

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE
AL **30 SETTEMBRE 2025**

encl

Build the
FUTURE through
SUSTAINABLE
POWER.

Oltre la reportistica: il percorso grafico di Enel che racconta un futuro sostenibile

Il design alla base del corporate reporting 2025 di Enel riflette con forza il nostro impegno volto a costruire un futuro migliore.

Le scelte grafiche alla base della presente pubblicazione sottolineano la ferma volontà di tradurre il nostro Purpose – “Build the future through sustainable power” – in azioni concrete.

Vogliamo contribuire attivamente alla costruzione di un domani migliore, riducendo l’impatto ambientale tramite soluzioni energetiche pulite, innovative e responsabili per le generazioni future.

La narrazione visiva è stata pensata per esprimere l’impegno di Enel nel raggiungere il nostro obiettivo a lungo termine e come incarniamo i nostri valori fondamentali: fiducia, innovazione, flessibilità, rispetto e proattività. Costruiamo fiducia all’interno dei nostri team e con i nostri stakeholder attraverso una comunicazione chiara e un focus sui nostri clienti. Promuovendo la curiosità e un approccio pratico, stimoliamo l’innovazione per soddisfare sempre nuove esigenze e creare soluzioni sostenibili. La nostra capacità di adattamento ci consente di cogliere nuove opportunità in un mondo in rapida evoluzione, mentre il nostro rispetto per le individualità e l’inclusività favorisce il lavoro di squadra. Insieme, lavoriamo con passione per raggiungere i risultati attesi, puntando su integrità e responsabilità, plasmando un futuro sostenibile.

Così, ogni elemento del nostro reporting aziendale funge da richiamo ai valori fondamentali di Enel, dando vita a un percorso narrativo che vuole essere di ispirazione, invitando gli altri a unirsi a noi in questo percorso verso un futuro più sostenibile.

RESOCONTO INTERMEDIO
DI GESTIONE
AL **30 SETTEMBRE 2025**

enel

Build
the future
through
sustainable
power

PURPOSE

VISIONE

Drive
electrification,
fulfilling
people's needs
and shaping a
better world.

Fiducia
Innovazione
Proattività
Rispetto
Flessibilità

POSIZIONAMENTO

VALORI

Your energy choices,
our responsibility.
Every day, powered by clean energy.

INDICE

GUIDA ALLA NAVIGAZIONE DEL DOCUMENTO

Per facilitarne la consultazione, il documento, oltre a link ipertestuali, è dotato di interazioni che ne consentono la navigazione.



Torna al menu generale



Conto economico consolidato sintetico



Vai a...



Stato patrimoniale consolidato sintetico



Ricerca



Stampa



Indietro/avanti

1. RELAZIONE SULLA GESTIONE

Highlights	11
Premessa	12
Modello organizzativo di Enel	13
Scenario di riferimento	16
Il contesto macroeconomico	16
Il contesto energetico	17
Fatti di rilievo del terzo trimestre 2025	20
Risultati operativi del Gruppo	22
Risultati economici del Gruppo	26
Analisi della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo	33
Risultati economici per Settore	38
Generazione Termoelettrica e Trading	43
Enel Green Power	49
Enel Grids	57
Mercati finali	63
Holding e Servizi	69
Definizione degli indicatori di performance	72
Prevedibile evoluzione della gestione	74

2. SITUAZIONE CONTABILE CONSOLIDATA AL 30 SETTEMBRE 2025

Conto economico consolidato sintetico	79
Prospetto di Conto economico consolidato complessivo rilevato nel periodo	80
Stato patrimoniale consolidato sintetico	81
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	82
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	84
Note di commento alla Situazione contabile consolidata al 30 settembre 2025	85
Attestazione del dirigente preposto di Enel SpA ex art. 154 <i>bis</i> , comma 2, del Testo Unico della Finanza, al Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2025	116



1

RELAZIONE SULLA GESTIONE





Highlights

	Nove mesi		
	2025	2024	Variazione
Ricavi (milioni di euro)	59.702	57.634	3,6%
Margine operativo lordo (milioni di euro)	16.870	18.595	-9,3%
Margine operativo lordo ordinario (milioni di euro)	17.262	17.449	-1,1%
Risultato netto del Gruppo (milioni di euro)	5.236	5.870	-10,8%
Risultato netto del Gruppo ordinario (milioni di euro)	5.703	5.846	-2,4%
Indebitamento finanziario netto (milioni di euro)	57.535	55.767 ⁽²⁾	3,2%
Cash flow da attività operativa (milioni di euro)	9.093	8.393	8,3%
Investimenti (milioni di euro) ⁽¹⁾	6.836	7.602	-10,1%
Potenza efficiente netta consolidata totale (GW) ⁽³⁾	86,3	83,8 ⁽²⁾	3,0%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (GW) ⁽³⁾	61,2	59,5 ⁽²⁾	2,9%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (%)	70,9%	71,0 ⁽²⁾	-0,1%
Potenza efficiente consolidata aggiuntiva rinnovabile (GW)	1,22	1,99	-38,7%
Storage (GW)	3,4	2,9 ⁽²⁾	17,2%
Potenza efficiente non consolidata (GW)	6,60	6,30 ⁽²⁾	4,8%
Potenza efficiente installata totale (GW)	92,90	90,10 ⁽²⁾	3,1%
Produzione netta di energia elettrica consolidata (TWh)	141,15	147,24	-4,1%
Produzione netta di energia elettrica rinnovabile consolidata (TWh)	98,51	102,02	-3,4%
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	1.831.651	1.870.283 ⁽²⁾	-2,1%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	355,7	363,3	-2,1%
Utenti finali (n.)	68.988.287	69.207.231	-0,3%
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	45.943.761	45.835.563	0,2%
Energia venduta da Enel (TWh)	188,1	208,7	-9,9%
Clienti retail (n.) ⁽⁴⁾	54.606.064	55.608.476	-1,8%
- di cui mercato libero ⁽⁴⁾	22.772.638	23.902.642	-4,7%
Demand response (MW)	9.909	9.132	8,5%
Punti di ricarica pubblici (n.)	29.838	28.314 ^{(2) (5)}	5,4%
N. dipendenti	61.192	60.359 ⁽²⁾	1,4%

