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		3.130	(330)
- di cui verso parti correlate	(31)	3.115	(310)
Flusso di cassa netto dell'esercizio		2.197	(149)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	104	253
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(5)	2.301	104

Operazioni relative all'attività d'investimento o di finanziamento che non hanno comportato flussi di cassa

Per il 2021:

Acquisizione di ramo d'azienda "Attività Rinnovabili Italia" per €32 milioni con aumento del capitale sociale di €20 milioni e riserva sovrapprezzo azioni per €12 milioni.

Per il 2020:

Conversione in azioni del valore di €3 milioni del prestito obbligazionario convertibile acquistato da terzi nell'ambito dell'operazione di compravendita di Evolvere Spa Società Benefit.

Note al bilancio d'esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05.

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni gas e luce nella riunione del 18 febbraio 2022.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro eccetto quando indicato diversamente.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente rilevate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

¹ In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

2.1 Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

3 Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €2.301 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2020) sono denominate in euro ed includono saldi attivi di conto corrente presso la controllante Eni S.p.A. per €2.293 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2020). Il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,686%.

L'incremento di €2.197 milioni è la conseguenza del versamento a riserva soprapprezzo azioni effettuato dall'azionista Eni per €3.300 milioni, i cui fondi in parte hanno coperto gli investimenti dell'anno in partecipazioni e in parte saranno utilizzati per ricapitalizzazioni di partecipate che presentano rilevante indebitamento finanziario, per futuri acquisti di partecipazioni di cui la società ha sottoscritto nell'anno impegni di acquisto e per i pagamenti differiti di partecipazioni già acquisite.

6 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di €1.163 milioni (€880 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	1.076	876
Altri crediti:		
- verso controllante per IVA di gruppo	73	
- verso controllate per consolidato fiscale nazionale	12	
- altri	2	4
	87	4
	1.163	880

I crediti commerciali di €1.076 milioni riguardano prevalentemente crediti per bollette per gas ed energia elettrica verso la clientela retail e business. Comprendono inoltre crediti verso Eni Global Energy Markets SpA per derivati liquidati e non ancora incassati per €85 milioni.

L'aumento di €200 milioni, rispetto all'esercizio precedente, è dovuto, principalmente all'aumento dei prezzi nell'ultima parte dell'esercizio e ai crediti verso Eni Global Energy Markets SpA descritti precedentemente.

Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza nel 2022 per € 326 milioni (€278 milioni al 31 dicembre 2020).

In forza delle disposizioni contrattuali statuite Eni gas e luce provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute al factor.

I crediti verso la controllante per IVA di gruppo di €73 milioni si originano per effetto della riduzione dell'aliquota IVA sulle somministrazioni di gas naturale, a decorrere da ottobre, che ha determinato un versamento in acconto superiore a quanto addebitato ai clienti.

I crediti verso controllate per consolidato fiscale nazionale riguardano i rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale.

Gli altri crediti residui si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Altri crediti:		
- acconti per servizi		2
- compagnie di assicurazione	1	2
- altri	1	
	2	4

I crediti commerciali non sono, generalmente, produttivi di interessi e prevedono termini di pagamento che vanno da 20 giorni a 60 giorni.

I crediti commerciali e gli altri crediti sono interamente denominati in euro.

Eni gas e luce distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi in funzione della presenza di un processo di affidamento individuale. In particolare, per le controparti oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) rapporti commerciali e amministrativi pregressi (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, etc.); (iii) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward-looking.

Per la clientela retail la determinazione della probabilità di default è effettuata per cluster omogenei di clientela sulla base delle esperienze passate in termini di incasso, sistematicamente aggiornate, e integrate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito dei cluster delle controparti.

Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale e non classificabili all'interno di cluster omogenei l'expected loss è determinata sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro i valori di PD e LGD di riferimento (cd. ratio of expected loss).

La seguente tabella illustra le informazioni sull'esposizione al rischio di credito e sulle perdite attese relative a crediti verso la clientela per i quali è stata effettuata una valutazione sulla base di una prevision matrix:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi Valore	da 3 a 6 mesi Valore	da 6 a 12 mesi Valore	oltre 12 mesi Valore	
31.12.2021						
Clientela:						
- Retail	847	17	21	37	201	1.123
- Business	93	11	3	3	172	282
- Business infragruppo	196					196
Valore contabile lordo al 31.12.2021	1.136	28	24	40	373	1.601
Fondo svalutazione	(56)	(8)	(11)	(23)	(340)	(438)
Valore netto al 31.12.2021	1.080	20	13	17	33	1.163
Expected loss %	4,9%	28,6%	45,8%	57,5%	91,2%	27,4%
31.12.2020						
Clientela:						
- Retail	677	49	20	52	284	1.082
- Business	72	16	3	8	230	329
- Business infragruppo	16					16
- Altri	4					4
Valore contabile lordo al 31.12.2020	769	65	23	60	514	1.431
Fondo svalutazione	(42)	(13)	(11)	(38)	(447)	(551)
Valore netto al 31.12.2020	727	52	12	22	67	880
Expected loss %	5,5%	20,0%	47,8%	63,3%	87,0%	38,5%

I crediti non scaduti di €196 milioni, riferiti al business infragruppo, comprendono i crediti verso Eni Global Energy Markets SpA per derivati liquidati e non ancora incassati per €85 milioni e i crediti verso controllate e controllante per consolidato fiscale nazionale e IVA di gruppo per complessivi €85 milioni.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €438 milioni (€551 milioni al 31 dicembre 2020). La seguente tabella illustra le variazioni di tale fondo svalutazione intervenute nell'esercizio 2021:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
Fondo svalutazione al 31.12.2020	551		551
Accantonamenti	82		82
Utilizzi	(195)		(195)
Fondo svalutazione al 31.12.2021	438		438
Fondo svalutazione al 31.12.2019	603		603
Accantonamenti	125		125
Utilizzi	(177)		(177)
Fondo svalutazione al 31.12.2020	551		551

L'accantonamento di €82 milioni è calcolato sulla base dell'Expected Loss attesa; gli utilizzi di €195 milioni derivano sia dall'effetto delle cessioni not performing che da passaggi a perdita/stralci effettuati nel corso dell'esercizio.

I crediti commerciali lordi, pari a €1.514 milioni, si incrementano di €87 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto dei crediti verso Eni Global Energy Markets SpA per derivati liquidati e non ancora incassati e per effetto dell'aumento prezzi che ha compensato le cessioni not performing e i write-off effettuati.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 – Rapporti con parti correlate.

7 Rimanenze

Le rimanenze di merci di €2 milioni di euro (€2 milioni al 31 dicembre 2020) si riferiscono totalmente a beni extracommodity correlati alla campagna di installazione di caldaie e scaldacqua ai clienti con la formula della cessione dei crediti di imposta.

8 Attività e passività per imposte sul reddito

Le attività e passività per imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Attività	Passività	Attività	Passività
Imposte sul reddito correnti	1		3	4
- IRES			3	
- IRAP	1			4

Le attività per imposte sul reddito IRAP rappresentano l'imposta calcolata al 31 dicembre 2021 al netto degli acconti versati.

9 Altre attività e passività

Le altre attività e passività si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.752	796	3.487	501	232	55	175	35
Passività da contratti con la clientela			4				3	
Attività e passività relative ad altre imposte	10		193		52		125	
Altre attività e passività	78	324	4	459	20	68	2	230
	4.840	1.120	3.688	960	304	123	305	265

Le attività correnti di €4.840 milioni comprendono il fair value degli strumenti finanziari derivati di €4.752 milioni relativo a derivati stipulati a copertura del rischio prezzo su commodities commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati, le attività relative ad altre imposte di €10 milioni e le altre attività di €78 milioni.

Le attività relative ad altre imposte di €10 milioni (€52 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano principalmente gli acconti per imposta di consumo versati in misura superiore rispetto a quanto maturato sulla base del fatturato ai clienti pari a €7 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre attività di €78 milioni (€20 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, per efficientamento energetico e simili per €70 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2020) e risconti di prestazioni di servizio anticipate nell'esercizio ma di competenza degli esercizi successivi per €8 milioni (€9 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre attività non correnti di €1.120 milioni (€123 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano attività per strumenti derivati swap per €796 milioni (€55 milioni al 31 dicembre 2020) e crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, per efficientamento energetico e simili per €324 milioni (€68 milioni al 31 dicembre 2020). Questi ultimi rappresentano, insieme alla relativa quota a breve, il credito d'imposta ceduto a EGL utilizzabile, in compensazione dei propri debiti d'imposta, in 5/10 anni come previsto dal Decreto Legge n.34 del 30 aprile 2019 e da successive norme; le tipologie riguardano: (i) cessione credito di imposta derivante da soluzione "*Cappotto Mio e Interventi antisismici*", (ii) cessione credito d'imposta derivante da soluzione "*acquisto di caldaie e scaldacqua*" da parte di clienti finali e (iii) cessione credito d'imposta superbonus 110%.

Le passività correnti di €3.688 milioni comprendono il fair value degli strumenti finanziari derivati per €3.487 milioni, commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati, le passività relative ad altre imposte di €193 milioni, le passività da contratti con la clientela di €4 milioni e le altre passività di €4 milioni, di cui €1 milione è relativo a passività per attività di investimento.

Le passività relative ad altre imposte di €193 milioni (€125 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano la stima delle accise e imposte di consumo sui ricavi non ancora fatturati per €128 milioni (€101 milioni al 31 dicembre 2020), i debiti per accise per acconti versati in misura inferiore a quanto fatturato per €60 milioni (€19 milioni al 31 dicembre 2020) e debiti verso l'erario per ritenute da versare per €5 milioni (€5 milioni al 31 dicembre 2020).

La stima delle accise sui ricavi non ancora fatturati è iscritta in contropartita dei crediti per fatture da emettere.

Le altre passività correnti di €4 milioni comprendono risconti passivi di ricavi per €3 milioni e altre passività per attività di investimento di €1 milione verso i key manager della società Dhamma Energy Group Sarl.

Le altre passività non correnti di €960 milioni (€265 milioni al 31 dicembre 2020) sono riferite a strumenti derivati swap su commodity per €501 milioni (€35 milioni al 31 dicembre 2020), al debito a lungo termine verso le società di factoring correlato alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €240 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2020), a depositi cauzionali verso la clientela a fronte dei contratti di somministrazione di commodity gas e power per €197 milioni (€203 milioni al 31 dicembre 2020), a risconti passivi di ricavi per €13 milioni e altre passività per attività di investimento di €9 milioni verso i key manager delle società Be Power Spa (€6 milioni) e Dhamma Energy Group Sarl (€3 milioni).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 – Rapporti con parti correlate.

10 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Altri beni	Totale
2021		
Valore iniziale netto		
Investimenti		
Ammortamenti		
Valore finale netto		
Valore finale lordo	11	11
Fondo ammortamento e svalutazione	11	11
2020		
Valore iniziale netto		
Investimenti		
Ammortamenti		
Valore finale netto		
Valore finale lordo	11	11
Fondo ammortamento e svalutazione	11	11

Gli altri beni si riferiscono ad arredi per ufficio e sono ammortizzati con un coefficiente del 12%.