(1) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (188 milioni di euro nei nove mesi del 2024).

(2) Al 31 dicembre 2024.

(3) Il dato include, in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, la capacità efficiente da Battery Energy Storage System (BESS) come capacità rinnovabile.

(4) Il dato dei nove mesi del 2024 è stato aggiornato per riflettere informazioni più precise.

(5) Il dato al 31 dicembre 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2025 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 *ter*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, con la precisazione riportata nel paragrafo successivo, e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo.

L'art. 154 *ter*, comma 5, del Testo Unico della Finanza, così come modificato dal decreto legislativo

n. 25/2016, non richiede più agli emittenti la pubblicazione di un resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio. Tale norma demanda alla CONSOB la facoltà di imporre agli emittenti stessi, all'esito di un'apposita analisi di impatto e mediante proprio regolamento, l'obbligo di pubblicare informazioni finanziarie periodiche aggiuntive rispetto alla relazione finanziaria annuale e alla relazione finanziaria semestrale. In considerazione di quanto precede, Enel continua a pubblicare su base volontaria il resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre di ciascun esercizio, al fine di soddisfare le aspettative degli investitori e in linea con le consolidate best practice dei principali mercati finanziari, e tenuto conto altresì degli obblighi di reportistica su base trimestrale di alcune rilevanti società controllate quotate.

Modello organizzativo di Enel

ENEL GROUP CHAIRMAN

P. Scaroni

ENEL GROUP CEO

F. Cattaneo

STAFF FUNCTIONS

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL

S. De Angelis

EXTERNAL RELATIONS

N. Mardegan

AUDIT

A. Spina

CEO OFFICE, STRATEGY AND SUSTAINABILITY

M. Mossini

PEOPLE AND ORGANIZATION

E. Colacchia

LEGAL, CORPORATE, REGULATORY AND ANTITRUST AFFAIRS

F. Puntillo

SECURITY

V. Giardina

GLOBAL SERVICE FUNCTION

GLOBAL SERVICES

S. Ciurli

GLOBAL BUSINESS LINES

ENEL GRIDS AND INNOVATION

G.V. Armani



GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT AND CHIEF PRICING OFFICER

L. Ceppatelli



ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION

S. Bernabei



ENEL COMMERCIAL

F. Gostinelli



13

COUNTRIES AND REGION

ITALY

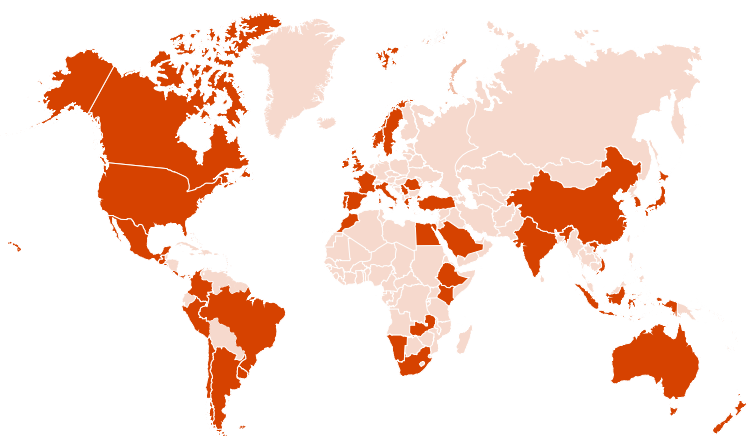
N. Lanzetta

IBERIA

J. Bogas Gálvez

REST OF THE WORLD

R.A.E. Deambrogio



La struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in una matrice che considera:

Linee di Business Globali

Linee di Business Globali cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo (Italia, Iberia e ROW – Rest of the World). In conformità con le politiche e normative in materia di sicurezza, protezione e ambiente, esse hanno il compito di massimizzare l'efficienza dei processi gestiti e di applicare le migliori pratiche a livello mondiale condividendo con i Paesi la responsabilità su EBITDA, flussi di cassa e ricavi. Il Gruppo, avvalendosi anche di uno specifico Comitato per gli Investimenti¹, beneficia di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie Linee di Business. Ogni singolo progetto viene valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo. Inoltre, ogni Linea di Business contribuisce a guidare la leadership di Enel nella transizione energetica e nella lotta al cambiamento climatico attraverso la gestione dei relativi rischi e opportunità per il proprio perimetro di competenza. In breve, si riportano di seguito gli obiettivi primari di ciascuna Linea di Business Globale:

- Enel Grids and Innovation: garantisce l'ottimale allocazione delle risorse per raggiungere elevata affidabilità e qualità del servizio di fornitura, massimizzando i rendimenti nel rispetto dei più elevati standard di sicurezza e sviluppando reti all'avanguardia tecnologica che possano sfruttare al massimo eventuali sinergie; promuove, armonizza e coordina i processi in materia di innovazione e sostenibilità supportando le attività nelle Linee di Business Globali e nei Paesi;
- Global Energy and Commodity Management and Chief Pricing Officer: ottimizza il margine del Gruppo attraverso la gestione attiva della strategia di copertura e dell'esposizione al rischio commodity, tenendo conto di tutti i fattori commerciali/di mercato con l'obiettivo di massimizzare il margine integrato nei mercati di interesse, attraverso l'ottimizzazione delle forniture di gas e combustibili, e il dispacciamento locale della generazione termica e rinnovabile, supportando Enel X Global Retail nella definizione della strategia commerciale;
- Enel Green Power and Thermal Generation: guida la transizione energetica in modo rapido ed efficace facendo crescere il portafoglio di impianti di generazione da fonti rinnovabili e gestisce la corrispondente evoluzione degli asset di generazione e stoccaggio termico nell'ottica della decarbonizzazione del proprio mix energetico, per soddisfare le esigenze dei clienti in tutti i Paesi in cui siamo presenti; gestisce il funzionamento e la manutenzione degli impianti di generazione del Gruppo in conformità con le policy e le normative vigenti in materia di sicurezza, protezione e ambiente;
- Enel Commercial: definisce la strategia commerciale e di marketing e gestisce l'offerta di energia, di prodotti e di servizi, inclusa la mobilità elettrica fino alla vendita attraverso i vari canali commerciali, per la base clienti, in conformità con la normativa in materia di sicurezza, protezione e ambiente, massimizzando il valore per il cliente e l'efficienza operativa, supportando l'ottimizzazione dei margini con il Global Energy and Commodity Management. Gestisce l'intero percorso del cliente, dall'attivazione alla fatturazione e l'assistenza, con l'obiettivo di migliorarne la soddisfazione e il valore ottimizzando al contempo il costo del servizio e il flusso di cassa. Massimizza l'eccellenza operativa e la centralità del cliente, esplorando nuovi modelli di servizio per migliorare produttività ed efficacia, guidando la trasformazione necessaria per garantire la competitività a lungo termine.

1. Il Comitato per gli Investimenti di Gruppo è composto dai responsabili di Administration, Finance and Control, Innovability, Legal, Corporate, Regulatory and Anitrust Affairs, Global Procurement, delle Aree Geografiche e dai direttori delle Linee di Business.

1. Relazione sulla gestione

Regione e Paesi

Alla Regione e ai Paesi è affidato il compito di gestire nel loro ambito le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di distribuzione e vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, la Regione e i Paesi hanno il compito di promuovere la decarbonizzazione e guidare la transizione energetica verso un modello di business low carbon all'interno delle aree di responsabilità.

A tale matrice si associano, in un'ottica di supporto al business:

Funzione Globale di Servizio

Alla Funzione Globale di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology, gli acquisti a livello di Gruppo e la gestione delle azioni globali relative ai clienti, la gestione degli immobili e dei relativi servizi generali. La Funzione Globale di Servizio è inoltre focalizzata sull'adozione responsabile di misure che permettano il raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, nello specifico nella gestione della catena di fornitura e nella creazione di soluzioni digitali, in modo da supportare lo sviluppo di tecnologie abilitanti la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico.

Funzioni di Staff (Holding)

Alle Funzioni di Staff di Holding è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo (Amministrazione, Finanza e Controllo; Personale e Organizzazione; Relazioni esterne; Audit; Legale, Corporate, Regolatorio e Antitrust; Security; CEO Office, Strategia e Sostenibilità). In particolare, la Funzione CEO Office, Strategia e Sostenibilità è anche responsabile della definizione della strategia, del piano a lungo termine e degli obiettivi strategici del Gruppo, guidando i relativi processi decisionali, e garantisce l'allineamento degli stakeholder interni sul posizionamento strategico, finalizzato tra l'altro alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico; definisce la strategia, il posizionamento strategico e le linee guida della sostenibilità; gestisce l'esecuzione dei progetti e il monitoraggio delle relative performance; supporta il processo di pianificazione strategica della sostenibilità e supporta il processo di redazione della Rendicontazione di Sostenibilità.

Scenario di riferimento

Il contesto macroeconomico

I nove mesi del 2025 confermano una stabilizzazione dell'economia globale, nonostante il rallentamento del commercio internazionale, le nuove tensioni sui dazi e un contesto geopolitico più incerto. L'attività mondiale ha mantenuto un ritmo moderato, sostenuta dai servizi e da condizioni finanziarie più favorevoli rispetto all'inizio dell'anno. L'industria ha mostrato segnali di ripresa, seppur disomogenei tra aree e settori, mentre, dopo un primo semestre di consumi resilienti, la domanda globale ha risentito del rallentamento del commercio e della minore spinta degli investimenti. L'inflazione, pur lontana dai picchi del 2023, resta persistente in diversi Paesi, soprattutto nella componente dei servizi.