11 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing di €27 milioni (€29 milioni al 31 dicembre 2020) si analizza come segue:

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Altri beni	Totale
2021			
Valore iniziale netto	27	2	29
Incrementi	2	1	3
Ammortamenti	(4)	(1)	(5)
Valore finale netto	25	2	27
Valore finale lordo	34	4	38
Fondo ammortamento e svalutazione	9	2	11
2020			
Prima applicazione IFRS 16			
Valore iniziale netto	21	2	23
Incrementi	10	1	11
Ammortamenti	(4)	(1)	(5)
Valore finale netto	27	2	29
Valore finale lordo	32	3	35
Fondo ammortamento e svalutazione	5	1	6

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" riguarda la locazione di immobili per €25 milioni e di autovetture per €2 milioni.

Gli incrementi di €3 milioni si riferiscono a nuove attivazioni di contratti riguardanti principalmente i negozi flagship aperti nell'esercizio.

Le informazioni relative alla recuperabilità del valore di iscrizione del RoU sono riportate alla nota n.13 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le passività per beni in leasing di €29 milioni (€30 milioni al 31 dicembre 2020) denominate in euro si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2021			
Valore iniziale	5	25	30
Incrementi		3	3
Decrementi	(4)		(4)
Altre variazioni	5	(5)	
Valore finale	6	23	29
2020			
Valore iniziale	4	20	24
Incrementi		11	11
Decrementi	(5)		(5)
Altre variazioni	6	(6)	
Valore finale	5	25	30

Il totale dei flussi finanziari in uscita ammonta a €4 milioni e si analizza come di seguito indicato:

- (i) €3 milioni pagamenti per il rimborso della quota capitale;
- (ii) €1 milione pagamenti per interessi passivi.

L'ammontare rilevato nel conto economico si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Ammortamenti:		
- ammortamenti dei diritti di utilizzo beni in leasing	5	5
Proventi e oneri finanziari:		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	1	1
	6	6

12 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Costi per l'acquisizione della clientela	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: - Goodwill	Totale
2021								
Valore iniziale netto	4	86	117	8	14	229	823	1.052
Investimenti			60	43		103		103
Ammortamenti	(4)	(43)	(44)		(1)	(92)		(92)
Radiazioni								
Altre variazioni		44		(44)				
Valore finale netto		87	133	7	13	240	823	1.063
Valore finale lordo	19	316	331	7	32	705	823	1.528
Fondo ammortamento e svalutazione	19	229	198		19	465		465
2020								
Valore iniziale netto	10	105	100	7	15	237	823	1.060
Investimenti			51	31		82		82
Ammortamenti	(6)	(43)	(34)		(1)	(84)		(84)
Radiazioni		(6)				(6)		(6)
Altre variazioni		30		(30)				
Valore finale netto	4	86	117	8	14	229	823	1.052
Valore finale lordo	19	272	271	8	32	602	823	1.425
Fondo ammortamento e svalutazione	15	186	154		18	373		373

I diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €87 milioni e le concessioni, licenze, marchi e diritti simili interamente ammortizzate riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software e diritti di utilizzazione degli stessi.

I costi per l'acquisizione della clientela di €133 milioni si riferiscono alla capitalizzazione, in applicazione dell'IFRS 15, delle provvigioni pagate agli agenti per l'acquisizione di nuovi clienti.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €7 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software non ancora entrati in funzione al 31 dicembre 2021.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €13 milioni accolgono costi di acquisizione del portafoglio clienti in occasione di business combinations.

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette sono indicate alla nota n. 13 - Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono i seguenti:

(%)

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	12 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	12 - 33
Costi per l'acquisizione della clientela	17
Altre immobilizzazioni immateriali	3 - 20

Il saldo finale della voce goodwill di €823 milioni è integralmente riferito al Mercato Italia. Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 13 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

13 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo di beni in leasing

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle attività materiali e immateriali e dei diritti di utilizzo di beni in leasing, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine esterna, quali l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio Paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, ed interna, quali incremento dei costi, fenomeni di obsolescenza e altri fattori. Nel caso di inversione nel trend delle variabili di scenario o di migliori performance industriali rispetto al comparative period, il management valuta se siano venuti meno i fattori alla base di precedenti svalutazioni.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni gas e luce, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use - "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni gas e luce sono quelle alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni e le partecipate.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima come segue: (i) per i primi quattro anni della stima, i flussi sono desunti dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di vendita, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, crescita economica, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano normalizzato utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero. Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. In particolare, il goodwill di €823 milioni è interamente attribuito alla CGU Mercato Italia e riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. Le CGU comprendono inoltre i costi di acquisizione della clientela capitalizzati a seguito dell'introduzione dell'IFRS 15, i costi informatici capitalizzati e il diritto di utilizzo di beni in leasing iscritto a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16. In sede di impairment test la CGU Mercato Italia conferma la tenuta del valore di libro.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro delle CGU compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso secondo il metodo del DCF "Discount cash flow". Tale stima ha considerato i flussi di cassa rettificati delle CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dagli Amministratori e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano normalizzato per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax rettificato per il rischio Paese pari al 4,9%.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €5.271 milioni del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

14 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2021				2020				
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Accounti per acquisti di partecipazioni	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale netto	436	122	2		560	333	122		455
Acquisizioni	1.407			30	1.437	100		2	102
Sottoscrizioni	121	4			125				
Svalutazioni	(75)		(2)		(77)				
Conferimento ramo di azienda	28	6			34				
Altre variazioni		(122)			(122)	3			3
Valore finale netto	1.917	10		30	1.957	436	122	2	560
Valore finale lordo	2.001	10	2	30	2.043	439	122	2	563
Fondo svalutazione	84		2		86	3			3

Le partecipazioni sono aumentate di €1.397 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2020	560
<i>Incremento per:</i>	
Acquisizione	
Be Power SpA	764
Aldro Energia y Soluciones SLU	221
Eni New Energy US Inc.	151
Dhamma Energy Group SARL	140
Energias Ambientales de Outes SLU	43
Ecovent Parc Eolic SAU	36
Energias Alternativas Eolicas Riojanas SL	27
Eni Energy Solutions BV	13
Desarrollos Energeticos Riojanos SL	12
	1.407
Interventi sul capitale	
Eni New Energy US Inc	121
GreenIT SpA	4
	125
Conferimento ramo d'azienda	
Eni New Energy SpA	28
GreenIT SpA	6
	34
Acconti per acquisti di partecipazioni	30
<i>Decremento per:</i>	
Svalutazioni	
Eni Gas & Power France SA	(75)
Ovo Energy France SAS	(2)
	(77)
Altre variazioni	
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	(122)
	(122)
Partecipazioni al 31 dicembre 2021	1.957

Gli acconti per acquisti di partecipazioni di €30 milioni riguardano acconti versati per l'acquisto di società nel settore delle energie rinnovabili, la cui transazione si concluderà al completamento della fase di sviluppo degli impianti eolici e solari in costruzione.

Le altre variazioni di €122 milioni riguardano la riclassifica della partecipazione nella joint venture greca Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA operante nella distribuzione di gas naturale ad Attività destinate alla vendita.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Numero di azioni detenute	% di controllo dell'azionista	Saldo netto al 31/12/20	Saldo netto al 31/12/21 A	Valore di Patrimonio netto B (*)	Differenza rispetto alla valutazione al Patrimonio Netto C=B-A
Imprese controllate:						
- Adriaplin doo	6.608.037	51%	10	10	23	13
- Aldro Energia y Soluciones SLU	3.192.000	100%		221	349	128
- Be Power SpA	692.617	100%		764	757	(7)
- Desarrollos Energeticos Riojanos SL	525.625	60%		12	12	
- Dhamma Energy Group SARL	33.076	100%		140	139	(1)
- Ecovent Parc Eolic SAU	1.037.350	100%		36	36	
- Energias Alternativas Eolicas Riojanas SL	604.772	57,50%		27	27	
- Energias Ambientales de Outes SLU	21.313	100%		43	43	
- Eni Gas & Power France SA	4.271.318	99,87%	259	184	611	427
- Eni Energy Solutions BV	4.000	100%		13	(18)	(31)
- Eni New Energy SpA	9.296	100%		28	62	34
- Eni New Energy US Inc	100	100%		272	271	(1)
- Evolvere SpA Benefit	16.870.000	70,52%	103	103	104	1
- Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessaly SA	13.761.788	100%	61	61	125	64
- SEA SpA	60	60%	3	3	6	3
			436	1.917	2.547	630
Imprese in joint venture:						
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA (*)	121.092.526	49%	122			
- GreenIT SpA	25.500	51%		10	10	
			122	10	10	
Imprese collegate:						
- Ovo Energy France SAS	1.666.666	25%	2			
			2			
			560	1.927	2.557	630

(*) Riclassificata nel 2021 a Attività destinate alla vendita

(*) Il "Valore di Patrimonio netto B" include anche i plusvalori allocati in sede di Purchase Price Allocation

La partecipazione in Eni Energy Solutions BV presenta un valore di iscrizione superiore alla corrispondente quota di patrimonio netto per la presenza di riserve cash flow hedge negative nel patrimonio netto di una sua controllata destinate a riassorbirsi.

Le partecipazioni in Eni gas & power France SA e Ovo Energy France SAS sono state svalutate per allineare il valore contabile al Value in Use.

15 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di €1 milione (€1 milione al 31 dicembre 2020) comprendono il rapporto di conto corrente vincolato con Serfactoring SpA per i prestiti ai dipendenti e il credito finanziario verso Energías Ambientales de Outes SLU rilevato contestualmente all'acquisto della partecipazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 – Rapporti con parti correlate.

16 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate al netto delle passività per imposte differite (€202 milioni al 31 dicembre 2020) sono descritte alla nota n. 22 - Passività per imposte differite.

17 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €122 milioni riguardano la partecipazione nella joint venture greca Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA riclassificata tra le attività destinate alla vendita, a partire dal 1° ottobre 2021, in accordo con le previsioni dell'IFRS 5, sulla base di un accordo sottoscritto per la vendita della partecipazione.

18 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti ammontano a €1.657 milioni (€916 milioni al 31 dicembre 2020) e si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	986	672
Acconti e anticipi		1
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	411	
- per consolidato fiscale e IVA di gruppo	17	52
- altri debiti	243	191
	671	243
	1.657	916

I debiti commerciali di €986 milioni (€672 milioni al 31 dicembre 2020) includono debiti verso fornitori, stanziamenti per fatture da ricevere e debiti verso la controllante Eni SpA per €507 milioni (€191 milioni al 31 dicembre 2020).

Gli altri debiti relativi all'attività di investimento di €411 milioni si riferiscono al debito per la seconda tranche di acquisto della partecipazione nei confronti dei precedenti azionisti di Be Power Spa per 370 milioni e al debito verso Eni New Energy US Inc per un aumento di capitale sottoscritto e non ancora versato di €41 milioni.

Gli altri debiti per consolidato fiscale comprendono il debito verso la controllante Eni per €14 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2020) e il debito verso le controllate partecipanti al consolidato fiscale per la remunerazione dei relativi imponibili negativi per €3 milioni. Rispetto all'esercizio precedente si azzerano i debiti verso la controllante Eni per l'IVA di gruppo di €44 milioni.

Gli altri debiti residui si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Altri debiti:		
- debiti verso clienti retail & middle	153	149
- erario per canone rai	12	13
- personale	10	14
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	6	6
- consulenti	3	3
- altri	59	6
	243	191

I debiti verso clienti retail & middle di €153 milioni riguardano debiti verso clienti cessati.

Gli altri debiti di €59 milioni includono il debito a breve termine verso le società di factoring correlato alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €54 milioni (€3 milioni al 31 dicembre 2020).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro per €1.616 milioni e in dollari USA per €41 milioni.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 – Rapporti con parti correlate.

19 Passività finanziarie e analisi dell'indebitamento finanziario netto

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Altri finanziatori	41			41	22			22
Soci per finanziamenti		3		3		3		3
	41	3		44	22	3		25

Le passività finanziarie a breve termine di €41 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano i debiti verso società di factoring per crediti ceduti e successivamente incassati.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 – Rapporti con parti correlate.

Al 31 dicembre 2021 Eni gas e luce dispone di una linea di credito revolving con scadenza 2022 non utilizzata per €500 milioni. Questo contratto prevede interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2021 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni (monetarie e non monetarie) di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2020	22	3	5	25	55
Variazione dei flussi di cassa	19		(4)		15
Nuovi leasing				3	3
Altre variazioni			5	(5)	
Valore al 31.12.2021	41	3	6	23	73
Valore al 31.12.2019	78	122	4	20	224
Variazione dei flussi di cassa	(56)	(119)	(5)		(180)
Nuovi leasing				11	11
Altre variazioni			6	(6)	
Valore al 31.12.2020	22	3	5	25	55

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide	2.301	54
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		50
C. Altre attività finanziarie correnti		
D. Liquidità (A+B+C)	2.301	104
E. Debito finanziario corrente	41	22
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	9	8
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	50	30
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(2.251)	(74)
I. Debito finanziario non corrente	23	25
J. Strumenti di debito		
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	23	25
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	(2.228)	(49)

Nell'indebitamento finanziario non sono compresi i debiti verso società di factoring legati all'acquisto dei crediti d'imposta. Gli stessi, infatti, non presentano natura finanziaria in quanto: (i) hanno la stessa scadenza dei crediti acquisiti e (ii) il beneficiario dell'anticipazione operata dal factor è l'impresa cedente e non Eni gas e luce.

Si fa inoltre presente che l'indebitamento finanziario netto non include le passività per depositi cauzionali da clientela, con riferimento ai rapporti di fornitura di gas ed energia elettrica, in quanto si ritiene prevalente la natura di garanzia.

La riduzione di €2.179 milioni dell'indebitamento finanziario netto rispetto all'esercizio precedente è dovuta alla ricapitalizzazione dell'azionista Eni di €3.300 milioni che ha coperto gli esborsi per le acquisizioni delle partecipazioni per €1.141 milioni. Il restante miglioramento è dovuto principalmente al flusso di cassa netto da attività operativa di €311 milioni che ha consentito di coprire gli investimenti in attività immateriali per €103 milioni e il pagamento del dividendo all'azionista Eni per €185 milioni. Per i dettagli si rimanda al commento del Rendiconto finanziario riclassificato della Relazione sulla gestione.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 - Rapporti con parti correlate.

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Fondo rischi per contenziosi	Fondo indennità suppletiva clientela	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2020	10	14	8	32
Accantonamenti	3		1	4
Utilizzi a fronte oneri	(6)		(1)	(7)
Utilizzi per esuberanza	(3)		(2)	(5)
Altre variazioni		2		2
Valore al 31.12.2021	4	16	6	26

Il fondo indennità suppletiva clientela di €16 milioni accoglie la stima degli oneri che si devono corrispondere agli agenti al termine del rapporto di agenzia.

Il fondo rischi per contenziosi di €4 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede

arbitrale e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio.

Gli altri fondi di €6 milioni comprendono:

il fondo di €3 milioni per la potenziale restituzione a clienti di importi pagati relativi a periodi prescritti;

il fondo di €2 milioni per gli oneri sociali e trattamento di fine rapporto connessi ai piani di incentivazione monetaria azionaria;

il fondo di €1 milione relativo a rischi di restituzione di addizionali accise per energia elettrica sulle annualità 2010 e 2011, che rappresenta la miglior stima dell'esborso previsto alla data di bilancio. L'ammontare massimo che potrebbe essere richiesto dai clienti ammonta a circa €50 milioni che tuttavia sarebbero oggetto di procedura di rimborso nei confronti dell'Agenzia delle Dogane per l'importo non accantonato. Tale fattispecie si ricollega alla sentenza della Corte di Cassazione n. 27101/2019 che ha stabilito la disapplicazione dell'addizionale sin dalla data di entrata in vigore della direttiva 2008/18.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
TFR	13	13
Fisde	5	5
	18	18
Altri fondi per benefici ai dipendenti	76	107
	94	125

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (Fisde) è determinato con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €76 milioni (€107 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano: (i) impegni assunti nell'ambito di tre operazioni di ristrutturazione sottoscritte rispettivamente nel 2017 per €4 milioni al 31 dicembre 2021 (€10 milioni al 31 dicembre 2020), nel 2018 per €49 milioni al 31 dicembre 2021 (€72 milioni al 31 dicembre 2020) e nel 2020 per €13 milioni (€15 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) fondo gas per €2 milioni (€3 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) incentivi monetari differiti e a lungo termine per €7 milioni (€6 milioni al 31 dicembre 2020) e compensi per Jubilee Awards per €1 milione (€1 milione al 31 dicembre 2020).

Gli impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione relativi all'accordo sottoscritto nel 2017 sono relativi a risoluzioni consensuali ex art. 4 Legge 92/2012 (cd. Legge Fornero), hanno interessato 139 dipendenti e prevedono un ritiro anticipato dal lavoro sino a 4 anni rispetto alla data di pensionamento prevista dalle leggi vigenti. Gli impegni assunti nell'ambito di operazioni di ristrutturazione relativi agli accordi sottoscritti nel 2018 e 2020 sono relativi sempre a risoluzioni consensuali ex art. 4 Legge 92/2012, hanno interessato 320 dipendenti nel 2018 e 73 dipendenti nel 2020 e prevedono un ritiro anticipato dal

lavoro sino a 7 anni rispetto alla data di pensionamento prevista dalle leggi vigenti. Per entrambi gli accordi, le persone aderenti ricevono dall'INPS una prestazione pensionistica mensile calcolata sulla base dei diritti maturati alla data del ritiro dal lavoro. La società continua a pagare all'INPS i contributi previdenziali.

Il fondo gas è un fondo pensione integrativo, istituito negli anni '70 e gestito dall'INPS, per i dipendenti del settore della distribuzione gas cui sono iscritti alcuni dipendenti che in passato operavano in tale settore.

I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di *vesting* triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target).

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	13	5	107	125	16	5	118	139
Costo corrente			2	2			2	2
Interessi passivi								
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie								
- Effetto dell'esperienza passata			(8)	(8)			(1)	(1)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							20	20
Benefici pagati			(25)	(25)	(3)		(32)	(35)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	13	5	76	94	13	5	107	125

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali e rilevati a conto economico, si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021				31.12.2020			
	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Costo corrente			2	2			2	2
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							20	20
Interessi passivi (attivi) netti:								
- Interessi passivi sull'obbligazione								
Totale interessi passivi (attivi) netti								
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"								
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"								
Rivalutazioni dei piani a lungo termine			(8)	(8)			(1)	(1)
Totale			(6)	(6)			21	21
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			(6)	(6)			21	21
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"								

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo risultano essere inferiori al milione di euro.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

	31.12.2021			31.12.2020			
	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	
Tasso di sconto:	(%)	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3	0,0-0,3
Tasso d'inflazione:	(%)	1,75	1,75	1,75	0,8	0,8	0,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)			2,75			1,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni:	(anni)		22-26		22-26		

È stata eseguita un'analisi di sensitività sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando valutazioni con i seguenti parametri modificati: +/-0,5% del tasso di sconto e del tasso di inflazione e +/-10% dei target per gli incentivi differiti. Gli unici effetti superiori ad €1 milione derivanti dalle ipotizzate modifiche sono: (i) una riduzione delle passività nette di €2 milioni all'aumento dello 0,5% del tasso di sconto; (ii) un aumento delle passività nette di €1 milione alla diminuzione dello 0,5% del tasso di sconto.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per benefici a dipendenti sono di seguito indicati:

(€ milioni)	TFR	FISDE	Altri fondi per benefici ai dipendenti	
31.12.2021				
2021	1		23	
2022	1		19	
2023	1		16	
2024	1		10	
2025	1	1	5	
Oltre	8	4	3	
	13	5	76	
Durata media ponderata	(anni)	8	16	2
31.12.2020				
2020	1		29	
2021	1		25	
2022	1		20	
2023	1		15	
2024	1		11	
Oltre	8	5	7	
	13	5	107	
Durata media ponderata	(anni)	9	15	2

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite ammontano a €269 milioni (€202 milioni di attività nette per imposte anticipate al 31 dicembre 2020) e sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili per €131 milioni (€26 milioni di passività per imposte differite al 31 dicembre 2020).

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate	Passività per imposte differite	Passività nette per imposte differite
			al netto del fondo svalutazione		
31.12.2021					
Valore iniziale	228		228	(26)	202
Incrementi	22		22	(1)	21
Decrementi	(119)		(119)	3	(116)
Altre variazioni				(376)	(376)
Valore finale	131		131	(400)	(269)

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate	Passività per imposte differite	Attività nette per imposte anticipate
			al netto del fondo svalutazione		
31.12.2020					
Valore iniziale	319		319	(13)	306
Incrementi	58		58	(1)	57
Decrementi	(117)		(117)	4	(113)
Altre variazioni	(32)		(32)	(16)	(48)
Valore finale	228		228	(26)	202

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
	31.12.2021				
Imposte sul reddito differite:					
- fair value strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(17)			(376)	(393)
- altre	(9)	(1)	3		(7)
	(26)	(1)	3	(376)	(400)
Imposte sul reddito anticipate:					
- fondo svalutazione crediti	131	19	(47)		103
- perdite fiscali remunerate dal consolidato fiscale nazionale	61		(60)		1
- fondi per rischi e oneri e fondi benefici dipendenti	36	3	(12)		27
	228	22	(119)		131
Passività nette per imposte differite	202	21	(116)	(376)	(269)
31.12.2020					
Imposte sul reddito differite:					
- fair value strumenti derivati di copertura cash flow hedge				(17)	(17)
- altre	(13)	(1)	4	1	(9)
	(13)	(1)	4	(16)	(26)
Imposte sul reddito anticipate:					
- fondo svalutazione crediti	142	50	(61)		131
- perdite fiscali remunerate dal consolidato fiscale nazionale	105		(43)	(1)	61
- fondi per rischi e oneri e fondi benefici dipendenti	41	8	(13)		36
- fair value strumenti derivati di copertura cash flow hedge	28			(28)	
- perdita fiscale	2			(2)	
- altre	1			(1)	
	319	58	(117)	(32)	228
Attività nette per imposte anticipate	306	57	(113)	(48)	202

Il decremento delle attività per imposte sul reddito anticipate è prevalentemente dovuto all'utilizzo del fondo svalutazione crediti tassato, parzialmente compensato dall'incremento effettuato a fronte di accantonamenti per lo stesso fondo non deducibili secondo le norme fiscali, e all'utilizzo delle perdite fiscali. Infatti la società, a fronte di un imponibile positivo, ha utilizzato le proprie perdite pregresse, in applicazione del regolamento del consolidato fiscale nazionale di gruppo.