Nell'Eurozona, i nove mesi dell'anno sono stati contraddistinti da una crescita modesta, frenata dal debole andamento del manifatturiero e dalla domanda esterna in calo. La dinamica dei consumi ha beneficiato del graduale miglioramento del potere d'acquisto e della discesa dei prezzi energetici, ma la fiducia delle imprese è rimasta fragile. L'inflazione generale dell'area si è attestata al 2,1% su base annua nel terzo trimestre, sostenuta dal calo dei beni energetici e alimentari, mentre la componente di fondo si è ridotta più lentamente per via dei costi dei servizi e della rigidità salariale. Dopo il taglio di 0,25 punti percentuali durante la riunione di giugno, la Banca Centrale Europea ha mantenuto invariati i tassi di interesse nel corso dell'estate, con il tasso sui depositi al 2%, in un contesto di disinflazione graduale e attività ancora debole.

Negli Stati Uniti, il mercato del lavoro ha mostrato segnali di raffreddamento accompagnati da una dinamica dei consumi più contenuta. La produzione industriale ha tenuto grazie agli investimenti privati e alla solidità del settore tecnologico, ma il commercio ha risentito dell'inasprimento tariffario. L'inflazione generale è stimata attestarsi al 2,9% su base annua nel terzo trimestre, sostenuta dai prezzi dei servizi e dall'aumento dei costi abitativi. Dopo il taglio di luglio, la Federal Reserve ha ridotto ulteriormente i tassi di 0,25 punti percentuali a settembre, portando il corridoio di

riferimento al 4,00-4,25%, segnalando una maggiore fiducia nel processo di disinflazione ma prudenza di fronte a pressioni salariali ancora presenti.

In America Latina, il terzo trimestre 2025 ha mostrato andamenti economici eterogenei, con segnali di rallentamento in un contesto di politiche monetarie caute e di un delicato equilibrio tra il sostegno alla crescita e il controllo dell'inflazione.

In Argentina, il PIL è stimato in aumento del 3,2% su base annua, in decelerazione rispetto al 6,3% del trimestre precedente, mentre l'inflazione media trimestrale è attesa attestarsi al 34,8%, in marcato calo rispetto al 43,4% del secondo trimestre.

In Brasile, la crescita del PIL è prevista all'1,9% nel terzo trimestre, in lieve flessione dal 2,2%, con un'inflazione media pari al 5,1%, in moderata diminuzione rispetto al 5,4% del trimestre precedente. La banca centrale mantiene un approccio prudente, con progressi verso il contenimento dell'inflazione e l'avvio atteso di un graduale ciclo di riduzione dei tassi entro fine anno.

In Colombia, il PIL è atteso accelerare al 3,0% dal 2,1% del trimestre precedente, sostenuto da una politica fiscale espansiva e dalla crescita dei salari reali. L'inflazione è rimasta sotto pressione, con una media trimestrale del 5,1%, leggermente superiore al 5,0% dei tre mesi precedenti, mentre le aspettative di prezzi in aumento hanno spinto la banca centrale a mantenere invariati i tassi di riferimento dall'incontro di maggio 2025.

In Cile, l'attività economica ha confermato segnali di crescita moderata nel terzo trimestre, con il PIL atteso in aumento del 2,0% su base annua, sostenuto dall'incremento dei redditi reali privati. L'inflazione, in calo negli ultimi sei mesi dell'anno, ha consentito alla banca centrale di avviare da luglio un ciclo di riduzione dei tassi. Il settore minerario ha beneficiato del recupero dei prezzi del rame e della maggiore domanda proveniente dall'Asia.

1. Relazione sulla gestione

Variazione dell'indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	Nove mesi		Variazione
	2025	2024	
Italia	1,79	1,00	0,79
Spagna	2,54	3,06	-0,52
Argentina ⁽¹⁾	49,18	262,74	-213,56
Brasile ⁽¹⁾	5,19	4,22	0,97
Cile	4,47	4,19	0,28
Colombia	5,09	7,08	-1,99
Stati Uniti ⁽¹⁾	2,69	3,03	-0,34
Canada ⁽¹⁾	1,96	2,56	-0,60

(1) I valori di inflazione sono la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione e saranno soggetti a revisioni da parte degli istituti di statistica nazionali nei prossimi mesi.

Tassi di cambio medi

	Nove mesi		Variazione
	2025	2024	
Euro/Dollaro statunitense	1,12	1,09	2,8%
Dollaro statunitense/Peso argentino	1.180,57	887,07	33,1%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,65	5,24	7,8%
Dollaro statunitense/Peso cileno	956,90	937,30	2,1%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	4.128,90	3.980,71	3,7%

17

Il contesto energetico

Il mercato delle commodity

Nei nove mesi del 2025, il mercato del petrolio ha mantenuto un quadro di debolezza. La domanda globale è rimasta debole, penalizzata dalla crescita contenuta della Cina e dal rallentamento economico in Europa, e non ha fornito sostegno ai prezzi, con il Brent che ha registrato un prezzo medio di circa 70 \$/bbl, inferiore ai 81,7 \$/bbl dello stesso periodo del 2024. Nel terzo trimestre il prezzo medio è sceso ulteriormente a 68 \$/bbl, riflettendo un complessivo eccesso di offerta sul mercato, mentre i nuovi tagli volontari annunciati dai Paesi produttori non sono bastati a stabilizzare le quotazioni.