Le altre variazioni alla voce "fair value strumenti derivati di copertura cash flow hedge" si riferiscono all'imputazione a patrimonio netto delle imposte anticipate e differite sulla riserva da valutazione al fair value degli strumenti derivati in Cash Flow Hedge.

Il management al fine di verificare la recuperabilità delle imposte differite attive ha redatto un “piano fiscale” sulla base dei risultati attesi derivati dal piano industriale approvato dagli Amministratori che porta a confermare la recuperabilità delle stesse.

23 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2021		31.12.2020	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su merci</i>				
- Swap su merci	3.621	3.595	180	177
	3.621	3.595	180	177
Contratti derivati cash flow hedge				
<i>Contratti su merci</i>				
- Swap su merci	1.927	393	107	33
	1.927	393	107	33
Totale contratti derivati netti	5.548	3.988	287	210
Di cui:				
- correnti	4.752	3.487	232	175
- non correnti	796	501	55	35

Gli strumenti finanziari derivati in essere, il cui fair value è rappresentato da un'attività netta di €1.560 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2020), sono relativi a contratti swap su commodity gas e power.

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 24 – Patrimonio netto e n. 27 – Costi operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Per tutti i derivati la gerarchia del fair value è di Livello 2, ossia valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi).

24 Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni gas e luce

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Capitale sociale	770	750
Riserva sovrapprezzo azioni	3.963	651
Riserva legale	20	10
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	995	42
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(1)	(1)
Perdite relative a esercizi precedenti	(87)	(89)
Utile dell'esercizio	170	195
	5.830	1.558

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2021, il capitale sociale di Eni gas e luce, interamente versato, ammonta a €770 milioni ed è rappresentato da n. 770.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. L'incremento di capitale sociale di € 20 milioni deriva dal conferimento del ramo d'azienda Rinnovabili.

Riserva per Sovrapprezzo azioni

La riserva per sovrapprezzo azioni di €3.963 milioni aumenta di €3.312 migliaia di euro per la ricapitalizzazione da parte dell'azionista Eni per € 3.300 milioni e per il conferimento del ramo d'azienda Rinnovabili per €12 milioni.

Riserva legale

La riserva legale ammonta a €20 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2020) e si incrementa rispetto all'esercizio precedente per effetto della destinazione dell'utile del 2020, come da delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 28 aprile 2021.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

È costituita dal fair value dei contratti derivati che soddisfano le condizioni per essere considerati come copertura delle variazioni di prezzo delle commodity per €1.388 milioni, al netto di €393 milioni di imposte differite.

Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €1 milione è relativa alla rilevazione di quelle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo.

Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Perdite relative a esercizi precedenti

La riserva si incrementa di €2 milioni rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto della destinazione dell'utile del 2020, come da delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 28 aprile 2021 pari a €1 milione.

La riserva accoglie il saldo negativo, al netto dell'effetto fiscale, derivante dal restatement a seguito dalla prima applicazione dell'IFRS 9 (effetto negativo di €166 milioni) e dell'IFRS 15 (effetto positivo di €37 milioni) e i riporti a nuovo degli utili relativi ad esercizi precedenti (effetto positivo di €42 milioni).

Analisi del patrimonio netto per origine, possibilità di utilizzazione e distribuibilità

(€ milioni)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
A) CAPITALE SOCIALE	770		
B) RISERVE DI CAPITALE			
Riserva sovrapprezzo azioni	3.963	A,B	3.963
C) RISERVE DI UTILI			
Riserva legale	20	B	20
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	995		
Perdite relative a esercizi precedenti	(87)		(87)
	5.661		3.896
Quota riserva non distribuibile			3.896
Residua quota riserve distribuibili			
Legenda:			
A: disponibile per aumento di capitale			
B: disponibile per copertura perdite			
C: disponibile per distribuzione ai soci			

Non è presente alcun vincolo sul patrimonio dovuto a deduzioni extracontabili.

25 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Garanzie Eni gas e luce	505	616	1.121	404	255	659

Le garanzie personali o parent company guaranties, prestate da Eni SpA nell'interesse di Eni gas e luce sono di importo pari a €616 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2020).

Le parent company guaranties rilasciate nell'interesse di Eni gas e luce sono state emesse principalmente a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione del gas naturale ed il loro ammontare è stato determinato in base alle disposizioni del "Codice di Rete Tipo per la distribuzione del gas naturale" approvato dall'ARERA con Delibera 108/06 e successive modifiche, che prevedono l'emissione di questa tipologia di garanzia.

Le fidejussioni bancarie emesse nell'interesse di Eni gas e luce sono di importo pari a €505 milioni (€404 milioni 31 dicembre 2020).

Le fidejussioni rilasciate nell'interesse di Eni gas e luce, sono state emesse principalmente a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione dell'energia elettrica. La loro presenza è determinata dalle disposizioni dell'art 3.1 del "Codice di Rete Tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica- Delibera 609/2015/R/eel", che prevede l'emissione di questa tipologia di garanzia.

Impegni di acquisto

Gli impegni di acquisto di €249 milioni riguardano impegni sottoscritti nell'anno per futuri acquisti delle seguenti partecipazioni:

€52 milioni per la società greca Solar Konzept Greece (SKGR) acquisita nel gennaio 2022;

€76 milioni per le società spagnola Cuevas facente parte del progetto Anchor SPA2;

€121 milioni per un gruppo di società spagnole facente parte del progetto Anchor SPA3.

Gestione dei rischi

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate dal Consiglio di Amministrazione della controllante Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di interesse o dei tassi di cambio possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle "Linee di indirizzo" Eni indicate in

precedenza, dalle “Linee guida” approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest’ultima nei limiti posti dalla normativa bancaria in tema di “Concentration Risk”) nonché su Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA garantiscono la copertura dei fabbisogni e l’assorbimento dei surplus finanziari di Eni gas e luce. Inoltre, per quanto attiene ai derivati su commodities, la gestione è affidata all’unità Energy Management che opera sulla base di contratti bilaterali con la Capogruppo. In particolare, in Eni SpA e in Eni Global Energy Markets SpA sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati di Eni gas e luce. I contratti derivati sono stipulati con l’obiettivo di gestire il rischio di prezzo delle commodity in un’ottica di ottimizzazione. Eni gas e luce monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni gas e luce è esposta o potrebbe essere esposta. Lo schema di riferimento definito attraverso le “Linee di indirizzo” prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Le funzioni di indirizzo sono affidate a un Comitato per il rischio commodities.

Eni gas e luce non stipula contratti derivati con finalità di trading.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo del gas naturale e dell’energia elettrica producano significative variazioni dei margini operativi di Eni gas e luce, determinando un impatto sul risultato economico. Il rischio di prezzo delle commodity è derivante dalla circostanza che le indicizzazioni dei contratti d’acquisto possano divergere da quelle dei contratti di vendita. L’esposizione commerciale è connotata dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l’implementazione di una o più strategie ed è soggetta ai già ricordati limiti di rischio specifici (VaR e Soglie di revisione strategia). L’obiettivo di risk management Eni gas e luce è l’ottimizzazione delle attività “core” nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. L’unità di Energy Management assicura la gestione delle posizioni rinvenienti dalle indicizzazioni in vendita utilizzando le flessibilità dei contratti in acquisto e trasferendo ad Eni eventuali sbilanci.

A tale scopo, Eni gas e luce utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF e OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, ed energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari infoprovider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l’approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Nel 2021, per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity, i valori registrati in termini di VaR hanno oscillato tra un minimo di €0,2 milioni e un massimo di €2,6 milioni, con un valore medio di €1,2 milioni.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l’esposizione dell’impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni gas e luce ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali.

Eni gas e luce ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. Quest'ultima costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

La gestione del credito è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali e il monitoraggio delle esposizioni creditizie, ivi comprese le attività di recupero crediti e l'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente; in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info-provider specialistici. A livello Eni gas luce tali indirizzi sono declinati in politiche di affidamento dei singoli clienti (per la clientela business) o di cluster di clienti (per la clientela retail). Viene inoltre attuata una costante azione di monitoraggio dell'andamento dei crediti scaduti e delle curve di incasso.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

L'obiettivo di risk management della Società è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business, garantisca un livello di liquidità adeguato per la Società minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Eni gas e luce ha diritto di accedere alle disponibilità finanziarie concesse dalle società del Gruppo Eni, in base agli accordi esistenti con queste ultime.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari, compresi i pagamenti per interessi nonché l'orizzonte temporale degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3						3
Passività finanziarie a breve termine	41						41
Passività per leasing	6	5	5	4	3	6	29
Passività per strumenti finanziari derivati	3.487	462	39				3.988
	3.537	467	44	4	3	6	4.061
Interessi su debiti finanziari	1						1
Interessi su passività per beni in leasing	1	1				1	3
	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3						3
Passività finanziarie a breve termine	22						22
Passività per leasing	5	4	4	4	4	9	30
Passività per strumenti finanziari derivati	175	30	5				210
	205	34	9	4	4	9	265
Interessi su debiti finanziari	1						1
Interessi su passività per beni in leasing	1	1	1			1	4

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2022	2023-2026	Oltre	Totale
31.12.2021				
Debiti commerciali	986			986
Altri debiti e anticipi	671			671
	1.657			1.657
	Anni di scadenza			
	2021	2022-2025	Oltre	Totale
31.12.2020				
Debiti commerciali	672			672
Altri debiti e anticipi	244			244
	916			916

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021		2020	
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:				
- Crediti commerciali e altri crediti (a)	1.163	(82)	880	(125)
- Crediti finanziari	1		1	
- Debiti commerciali e altri debiti	(1.657)		(916)	
- Debiti finanziari (b)	(44)	(7)	(25)	(7)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti" per €82 milioni di svalutazioni nette (€125 milioni di svalutazioni nette nel 2020).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per €7 milioni di oneri (€7 milioni di oneri nel 2020).

Contenziosi

Eni gas e luce è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e considerando che in alcuni casi non è possibile determinare una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni gas e luce ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti

negativi rilevanti. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni gas e luce si rinvia al paragrafo “Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi” delle Note al bilancio consolidato.

26 Ricavi

I ricavi netti della gestione caratteristica di €4.358 milioni (€4.172 milioni nel 2020) sono integralmente realizzati in Italia e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Gas	2.775	2.621
Power	1.479	1.467
Altro	104	84
	4.358	4.172

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31- Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di €59 milioni (€29 milioni nel 2020) si riferiscono principalmente al recupero costi legati all'attività caratteristica per €39 milioni (€20 milioni nel 2020) e a proventi per prescrizioni e insussistenze di debiti per €14 milioni (€9 milioni nel 2020).

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31- Rapporti con parti correlate.

27 Costi operativi

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	2021	2020
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.814	1.456
Costi per servizi	1.962	2.084
Costi per godimento di beni di terzi	1	7
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(1)	7
Altri oneri	27	37
	3.803	3.591

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci comprendono i costi per acquisto di gas naturale per €1.219 milioni (€981 milioni nel 2020), di energia elettrica per €582 milioni (€458 milioni nel 2020) e altre merci per €13 milioni (€17 milioni nel 2020).

I costi per servizi sono dettagliati come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Costi per servizi:		
Trasporto e distribuzione di gas naturale	929	1.013
Trasporto e movimentazioni di energia elettrica	621	723
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	118	99
Costi di vendita diversi	118	100
Provvigioni ad agenti	98	83
Consulenze e prestazioni professionali	46	40
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	25	15
Postali, telefoniche e ponti radio	21	18
Facchinaggio e manovalanza	18	20
Energia termica	14	10
Banche dati	13	10
Servizi di ispezioni e analisi	10	1
Servizi bancari	8	9
Viaggi, missioni e altri servizi relativi al personale	7	7
Gestione complessi immobiliari	2	3
Servizi per archivi	1	1
Altri servizi	16	13
	2.065	2.165
a dedurre:		
Servizi per investimento	(103)	(81)
	1.962	2.084

I servizi per investimento di €103 milioni riguardano la capitalizzazione di costi per acquisizione della clientela per €60 milioni (€51 milioni nel 2020) e costi per prestazioni informatiche per €43 milioni (€31 milioni nel 2020).

I costi per godimento di beni di terzi di €1 milione (€7 milioni nel 2020) comprendono principalmente canoni per locazione di uffici verso la controllante Eni e altre quote minori sempre relative a *non-lease component*.

Gli accantonamenti netti negativi di €1 milione (€7 milioni nel 2020) includono principalmente accantonamenti al fondo rischi per contenziosi per €3 milioni compensati dagli utilizzi per esuberanza di €5 milioni riferiti al fondo rischi per contenziosi di €3 milioni e agli altri fondi per €2 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €27 milioni (€37 milioni nel 2020) comprendono oneri su transazioni, penalità contrattuali e risarcimenti per €10 milioni (€13 milioni nel 2020), il contributo alla Gestione Fondo Bombole Metano per €8 milioni (€7 milioni nel 2020), imposte indirette per €4 milioni (€4 milioni nel 2020), oneri da insussistenza o prescrizione di crediti per €4 milioni (€9 milioni nel 2020) e il contributo per il funzionamento dell'ARERA per €1 milione (€2 milioni nel 2020).

Svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti

L'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti di €82 milioni (€125 milioni nel 2020) è relativo integralmente ai crediti commerciali verso la clientela retail e business per la vendita di gas naturale ed energia elettrica. Il decremento, rispetto all'anno precedente, è dovuto alle migliori performance di incasso, anche a seguito della generalizzata ripresa economica post pandemia, che ha più che compensato l'effetto dei maggiori ricavi.

Costo lavoro

(€ milioni)	2021	2020
Salari e stipendi	71	71
Oneri sociali	20	20
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	(6)	21
Altri costi	8	7
	93	119

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti negativi di €6 milioni includono €8 milioni di rivalutazione dei piani a lungo termine per effetto della revisione delle stime attuariali.

Gli altri costi di €8 milioni comprendono principalmente oneri per programmi a contributi definiti per €5 milioni e oneri per esodi agevolati di €2 milioni.

Il costo lavoro si riduce di €26 milioni principalmente per l'assenza nell'anno dell'accantonamento di €20 milioni operato nel 2020 in ottemperanza allo IAS 19 dei "post retirement – benefits" previsti dall'accordo sindacale per l'uscita al 30 novembre 2020 di 73 dipendenti e per la rivalutazione dei piani a lungo termine per effetto della revisione delle stime attuariali per €8 milioni.

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2021	2020
Dirigenti	44	42
Quadri	349	317
Impiegati	745	771
	1.138	1.130

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria all'inizio ed alla fine del periodo.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo

di competitors di Eni (“Peers Group”)¹ rapportato anch’esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento ²; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l’analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell’indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l’indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni (“Peer Group”); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all’omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell’anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l’effettiva performance aziendale derivante dall’azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell’Intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq/kboe) , rispetto all’omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell’anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all’omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell’anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell’anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all’andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall’attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Sono state attribuite ai dipendenti a ruolo della società: (i) nel 2021, n. 119.819 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 125.085 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (iii) nel 2019, n. 78.284 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€11,642 per l’attribuzione 2021; €8,303 per l’attribuzione 2020 e €13,714, per l’attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period

¹ Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

² La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

(7,4% per l'attribuzione 2021, 7,1% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (45% per l'attribuzione 2021; 44% per l'attribuzione 2020 e 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €0,788 milioni (€0,476 milioni nel 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €135.000 e €86.000 rispettivamente per gli esercizi 2021 e 2020. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €109.000 e €108.000, rispettivamente per gli esercizi 2021 e 2020.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni gas e luce che abbiano costituito un costo per Eni gas e luce, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi operativi netti di €16 milioni (€12 milioni di proventi nel 2020) riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci stipulati con Eni SpA ed Eni Global Energy Markets SpA privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS.

I proventi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31- Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti

(€ milioni)	2021	2020
Ammortamenti:		
- attività materiali		
- attività immateriali	93	84
- diritti di utilizzo di attività in leasing	5	5
	98	89

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono riferiti principalmente a progetti informatici per €48 milioni (€49 milioni nel 2020) ed a oneri di acquisizione della clientela per €45 milioni (€35 milioni nel 2020).

Radiazioni

(€ milioni)	2021	2020
Radiazioni:		
- attività materiali		
- attività immateriali		6
		6

28 Proventi (oneri) finanziari

I proventi e oneri finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	7	5
Oneri finanziari	(16)	(29)
Strumenti finanziari derivati	1	
	(8)	(24)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(7)	(7)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(1)	(1)
	(8)	(8)
Strumenti finanziari derivati		
- Strumenti finanziari derivati su valute	1	
	1	
Altri proventi (oneri) finanziari		
- Altri proventi (oneri) finanziari	(1)	(16)
	(1)	(16)
	(8)	(24)

Gli interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori si riferiscono a commissioni per mancato utilizzo di linee di credito concesse da Eni per €5 milioni (€5 milioni nel 2020) e agli interessi passivi sui finanziamenti breve termine verso Eni per €2 milioni (€2 milioni nel 2020).

Gli altri oneri finanziari netti sono relativi alle operazioni di factoring per €6 milioni (€21 milioni nel 2020), agli interessi maturati al 31 dicembre 2021 sul debito per la seconda tranche di acquisto della partecipazione Be Power Spa per €2 milioni, compensati da interessi attivi su crediti commerciali per €7 milioni (€5 milioni nel 2020).

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 11 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 31 - Rapporti con parti correlate.

29 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Dividendi	20	19
Svalutazioni e altri oneri	(77)	
	(57)	19

I proventi di €20 milioni (€19 milioni nel 2020) riguardano dividendi distribuiti dalla Gas Supply Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€10 milioni), dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€9 milioni) e da Adriaplin d.o.o. (€1 milione).

Le svalutazioni e altri oneri di €77 milioni comprendono le svalutazioni della partecipazione in Eni Gas &

Power France SA per €75 milioni ed Ovo Energy France SAS per €2 milioni.

30 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Imposte correnti:		
Ires	7	9
Irap	20	18
	27	27
Imposte differite e anticipate nette:		
Imposte differite	(2)	(3)
Imposte anticipate	97	59
	95	56
	122	83

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando le aliquote fiscali Ires e Irap vigenti in Italia (rispettivamente del 24% e 4,30%) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2021		2020			
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta		
Utile prima delle imposte	292	24,00%	70	278	24,00%	67
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	357	4,30%	15	283	4,32%	12
Aliquota teorica ⁽¹⁾	29,26%	85	28,40%	79		
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- rideterminazione differite/anticipate per cambio aliquota media IRAP		0,01%				
- imponibili e imposte indeducibili		0,22%			0,70%	
- imposte anno precedente		2,80%			0,29%	
- dividendi società partecipate		-1,26%			-1,55%	
- svalutazione partecipazioni		7,49%				
- fondo svalutazione crediti		0,97%			1,96%	
- altre variazioni		2,28%			0,19%	
Aliquota effettiva	41,77%		29,99%			

(1) L'aliquota teorica complessiva è determinata rapportando le imposte calcolate applicando le aliquote delle imposte sul reddito (Ires e Irap) all'utile prima delle imposte.

L'ultimo esercizio definito da Eni Gas e Luce con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2015. Per effetto delle previsioni dei cosiddetti provvedimenti Covid, in ultimo la legge 26 febbraio 2021 n. 21, gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2015 possono essere notificati fino al 28 febbraio 2022.

31 Rapporti con parti correlate

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

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante Eni e con le altre società del gruppo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e fanno parte della ordinaria gestione.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2021

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2021			2021					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi		Altri proventi (oneri) Altro operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	
Impresa controllante									
Eni SpA	77	55		68		1	1		
Eni SpA (Div. Exploration & Production)	2	1		1			5	5	
Eni SpA (Div. GLP)	4.653	4.382		1.457	223		(152)		36
Eni SpA (Div. Refining & Marketing)	12	2		2			19	4	
	4.744	4.440		1.457	294	1	(127)	9	36
Imprese controllate									
CGDB LAERTE Srl		3		3					
CGDB ENRICO Srl		2		2					
Eni Gas & Power France SA	1								1
Eni New Energy Spa	1	4		1	(1)				
Eni New Energy US Inc		41							
Evolvere Spa Società Benefit	10						1		
SEA Spa	2	7			10				
Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company SA	1								1
Wind Park Laterza Srl		2		2					
Altre (*)	3	1					1		1
	18	60		8	9		2		3
Imprese del Gruppo Eni									
Eni Corporate University SpA		1			1				
Eni Fuel SpA								1	
Eni Global Energy Markets Spa e UK Branch	981	70		(332)					(20)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	2						4	2	
Eni Servizi Spa					5				
Petroven Srl								1	
Serfactoring Spa		3							
Versalis Spa					1				
Altre (*)					1		1		
	983	74		(332)	8		5	4	(20)
Imprese in joint venture									
GreenIt Spa	1	1			(1)				
	1	1			(1)				
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Enel		4			378				
Gruppo Ferrovie dello Stato							2		
Gruppo Italgas	1	49			557		2	1	
Gruppo Poste Italiane	2	4			14		6	3	
Gruppo Snam	5						10	9	
Gruppo Terna	9	53		44	90		14	35	
GSE - Gestore Servizi Energetici	6	47		608	2		47		
	23	157		652	1.041		81	48	
Totale	5.769	4.732		1.785	1.351	1	(39)	61	3 16

(*) Per rapporti di importo inferiore a € 1 milione.