Anche i prezzi del gas europeo hanno mostrato una tendenza ribassista. Nel terzo trimestre 2025, il prezzo medio del TTF è stato di 32,4 €/MWh, in calo rispetto ai 35,3 €/MWh dello stesso periodo del 2024. La flessione è stata favorita da una domanda industriale ancora debole e da stoccaggi europei in rapido riempimento, che hanno compensato la competizione asiatica sul GNL.

Tuttavia, la media dei nove mesi del 2025 è stata di 38,3 €/MWh, superiore ai 31,4 €/MWh dello stesso periodo del 2024, riflettendo il perdurare delle tensioni geopolitiche e la maggior domanda registrata in inverno.

L'indice del carbone europeo API2 ha proseguito nel 2025 la fase di stabilizzazione, con il prezzo medio dei nove mesi pari a 100,6 \$/t, in calo rispetto ai 110,4 \$/t dello stesso periodo del 2024. Nel terzo trimestre 2025, il prezzo medio si è attestato a 98,9 \$/t, inferiore ai 114,3 \$/t registrati nello stesso trimestre del 2024. La contrazione riflette la persistente debolezza della domanda elettrica in Europa, favorita dalla crescita delle rinnovabili e da livelli di stoccaggio elevati, a fronte di un'offerta ancora abbondante nonostante alcune restrizioni logistiche temporanee.

Per quanto riguarda i prezzi della CO₂, la media dei nove mesi del 2025 è stata di 72,4 €/t, in aumento rispetto ai 64,9 €/t dello stesso periodo del 2024.

Nel terzo trimestre 2025, il prezzo medio si è attestato a 76 €/t, superiore ai 67 €/t registrati nello stesso trimestre del 2024. La crescita è stata sostenuta dal progressivo irrigidimento del sistema ETS europeo, con un tetto alle emissioni in costante riduzione e minori quote gratuite disponibili, oltre alle aspettative legate al CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) e all'inclusione di nuovi settori.

Nei nove mesi del 2025, i prezzi dei metalli di base hanno registrato un andamento complessivamente rialzista. Il rame ha beneficiato di interruzioni dell'of-

ferta e di una domanda sostenuta dalla transizione energetica, mentre l'alluminio ha trovato supporto nelle restrizioni produttive cinesi e nelle politiche ambientali più severe. Entrambi i metalli hanno segnato un incremento anche nel terzo trimestre, riflettendo sia la ripresa ciclica della domanda industriale sia l'effetto delle tensioni commerciali dopo l'introduzione da parte degli Stati Uniti di dazi al 50% su acciaio e alluminio, e di nuove tariffe sul rame. Questi sviluppi hanno contribuito ad alimentare ulteriormente la volatilità, consolidando una tendenza rialzista dei prezzi nel corso del 2025.

	Nove mesi		Variazione
	2025	2024	
Indicatori di mercato			
Prezzo medio del greggio ICE Brent (\$/bbl)	69,9	81,7	-14,5%
Prezzo medio CO ₂ (€/t)	72,4	64,9	11,6%
Prezzo medio del carbone (\$/t CIF ARA) ⁽¹⁾	100,6	110,4	-8,9%
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	38,3	31,4	22,0%
Prezzo medio del rame (\$/t)	9.556	9.137	4,6%
Prezzo medio dell'alluminio (\$/t)	2.566	2.369	8,3%

(1) Indice API2.

(2) Indice TTF.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre				Nove mesi		
2025	2024	Variazione	TWh	2025	2024	Variazione
80,7	83,9	-3,8%	Italia	233,2	236,0	-1,2%
65,4	63,8	2,5%	Spagna ⁽¹⁾	188,6	182,7	3,2%
36,6	36,8	-0,6%	Argentina	110,3	110,3	-
186,4	185,8	0,3%	Brasile	570,9	560,3	1,9%
21,5	21,2	1,4%	Cile ⁽²⁾	63,8	64,5	-1,1%
21,6	20,8	3,8%	Colombia	62,6	61,6	1,6%

Fonte: TSO nazionali

(1) Peninsulare.

(2) Sistema Eléctrico Nacional.

Nel terzo trimestre 2025 la domanda di energia elettrica in Italia ha registrato un calo del -3,8% rispetto allo stesso periodo del 2024. La contrazione è riconducibile sia al rallentamento dell'attività economica sia alla minore richiesta di raffrescamento nei mesi di luglio e agosto. Al contrario, in Spagna la domanda è cresciuta del +2,5%, sostenuta dalla solida dinamica economica. Considerando i nove mesi del 2025, rispetto allo stesso periodo del 2024, si confermano

andamenti divergenti. La domanda in Italia è in flessione del -1,2%, mentre in Spagna mostra un incremento del +3,2%.

In America Latina, i dati relativi al terzo trimestre 2025 evidenziano una crescita significativa in Colombia (+3,8%) e, in misura più contenuta, in Cile (+1,4%) e Brasile (+0,3%). In Argentina, invece, la domanda risulta in lieve calo (-0,6%).