Esercizio 2020

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2020			2020						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Impresa controllante										
Eni SpA	1	81		54	2		1	1		
Eni SpA (Div. Exploration & Production)	3						4	5		
Eni SpA (Div. GLP)	251	371		1.372	232		15			17
Eni SpA (Div. Refining & Marketing)	5						9	4		
	260	452		1.372	286	2	29	10		17
Imprese controllate										
Adriaplin doo										1
Eni Gas & Power France SA	1									
Evolvere Spa Società Benefit	2									
SEA Spa		1			1					
Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company SA	1									1
	4	1		1						2
Imprese del Gruppo Eni										
Eni Corporate University SpA					1					
Eni Fuel SpA							1			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	2						2	3		
Eni Servizi Spa					6					
Eni Trading & Shipping SpA e UK Branch	37	2								(5)
Petroven Srl								1		
Serfactoring Spa		13								
Versalis Spa					1					
Altre (*)	1									
	40	15		8			3	4		(5)
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel		87			513					
Gruppo Ferrovie dello Stato								2		
Gruppo Italgas	1	177			710			3		
Gruppo Poste Italiane	2	3			13		8	3		
Gruppo Snam	2						7	10		
Gruppo Terna	9	40		18	96	1	15	28		
GSE - Gestore Servizi Energetici		5		70	2		7			
	14	312		88	1.334	1	42	41		
Totale	318	780		1.460	1.629	3	74	55	2	12

(*) Per rapporti di importo inferiore a € 1 milione.

I rapporti più significativi con la controllante Eni SpA, le imprese controllate e le altre società del gruppo riguardano:

- contratti passivi verso Eni SpA per l'acquisto di commodity gas e power, logistica primaria, contratti derivati su commodity, fornitura di servizi centralizzati ad ampio raggio, locazione fabbricati a uso uffici;
- contratti attivi con Eni SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Fuel SpA e Petroven Srl per la fornitura di servizi di gas e power per gli uffici;
- contratto con Eni Global Energy Markets SpA e la sua branch UK per derivati su commodity;
- contratto per acquisto energia elettrica da Eni New Energy SpA, CGDB Laerte Srl, CGDB Enrico Srl e Wind Park Laterza Srl;
- contratto per servizi tecnici di ispezione e analisi verso Sea SpA;
- contratti passivi per addestramento e aggiornamento personale con Eni Corporate University SpA;
- contratti attivi per vendite di materiali a Evolvere SpA Società Benefit;
- riaddebiti costi per consulenze e prestazioni professionali a Eni New Energy SpA e GreenIt SpA;
- contratto con Eniservizi SpA per la gestione dei servizi relativi agli immobili ed al personale;
- rapporto con Serfactoring SpA relativo ai debiti verso fornitori che hanno ceduto il loro credito con clausole pro soluto e pro solvendo;
- debiti verso Eni New Energy US Inc per l'aumento di capitale sottoscritto da versare;
- debiti verso Evolvere SpA Società Benefit, Eni New Energy SpA e Green It SpA per consolidato fiscale;

- crediti verso Sea SpA, CGDB Laerte Srl, CGDB Enrico Srl e Wind Park Laterza Srl per consolidato fiscale;
- contratti attivi per prestiti di personale in comando verso Eni Gas & Power France SA e Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company S.A..

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

- l'acquisizione di servizi di distribuzione di gas dal gruppo Italgas sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente - ARERA;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione di power dal gruppo Enel sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente - ARERA;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, da GSE – Gestore Servizi Energetici;
- l'acquisto di servizi di postalizzazione e la vendita di commodity gas e power al gruppo Poste Italiane;
- la fornitura di gas e power per gli uffici per le società del gruppo Italgas, gruppo Snam e del gruppo Ferrovie dello Stato.

Rapporti di natura finanziaria

Esercizio 2021

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2021			2021	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Strumenti finanziari derivati
Impresa controllante					
Eni SpA	2.293	3	1.121	7	(1)
	2.293	3	1.121	7	(1)
Impresa controllate					
Energias Ambientales de Outes Slu	1				
	1				
Totale	2.294	3	1.121	7	(1)

Esercizio 2020

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2020			2020	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Strumenti finanziari derivati
Impresa controllante					
Eni SpA	97	3	659	7	
	97	3	659	7	
Imprese del Gruppo Eni					
Serfactoring SpA	1				
	1				
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo SACE				1	
				1	
Totale	98	3	659	8	

I crediti di €2.293 milioni verso la controllante Eni riguardano disponibilità liquide.

I rapporti più significativi con la controllante e le altre imprese del gruppo Eni riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse di Eni gas e luce a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione del gas naturale e le fidejussioni rilasciate a copertura del mancato adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte in relazione alla distribuzione dell'energia elettrica come dettagliati alla nota 25 - Garanzie, impegni e rischi;
- la linea di credito revolving concessa in occasione del conferimento del ramo di azienda "Retail market gas & power" da Eni SpA;
- rapporti di conto corrente e di finanziamento con Eni SpA nell'ambito dei processi di tesoreria accentrata;
- l'acquisizione del credito finanziario verso Energias Ambientales De Outes Slu.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle posizioni con parti correlate sulle voci dello Stato Patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	2.301	2.293	100%	104	97	93%
Crediti commerciali e altri crediti	1.163	220	19%	880	30	3%
Altre attività correnti	4.840	4.753	98%	304	233	77%
Altre attività finanziarie non correnti	1	1	100%	1	1	100%
Altre attività non correnti	1.120	796	71%	123	55	45%
Passività finanziarie a breve termine	42			22		
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3	3	100%	3	3	100%
Quote a breve di passività per leasing a lungo termine	6			5		
Debiti commerciali e altri debiti	1.657	744	45%	916	570	62%
Altre passività correnti	3.687	3.487	95%	305	175	57%
Passività finanziarie per leasing a lungo termine	24			25		
Altre passività non correnti	960	501	52%	265	35	13%

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

(€ milioni)	2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	4.357	22	1%	4.172	129	3%
Altri ricavi e proventi	59			29		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(3.803)	(3.137)	82%	(3.591)	(3.092)	86%
Costo lavoro	(93)	3	(3)%	(119)	2	(2)%
Altri proventi (oneri) operativi	16	16	100%	12	12	
Proventi finanziari	7			5		
Oneri finanziari	(16)	(7)	44%	(29)	(8)	28%
Strumenti finanziari derivati	1	1	100%			

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

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi e proventi	22	129
Costi e oneri	(3.137)	(3.092)
Costo lavoro	3	2
Altri proventi (oneri) operativi	16	12
Variazione crediti e debiti commerciali, diversi ed altre attività e passività	(38)	25
Interessi	(7)	(8)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(3.141)	(2.932)
Investimenti in partecipazioni	(290)	(102)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	41	
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(249)	(102)
Variazione debiti finanziari		(160)
Apporti netti di capitale proprio da azionista Eni	3.300	
Pagamento dividendi	(185)	(150)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	3.115	(310)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(275)	(3.344)

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

(€ milioni)	2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	311	(3.141)	(1.010)%	365	(2.932)	(803)%
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.244)	(249)	20%	(184)	(102)	55%
Flusso di cassa da attività di finanziamento	3.130	3.115	100%	(330)	(310)	94%

32 Attività di direzione e coordinamento

A norma dell'art. 2497-bis del codice civile si indicano i dati essenziali del bilancio al 31 dicembre 2020 dell'Eni S.p.A., che esercita attività di direzione e coordinamento su Eni gas e luce.

Dati essenziali bilancio Eni S.p.A.

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2020		31.12.2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	8.111.215.941	148.064.138	4.752.470.760	170.988.773
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.020.000.942		6.229.958.835	
Altre attività finanziarie	(16)	4.822.091.843	4.818.254.040	4.692.864.012	4.688.843.170
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.755.913.387	2.259.846.477	4.980.639.428	2.981.395.714
Rimanenze	(8)	1.098.685.672		1.663.573.673	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.138.940		63.343.576	
Altre attività	(10)	1.322.120.444	963.299.411	1.532.342.642	993.956.577
		24.152.167.169		23.915.192.926	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	6.568.559.866		7.482.764.775	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.888.129.130		2.027.023.519	
Attività immateriali	(13)	100.610.608		157.547.351	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	993.584.286		1.413.226.422	
Partecipazioni	(15)	46.854.796.677		42.534.715.849	
Altre attività finanziarie	(16)	4.355.079.257	4.335.201.428	4.168.637.337	4.148.763.021
Attività per imposte anticipate	(17)	113.439.722		993.402.181	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.577.010		79.752.834	
Altre attività	(10)	909.664.462	295.753.995	521.877.781	279.072.941
		61.861.441.018		59.378.948.049	
Attività destinate alla vendita	(25)	1.818.699		1.588.442	
TOTALE ATTIVITÀ		86.015.426.886		83.295.729.417	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	3.929.488.904	3.730.962.826	4.621.894.240	4.413.058.546
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.848.002.204	119.785.353	3.080.748.473	978.335
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	422.865.118	207.609.107	337.189.259	160.555.668
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	4.153.295.991	1.917.841.952	5.544.690.061	3.082.138.817
Passività per imposte sul reddito	(9)	4.192.107		2.746.560	
Altre passività	(10)	2.614.236.326	1.549.634.789	3.065.257.148	1.454.017.809
		12.972.080.650		16.652.525.741	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.065.902.826	789.167.000	17.240.044.117	718.834.000
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.157.524.259	1.472.542.617	2.319.525.918	1.543.535.746
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.890.082.308		4.308.691.031	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.262.838		376.267.163	
Passività per imposte sul reddito	(9)	9.276.000		15.455.000	
Altre passività	(10)	837.504.979	308.957.298	747.701.416	151.563.615
		28.336.553.210		25.007.684.645	
TOTALE PASSIVITÀ		41.308.633.860		41.660.210.386	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(26)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.145.108.890		36.216.209.281	
Accanto sul dividendo		(428.705.958)		(1.541.829.734)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(981.047.639)	
Utile (perdita) dell'esercizio		-1.606.976.739		2.977.726.124	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		44.706.793.026		41.635.519.031	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		86.015.426.886		83.295.729.417	

Conto economico

(€)	Note	2020		2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		18.017.275.217	7.640.612.530	28.496.142.053	11.076.717.103
Altri ricavi e proventi		405.211.908	183.830.866	429.985.627	186.165.602
Totale Ricavi	(28)	18.422.487.125		28.926.127.680	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(18.396.881.872)	(7.729.416.261)	(27.534.272.260)	(14.432.576.776)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(9.745.436)		(65.165.504)	
Costo lavoro	(29)	(1.238.076.683)		(1.185.076.676)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(175.744.436)	(595.058.490)	112.722.000	(1.478.378.238)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.013.552.241)		(1.137.371.082)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.573.456.339)		(1.144.400.696)	
Radiazioni	(11),(13)	(124.003)		(2.401.456)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(3.985.093.885)		(2.029.837.994)	
Proventi finanziari		2.212.522.760	230.642.035	1.625.147.595	244.817.589
Oneri finanziari		(2.748.914.676)	(97.687.249)	(2.015.741.083)	(81.182.872)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		26.124.850		116.895.080	
Strumenti finanziari derivati		210.774.295	(140.562.185)	(5.111.273)	8.590.077
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	(299.492.771)		(278.809.681)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	6.519.070.297		5.676.830.609	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		2.234.483.641		3.368.182.934	
Imposte sul reddito	(32)	(627.506.902)		(390.456.810)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		1.606.976.739		2.977.726.124	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		1.607	2.978
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(12)	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(8)	
Effetto fiscale	(26)	3	4
		(17)	(12)
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	702	(767)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	(31)	9
Effetto fiscale	(26)	(203)	222
		468	(536)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		451	(548)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		2.058	2.430

I dati essenziali della controllante Eni S.p.A. esposti nel prospetto riepilogativo richiesto dall'art. 2497-bis del codice civile sono stati estratti dal relativo bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020. Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2021, nonché del risultato economico conseguito dalla società nell'esercizio chiuso a tale data, si rinvia alla lettura del bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile nelle forme e nei modi previsti dalla legge.

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

La società nel corso dell'esercizio ha effettuato importanti operazioni di acquisto di partecipazioni in società operanti nel settore retail, renewables ed e-mobility.

In data 7 aprile 2021 è stata finalizzato l'accordo di acquisizione del 100% della società Aldro Energía y Soluciones SLU con un portafoglio di circa 250.000 clienti in Spagna e Portogallo.

Con effetto dalle ore 23,59 del 30 giugno 2021, Eni gas e luce ha ricevuto per conferimento da Eni SpA il ramo d'azienda Attività rinnovabili. L'operazione si inquadra nella strategia Eni di integrare le attività retail con la produzione di energie rinnovabili, massimizzando la creazione di valore attraverso l'ampliamento dell'offerta di servizi, infrastrutture ed energia verde direttamente alla ampia clientela retail. Il conferimento ha riguardato le attività italiane gestite da Eni SpA, direttamente o attraverso la società controllata Eni New Energy SpA.

Dal 30 giugno 2021, Eni gas e luce ha aggiornato il proprio Statuto Sociale in Società Benefit, diventando di fatto la prima grande azienda italiana del settore dell'energia a farlo.

In data 29 luglio 2021 è stata finalizzata, attraverso la controllata Eni New Energy SpA, l'acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund del 100% di un portafoglio di 13 campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW.

Sempre a fine luglio, è stato siglato un accordo con Azora Capital per l'acquisizione di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna. L'operazione prevede l'acquisizione di tre impianti eolici in esercizio e un impianto eolico in costruzione nel centro-nord del paese, per un totale di 230 MW, e cinque grandi progetti fotovoltaici in avanzato stato di sviluppo per circa 1 GW. In data 22 ottobre 2021 è stato finalizzato l'acquisto dei tre impianti in esercizio.

In data 4 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione dai relativi soci fondatori della società Dhamma Energy Group ("Dhamma"), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e in Spagna. Il portafoglio impianti di Dhamma include una pipeline di progetti in vari stadi di maturità di quasi 3 GW, distribuita nei due paesi, ed anche impianti già in esercizio o in fase avanzata di costruzione in Francia per circa 120 MW.

In data 2 novembre 2021 è stato finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100% di Be Power SpA, che tramite la controllata Be Charge Srl, è il secondo operatore italiano con oltre 5 mila punti di ricarica per veicoli elettrici sul suolo pubblico.

In data 22 novembre 2021, la Società ha acquisito da Eni Petroleum Co. Inc. l'intero capitale sociale di Eni New Energy US Inc., holding che raggruppa le attività statunitensi nel settore delle energie rinnovabili.

In data 7 dicembre 2021, infine, la Società ha acquisito da Eni International B.V. l'intero capitale sociale di Eni Energy Solutions B.V., holding che raggruppa le attività nel nord Europa e in Kazakistan del settore Rinnovabili.

34 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2021 e nel 2020 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per i fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia alla nota n. 40 - "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" del bilancio consolidato.

36 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n.124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni gas e luce S.p.A. e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni gas e luce S.p.A. a imprese, persone ed enti pubblici e privati.

L'informativa tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Eni gas e luce S.p.A.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva e risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa³.

Nel corso dell'esercizio 2021, Eni gas e luce non ha ricevuto/concesso erogazioni pubbliche, rientranti nell'ambito di applicazione della Legge n. 124/2017 (art. 1, commi 125-129) e successive modificazioni.

³ Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

Il conto economico della Vostra società presenta un utile di 169.593.875,98 euro.

Si propone di deliberare in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio 2021 come segue:

- destinare a riserva legale il 5% pari a euro 8.479.693,80;
- riportare a nuovo con corrispondente riduzione delle perdite relative ad esercizi precedenti per euro 87.670.352,97;
- riportare a utili a nuovo per i restanti euro 73.443.829,21.

Vi invitiamo ad approvare il bilancio sottopostoVi, la relazione degli Amministratori sulla gestione e la proposta formulata.

San Donato Milanese, 18 febbraio 2022

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Rita Marino

Eni gas e luce S.p.A. Società Benefit

*Sede legale: San Donato Milanese (MI) - piazza Ezio Vanoni n.1
Capitale sociale Euro 770.000.000,00 i.v.
Iscritta al Registro delle Imprese di Milano – R.E.A. n.1544762
C.F./P.IVA 12300020158
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di ENI S.p.A.
Società con unico socio*

**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE
ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI
AI SENSI DELL'ART. 2429 C.C.
BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2021**

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 il Collegio Sindacale ha svolto, in conformità ai principi enunciati dagli organi professionali, l'attività di vigilanza prevista dalla legge; la Revisione Legale dei Conti è stata svolta, ai sensi dell'art. 2409 *bis* del Codice Civile, da PwC S.p.A..

Il Collegio Sindacale, in particolare:

- ha vigilato sull'osservanza della Legge e dello Statuto Sociale e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- ha partecipato alle adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento, potendo ragionevolmente assicurare che: (i) potenziali conflitti di interesse sono stati correttamente dichiarati; (ii) le azioni deliberate sono conformi alla Legge ed allo Statuto Sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha vigilato sull'attuazione delle delibere del Consiglio di Amministrazione;
- ha ottenuto, nel corso delle proprie riunioni, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società e, a tal riguardo, non ha osservazioni da riferire nella presente relazione;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del gruppo, con terzi o con parti correlate, queste ultime illustrate nella Relazione sulla Gestione e nelle Note al Bilancio con riguardo alla natura e ai criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi ad esse afferenti;
- ha incontrato PwC S.p.A., società incaricata della Revisione Legale dei Conti, con la quale ha avuto modo di scambiare periodicamente informazioni sul lavoro rispettivamente svolto, e da tali incontri non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;

- ha preso visione del Rapporto annuale del Direttore Amministrativo approvato dall'Amministratore Delegato da cui risulta che il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria risulta "monitorato";
- ha esaminato la *Check List* al 31 dicembre 2021 inerente i *company entity level controls*, che evidenzia una parziale non conformità il cui impatto risulta mitigato dalla presenza di controlli compensativi di processo;
- ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, del sistema amministrativo, contabile e di controllo interno, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante le informazioni ricevute dagli organi delegati e dai responsabili delle funzioni, e da tale attività non sono emersi rilievi da evidenziare nella presente relazione;
- ha ottenuto informazioni sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza della Società, che non ha evidenziato situazioni di criticità;
- ha esaminato le risultanze delle attività di controllo, svolte dalla funzione *Internal Audit* di Eni S.p.A., monitorando l'esecuzione delle eventuali azioni correttive emerse e non ravvisando criticità meritevoli di segnalazione;
- non è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 c.c.;
- non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- non ha formulato denunce ai sensi dell'art. 2409, co. 7, c.c.;
- non ha rilasciato proposte motivate;
- ha rilasciato i seguenti pareri:
 - o "Parere del Collegio Sindacale al Consiglio di Amministrazione di Eni gas e luce SpA Società Benefit sulla presentazione "Eni R&R - Progetto di Quotazione" della Società di Revisione PricewaterhouseCoopers SpA.";
 - o "Parere del Collegio Sindacale al Consiglio di Amministrazione di Eni gas e luce SpA Società Benefit sulla richiesta di integrazione degli onorari di Revisione Legale dei Conti della società PricewaterhouseCoopers SpA.";
 - o "Parere del Collegio Sindacale al Consiglio di Amministrazione di Eni gas e luce SpA Società Benefit sulla "Proposta per la sottoscrizione del Modello dei Redditi SC predisposto da Eni gas e luce SpA Società Benefit con riferimento all'anno fiscale 2020" della Società di Revisione PricewaterhouseCoopers SpA.".

Il Collegio Sindacale ha esaminato il Progetto di Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 redatto dalla Società e, a tale riguardo, il Collegio Sindacale:

- non essendo responsabile del controllo analitico di merito sul contenuto del Bilancio, ha vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla Legge con riguardo alla sua formazione e struttura;
- ha verificato l'osservanza delle norme di Legge riguardanti la predisposizione della Relazione sulla Gestione;
- ha verificato la rispondenza del Bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui è venuto a conoscenza nell'espletamento dei propri doveri.

Tenuto conto di quanto sopra riferito, considerando le risultanze dell'attività svolta dalla Società incaricata della Revisione Legale dei Conti, contenute nell'apposita relazione dell'1 marzo 2022, il Collegio Sindacale non rileva motivi ostativi all'approvazione del Bilancio

al 31 dicembre 2021 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

San Donato, 1 marzo 2022

Il Collegio Sindacale



(Michele Casò)
(Presidente)

(Patrizia Ferrari)
(Sindaco Effettivo)

(Roberto Colussi)
(Sindaco Effettivo)



**RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE INDIPENDENTE AI
SENSI DELL'ARTICOLO 14 DEL D.LGS. 27 GENNAIO 2010, N. 39**

ENI GAS E LUCE SPA SOCIETA' BENEFIT

BILANCIO DI ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2021



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

All'Azionista Unico della Eni gas e luce SpA Società Benefit

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni gas e luce SpA Società Benefit (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.800.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5040211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale



circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della Eni gas e luce SpA Società Benefit sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Eni gas e luce SpA al 31 dicembre 2021 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 1 marzo 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

Marco Guaita
(Revisore legale)

Deliberazione dell'Assemblea degli Azionisti

L'assemblea degli azionisti, tenutasi in data 22 marzo 2022, ha deliberato all'unanimità:

- di approvare il bilancio al 31 dicembre 2021 che chiude con un utile di euro 169.593.875,98;
- di destinare l'utile d'esercizio come segue:
 - a riserva legale per il 5% pari a euro 8.479.693,80;
 - riportare a nuovo con corrispondente riduzione delle perdite relative ad esercizi precedenti per euro 87.670.352,97;
 - riportare a utili a nuovo per i restanti euro 73.443.829,21.

Allegati alle note del Bilancio Consolidato di Eni Gas e Luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021

PARTECIPAZIONI DI ENI GAS E LUCE SPA SOCIETA' BENEFIT AL 31 DICEMBRE 2021

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto di Eni gas e luce SpA Società Benefit al 31 dicembre 2021.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni gas e luce; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni gas e luce SpA Società Benefit	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100

Al 31 dicembre 2021 le imprese di Eni gas e luce SpA Società Benefit sono così ripartite:

IMPRESE CONTROLLATE

RETAIL

ITALIA

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Società Benefit	100	70,52	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	60 40	60	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale; P.N. = valutazione al patrimonio netto.

(†) = società a controllo congiunto

ESTERO

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	51 49	51	C.I.
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	18.030	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.