1. Relazione sulla gestione

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3° trimestre 2025 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3° trimestre 2025 - 3° trimestre 2024	Prezzo medio peakload 3° trimestre 2025 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3° trimestre 2025 - 3° trimestre 2024
Italia	110,3	-7,5%	111,0	-9,2%
Spagna	66,5	-15,5%	42,5	-32,0%

I prezzi dell'energia elettrica in Italia hanno mostrato una tendenza al ribasso (-7,5%) nel terzo trimestre 2025, determinata in particolare dal calo dei prezzi del gas.

Il prezzo medio dell'energia elettrica in Spagna è sceso in modo ancora più significativo (-15,5%) grazie soprattutto alla forte generazione rinnovabile.

Domanda di gas naturale

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Miliardi di m ³	2025	2024	Variazioni	
11,0	11,7	(0,7)	-6,0%	Italia	43,4	42,4	1,0	2,4%
6,0	5,7	0,3	6,1%	Spagna	19,5	18,4	1,1	6,0%

In Italia, nel terzo trimestre 2025 la domanda di gas naturale è diminuita del -6,0% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre nel complesso dei nove mesi dell'anno si registra un incremento del

+2,4%. In Spagna, al contrario, la crescita dei consumi si è confermata anche nel terzo trimestre, con un aumento del +6,1% che si riflette anche nel bilancio cumulato dei nove mesi.

19

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Miliardi di m ³	2025	2024	Variazioni	
2,7	2,7	-	1,1%	Reti di distribuzione	18,2	17,9	0,3	1,4%
2,8	2,7	0,1	2,1%	Industria	8,8	8,6	0,1	1,4%
5,4	6,2	(0,8)	-12,4%	Termoelettrico	15,5	14,9	0,6	4,0%
0,2	0,2	-	-1,6%	Altro ⁽¹⁾	1,0	0,9	-	4,5%
11,0	11,7	(0,7)	-6,0%	Totale	43,4	42,4	1,0	2,4%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

Nel terzo trimestre 2025 la domanda di gas naturale in Italia ha registrato una contrazione, dovuta principalmente al calo della generazione termoelettrica (-12,4%). Considerando i nove mesi dell'anno, il bilancio risulta

comunque positivo rispetto al 2024, con una crescita diffusa in tutti i settori, trainata in particolare dall'aumento della domanda per la generazione termoelettrica (+4,0%), soprattutto nei mesi iniziali dell'anno.

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2025

Enel sigla un finanziamento multiborrower e multivaluta da 756 milioni di euro con EIFO e Citi

In data 25 luglio 2025, il Gruppo ha siglato un accordo finalizzato alla concessione di finanziamenti multivaluta da parte di Citi e del Fondo danese per le esportazioni e gli investimenti (Export and Investment Fund – EIFO) per un importo massimo di 756 milioni di euro. Il primo finanziamento, per 500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a circa 430 milioni di euro), è stato firmato da Enel Finance International (EFI).

Perfezionato l'accordo per l'acquisizione di Cetasa, società che detiene un portafoglio di impianti e progetti eolici in Spagna

In data 31 luglio 2025, Enel ha annunciato che Enel Green Power España SLU, società del Gruppo controllata tramite Endesa, ha siglato e perfezionato un accordo per l'acquisizione da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra del 37,5% e del 25% rispettivamente del capitale sociale di Cetasa, società che detiene un portafoglio di 99 MW di impianti eolici operativi nella provincia spagnola di Soria, e ulteriori 30 MW di progetti eolici in fase di sviluppo. Per effetto dell'accordo, Enel Green Power España SLU ha aumentato la propria partecipazione in Cetasa raggiungendo il 100%. L'enterprise value riferito al 100% riconosciuto nell'accordo è di circa 60 milioni di euro.

Enel Américas approva un programma di acquisto di azioni proprie

In data 31 luglio 2025, il Consiglio di Amministrazione della controllata quotata cilena Enel Américas SA ha approvato la convocazione di un'Assemblea straordinaria degli azionisti che si è tenuta in data 28

agosto 2025 per deliberare in merito all'approvazione di un programma di acquisto di azioni proprie. Tale programma ha a oggetto l'acquisto di azioni proprie sino a un massimo del 4% del capitale di Enel Américas e una durata pari a 90 giorni a decorrere dalla data della suddetta Assemblea.

Il Consiglio di Amministrazione della società, riunitosi dopo l'Assemblea straordinaria, ha deciso che il prezzo di acquisto per l'offerta di riacquisto delle azioni sia di 105,23 dollari statunitensi, corrispondente al prezzo medio ponderato durante i 90 giorni antecedenti il 30 luglio 2025, con un premio del 15%.

L'operazione è stata finalizzata in data 1° ottobre 2025 con un esborso di 421 milioni di euro. A seguito dell'operazione la percentuale di interessenza del Gruppo in Enel Américas SA è passata da 82,27% a 85,71%.

Enel avvia un programma di buyback fino a 1 miliardo di euro per riconoscere una remunerazione aggiuntiva agli azionisti

In data 31 luglio 2025, è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie per un esborso complessivo fino a 1 miliardo di euro e un numero massimo di azioni in ogni caso non superiore a 495 milioni di unità, equivalenti a circa il 4,87% del capitale sociale di Enel.