RENEWABLES

ITALIA

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
CEF3 Wind Energy Spa	Milano	Italia	EUR	101.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.
Eni New Energy Spa	San Donato Milanese	Italia	EUR	9.296.000	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Eolica Lucana Spa	Milano	Italia	EUR	100.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.
Finpower Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.
Green Energy Management Services Srl	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Italia	EUR	121.636	CEF3 Wind Energy Spa	100	100	C.I.
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Italia	EUR	120.000	CEF3 Wind Energy Spa SER SpA	4 96	100	C.I.
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100	100	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale; P.N. = valutazione al patrimonio netto.

(†) = società a controllo congiunto

RENEWABLES

ESTERO

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Dhamma Energy SAS	100	100	C.I.
Alpina Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Dhamma Energy SAS	100	100	C.I.
Arm Wind LLP	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100	100	C.I.
Athies Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100	100	C.I.
Athies Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100	100	C.I.
Athies Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100	100	C.I.
Athies Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon Sas	100	100	C.I.
Athies Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon Sas	100	100	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Dhamma Energy SAS	100	100	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Brazoria Class B Member LLC	Dover (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100		P.N.
Brazoria County Solar Project LLC	Dover (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	1.000	Eni New Energy US Inc Holding LLC	100	100	C.I.
Brazoria HoldCo LLC	Dover (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	1.000	Brazoria Class B Member LLC	100		
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl Soci Terzi	55 45	55	C.I.
Desarrollos Energeticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja Burgos (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Energias Ambientales de Outes SL Eni gas e luce SpA SB	40 60	100	C.I.
Dhamma Energy Development SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Dhamma Energy Group Sarl	Dudelange (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Dhamma Energy Management SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Dhamma Energy SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.490	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Dhamma Energy Rooftop SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Energías Ambientales de Outes SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Energías Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.902	Desarrollos Energeticos Riojanos SL Eni gas e luce SpA SB	42,5 57,5	100	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni gas e luce SpA SB	100		P.N.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energy Australia Pty Ltd	100		P.N.
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energy Australia Pty Ltd	100		P.N.
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energy Australia Pty Ltd	100		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.252.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	100	Eni gas e luce SpA SB	100	100	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale; P.N. = valutazione al patrimonio netto.
(†) = società a controllo congiunto

Eni New Energy US Holding LLC	Dover (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Investing Inc	99 1	100	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100	100	C.I.
Eni North Sea Wind Ltd	London (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Energy Solutions BV	100	100	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Holding Lanas Solar SARL	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Dhamma Energy SAS	100	100	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Dhamma Energy SAS	100	100	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar SARL	100	100	C.I.
Membrio Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl	100	100	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Dhamma Energy SAS Soci Terzi	0,01 99,99	100	C.I.

E-MOBILITY

ITALIA

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
4Energia Srl	Milano	Italia	EUR	400.000	Be Power SpA	100	99,19	C.I.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100	99,19	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100	99,19	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	99,19 0,81	99,19	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale; P.N. = valutazione al patrimonio netto.
(T) = società a controllo congiunto

IMPRESE COLLEGATE E A CONTROLLO CONGIUNTO

RETAIL

ITALIA

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
E-Prosume Srl ^(†)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50 50		P.N.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate	Italia	EUR	11.786	Evolvere Venture SpA Soci terzi	45,45 54,55		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	200.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40 60		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	36 64		P.N.

ESTERO

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Enera Conseil Sas ^(†)	Clichy (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni Gas & Power France SA Soci Terzi	51 49		P.N.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†)	Ampelokipi Menemi (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	49 51		IFRS 5
Librafluides Concept Sarl	Clichy (Francia)	Francia	EUR	219.000	Enera Conseil Sas	100		
OVO Energy France SA	Parigi (Francia)	Francia	EUR	66.667	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	25 75		P.N.

RENEWABLES

ITALIA

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
GreenIT SpA ^(†)	San Donato Milanese	Milano	EUR	50.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	51 49		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale; P.N. = valutazione al patrimonio netto.

(†) = società a controllo congiunto

ESTERO

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99 1		P.N.
Clarensac Solar SAS	Meyreuil (Francia)	Francia	EUR	25.000	Dhamma Energy SAS Soci Terzi	40 60		P.N.
Dogger Bank Offshore Wind Farm Project 1 HoldCo Ltd ^(†)	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni North Sea Wind Ltd Soci Terzi	20 80		P.N.
DOGGERBANK OFFSHORE WIND FARM PROJECT 1 PROJCO LIMITED	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	8	DBA	100,00		
Dogger Bank Offshore Wind Farm Project 2 HoldCo Ltd ^(†)	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni North Sea Wind Ltd Soci Terzi	20 80		P.N.
DOGGERBANK OFFSHORE WIND FARM PROJECT 2 PROJCO LIMITED	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	8	DBB	100,00		
Fotovoltaica Escuderos SL	Valencia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Sarl Soci terzi	45 55		P.N.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	100	Eni New Energy Inc Soci Terzi	49 51		P.N.
Novis Renewables Llc ^(†)	Wilmington (Stati Uniti d'America)	Stati Uniti d'America	USD	100	Eni New Energy Us Inc Soci Terzi	50 50		P.N.
VårGrønn AS ^(†)	Stavager (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	69,6 30,4		P.N.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

RENEWABLES

ESTERO

Denominazione	Sede Legale	Sede Operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni gas e luce SpA	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
DB OPERATIONAL BASE LIMITED	London (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	DBA2 DBB2	50 50		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale; P.N. = valutazione al patrimonio netto.

(†) = società a controllo congiunto

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NELL'ESERCIZIO 2021

IMPRESE INCLUSE

4Energia Srl	Milano	E-mobility	Acquisizione
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega	Retail	Acquisizione
Aléria Solar SAS	Bastia	Rinnovabili	Acquisizione
Alpina Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Argon Solar, SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Arm Wind Lip	Nur-Sultan	Rinnovabili	Acquisizione
Athies Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Athies Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Athies Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Athies Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Athies Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Be Charge Srl	Milano	E-mobility	Acquisizione
Be Charge Valle d'aosta Srl	Milano	E-mobility	Acquisizione
Be Power Spa	Milano	E-mobility	Acquisizione
Belle Magiaocche Solaire, SAS	Bastia	Rinnovabili	Acquisizione
Bonete Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Brazoria County Solar Project, LLC	Dover	Rinnovabili	Acquisizione
Camelia Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Celtis Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Rinnovabili	Acquisizione
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese	Rinnovabili	Conferimento ramo d'azienda
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese	Rinnovabili	Conferimento ramo d'azienda
Desarrollos Empresariales Illas, S.L.	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Desarrollos Energeticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja Burgos	Rinnovabili	Acquisizione
Dhamma Energy Development, SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Dhamma Energy Group SARL	Dudelange	Rinnovabili	Acquisizione
Dhamma Energy Management, S.L.	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Dhamma Energy Rooftop, SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Dhamma Energy SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Energias Alternativas Eolicas Riojanas, S.L.	Logroño	Rinnovabili	Acquisizione
Energias Ambientales de Outes SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam	Rinnovabili	Acquisizione
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese	Rinnovabili	Conferimento ramo d'azienda
Eni New Energy US Holding, LLC	Dover	Rinnovabili	Acquisizione
Eni New Energy US Inc	Dover	Rinnovabili	Acquisizione
Eni New Energy US Investing, Inc.	Dover	Rinnovabili	Acquisizione
Eni North Sea Wind Ltd	London	Rinnovabili	Acquisizione
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Eolica Lucana Srl	Milano	Rinnovabili	Acquisizione
Finpower Wind Srl	Milano	Rinnovabili	Acquisizione
Green Energy Management Services Srl	Roma	Rinnovabili	Acquisizione
HOLDING LANAS SOLAR SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Instalaciones Martinez Diez SLU	Torrelavega	Retail	Acquisizione
Ixia Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Krypton SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione

Lanas Solar, SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Membrio Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Olea Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Opalo Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Pistacia Solar, S.L.	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
POP Solar SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione
Tebar Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Zinnia Solar SLU	Madrid	Rinnovabili	Acquisizione
Societa' Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Rinnovabili	Acquisizione
Societa' Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Rinnovabili	Acquisizione
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese	Rinnovabili	Conferimento ramo d'azienda
Xenon SAS	Argenteuil	Rinnovabili	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE

Evolvere Smart Srl	Milano	Retail	Cancellazione
--------------------	--------	--------	---------------

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Ai sensi dell'art. 149 – duodecies, secondo comma, della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono di seguito indicati i compensi di competenza dell'esercizio spettanti alla società di revisione della capogruppo, a fronte dei servizi forniti ad Eni gas e luce Spa Società Benefit per i comparti Retail €2,669 milioni e Renewables €0,347 milioni ed alle sue società controllate.

Retail

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2021
			(migliaia di euro)
Revisione contabile	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	896
Revisione contabile per IPO	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	450
Servizi diversi dalla Revisione	Società del network del revisore della capogruppo	Società capogruppo	450
Revisione contabile	Revisore della capogruppo	Società controllate	873
Totale			2.669

Renewables

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2021
			(migliaia di euro)
Revisione contabile Italia		Società controllate	128
Revisione contabile Estero		Società controllate	219
Totale			347

Rispetto al 2020 nel 2021 sono stati sostenuti costi per la revisione delle società Aldro Energia y Soluciones SLU, Instalaciones Martinez Diez SLU e per gli overrun sulla revisione 2020 e 2021 di Eni Gas e Luce SpA Società Benefit e 2021 di Eni Gas & Power France SA.

I servizi di revisione contabile della capogruppo riguardano la revisione del bilancio d'esercizio, la revisione del bilancio consolidato, le verifiche periodiche sulla corretta tenuta della contabilità sociale, la revisione limitata dell'informativa semestrale, le attività di verifica previste dalla Sarbanes Oxley Act (SOA) per le

finalità di reporting della controllante Eni SpA e le attività relative all'esame dei conti annuali separati ai fini ARERA (ex AEEGSI).

Sono inoltre stati forniti per l'offerta pubblica iniziale e la quotazione azionaria servizi professionali per la Revisione contabile del Bilancio Consolidato Aggregato e del Prospetto informativo, con emissione di comfort letter sui dati contabili e di relazione su esame Proforma ex lege sul sistema di controllo di gestione.

Sono stati forniti servizi diversi dalla revisione consistenti in Tax comfort letter (Prospetto e IOC), Memorandum SCG e comfort letter, Piano Industriale, comfort letter budget e Attestazioni dati previsionali.

I servizi di revisione contabile delle società controllate riguardano la revisione dei bilanci separati e la revisione dei reporting packages di consolidamento annuali. Con riferimento alla sola Eni Gas & Power France SA, sono incluse anche le attività di verifica previste dalla Sarbanes Oxley Act (SOA) per le finalità di reporting della controllante Eni SpA.

Sono stati inoltre sostenuti costi netti per €900 mila per incarichi conferiti a PwC e società del network della capogruppo PwC relativi al processo di IPO.

Per quanto riguarda le attività di revisione delle rinnovabili, i servizi includono, oltre alla revisione legale dei conti anche i report per l'Unbundling e per i covenant nell'ambito dei contratti di finanziamento/project financing con le banche.