Il programma, la cui durata è prevista dal 1° agosto a non oltre il 31 dicembre 2025, è volto a riconoscere agli azionisti una remunerazione aggiuntiva rispetto alla distribuzione dei dividendi per effetto dell'annullamento delle azioni proprie acquistate per tale finalità. Ai fini dell'esecuzione del programma, Enel ha conferito un incarico a un intermediario abilitato che può adottare le decisioni in merito agli acquisti in piena indipendenza,

1. Relazione sulla gestione

anche in relazione alla tempistica delle operazioni, e nel rispetto di limiti giornalieri di prezzo e di volume coerenti sia con l'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, sia con quanto previsto dall'art. 5 del Regolamento (UE) 596/2014 e dall'art. 3 del Regolamento delegato (UE) 2016/1052.

L'annullamento delle azioni proprie acquistate nell'ambito del programma viene realizzato senza riduzione del capitale sociale, in conformità con quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, ed è effettuato con più atti in via frazionata.

Al 30 settembre 2025, Enel ha acquistato azioni proprie per 631 milioni di euro.

Enel detiene, alla data del 30 settembre 2025, n. 91.622.961 azioni proprie in portafoglio, pari allo 0,9012% circa del capitale sociale.

Enel realizza il collocamento di un bond multi-tranche da 4,5 miliardi di dollari USA a un costo medio equivalente in euro di circa il 3,6%

Il 24 settembre 2025, Enel Finance International NV, società finanziaria controllata da Enel SpA, ha lanciato un bond multi-tranche rivolto agli investitori istituzionali nei mercati statunitense e internazionali per un importo complessivo di 4,5 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 3,8 miliardi di euro. L'operazione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste di sottoscrizione in esubero per circa 3 volte, con ordini complessivi per un importo pari a circa 14,4 miliardi di dollari statunitensi. Strutturata in quattro tranche e conclusa il 30 settembre 2025, ha una durata media di circa 12 anni e presenta un costo medio equivalente in euro di circa il 3,6%.

I proventi dell'emissione saranno utilizzati per finanziare l'ordinario fabbisogno del Gruppo, incluso il rifinanziamento del debito in scadenza.



Risultati operativi del Gruppo

Dati operativi

Generazione di energia elettrica

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Produzione netta di energia elettrica consolidata (TWh) ⁽¹⁾	141,15	147,24	(6,09)	-4,1%
di cui:				
- rinnovabile (TWh) ⁽¹⁾	98,51	102,02	(3,51)	-3,4%
Potenza efficiente netta consolidata totale (GW) ⁽²⁾	86,3	83,8 ⁽³⁾	2,5	3,0%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (GW) ⁽²⁾	61,2	59,5 ⁽³⁾	1,7	2,9%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (%)	70,9%	71,0 ⁽³⁾	-0,1%	-
Potenza efficiente consolidata aggiuntiva rinnovabile (GW)	1,22	1,99	(0,77)	-38,7%
Storage (GW)	3,4	2,9 ⁽³⁾	0,5	17,2%
Potenza efficiente non consolidata (GW) ⁽⁴⁾	6,60	6,30 ⁽³⁾	0,30	4,8%
Potenza efficiente installata totale (GW)	92,90	90,10 ⁽³⁾	2,80	3,1%

(1) 151,75 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile non consolidata (159,48 TWh nei nove mesi del 2024); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale nei nove mesi del 2025 a 109,1 TWh (114,26 nei nove mesi del 2024).

(2) Il dato include la capacità efficiente da Battery Energy Storage System (BESS) come capacità rinnovabile.

(3) Al 31 dicembre 2024.

(4) È determinata come la capacità gestita secondo il modello di Stewardship.

L'energia netta prodotta da Enel nei nove mesi del 2025 registra un decremento di 6,09 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2024 (-4,1%). Tale variazione negativa è da attribuire a una minore produzione da fonti tradizionali (-2,29 TWh), riconducibile a un minore ricorso agli impianti a carbone (-0,64 TWh), a ciclo combinato (-1,48 TWh) e a olio combustibile e turbogas (-0,17 TWh) principalmente in Italia, Colombia e Perù, per quest'ultimo in seguito alla cessione di alcune società di generazione.

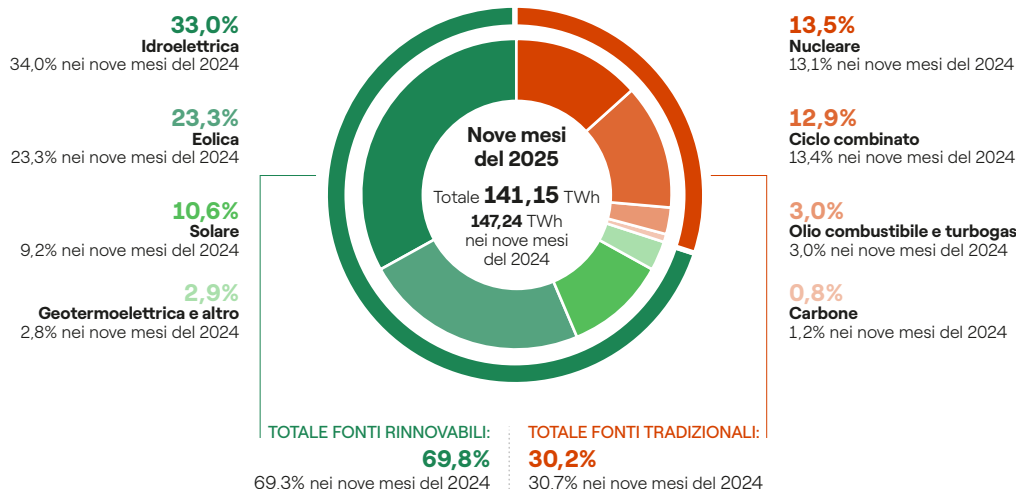
Il decremento di energia prodotta da fonti rinnovabili (-3,51 TWh) è attribuibile essenzialmente alla minore produzione da fonte idroelettrica (-3,43 TWh) prevalentemente in Italia, Cile, Argentina, Brasile e Perù, parzialmente compensata da una maggiore produzione

in Colombia e Spagna, in quest'ultima per via dell'acquisizione di 34 centrali idroelettriche, da fonte eolica (-1,44 TWh) principalmente in Spagna, Stati Uniti, Cile, Italia e Perù, e da fonte geotermica, biomassa e biogas (-0,16 TWh), parzialmente compensata dalla maggiore produzione da fonte solare (1,52 TWh) principalmente in Brasile, Italia, Colombia e Nord America.

In diminuzione la produzione nucleare per 0,29 TWh. Se si escludono gli effetti imputabili alle citate cessioni delle attività di generazione in Perù avvenute nei nove mesi del 2024 (3,19 TWh) e all'acquisizione, nel 2025, di 34 centrali idroelettriche e di alcuni impianti eolici in Spagna (-1,14 TWh), la produzione dei nove mesi del 2025 risulta in diminuzione di 4,04 TWh (-2,8%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente.

1. Relazione sulla gestione

ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (NOVE MESI DEL 2025)

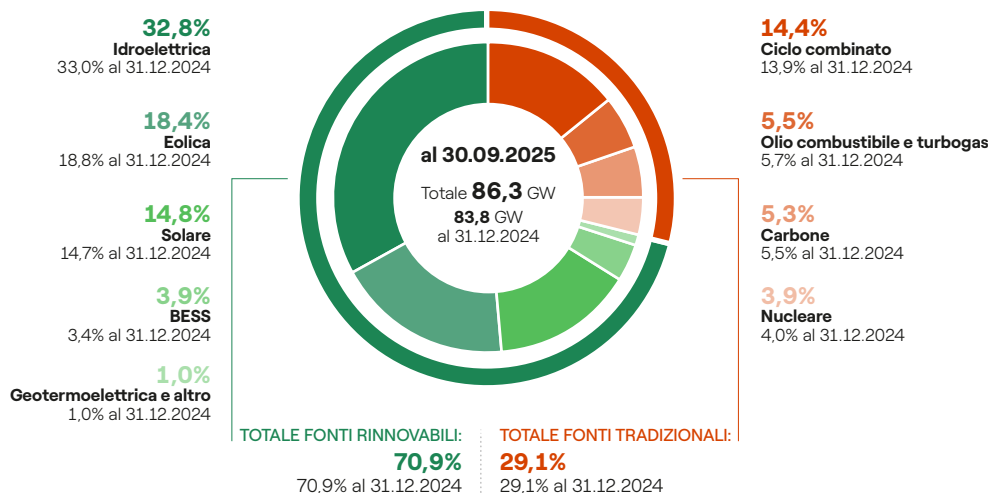


La **potenza efficiente netta consolidata totale** del Gruppo è pari a 86,3 GW, in aumento rispetto al dato registrato al 31 dicembre 2024 (83,8 GW). La variazione è riconducibile all'acquisizione in Spagna dal Gruppo Acciona di 34 centrali idroelettriche e da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra di un portafoglio di

impianti eolici, che hanno comportato un aumento della capacità per 0,7 GW, a un nuovo impianto termoelettrico a ciclo combinato in Italia per 0,8 GW, alla maggiore capacità da Battery Energy Storage System (BESS) in Italia per 0,5 GW e alla maggiore capacità solare per 0,5 GW.

23

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA PER FONTE (AL 30 SETTEMBRE 2025)



Distribuzione di energia elettrica

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	355,7	363,3	(7,6)	-2,1%
Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽¹⁾	45.943.761	45.835.563	108.198	0,2%
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	1.831.651	1.870.283 ⁽²⁾	(38.632)	-2,1%
Utenti finali (n.)	68.988.287	69.207.231	(218.944)	-0,3%
SAIDI (minuti medi) ⁽³⁾	140,6	138,5	2,1	1,5%
SAIFI (n. medio) ⁽³⁾	1,9	1,8	0,1	-

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 30,4 milioni nei nove mesi del 2025 e 30,2 milioni nei nove mesi del 2024.

(2) Al 31 dicembre 2024.

(3) Il dato 2024 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, passata da LTM (Last Twelve Months) a YTD (Year-to-Date).

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nei nove mesi del 2025 è pari a 355,7 TWh, in diminuzione di 7,6 TWh (-2,1%) rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2024, principalmente per effetto della cessione delle attività di distribuzione in Perù (-3,7 TWh) e in Italia, relativa ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia (-6,6 TWh). Pertanto, escludendo gli effetti delle citate variazioni di perimetro nei due periodi a confronto, la distribuzione di energia elettrica è aumentata di 2,7 TWh (+0,8%) tra i due periodi di confronto, prevalentemente per il contributo dei maggiori volumi trasportati in Spagna (+3,3 TWh).

Il numero degli **utenti finali di Enel con smart meter attivi** al 30 settembre 2025 registra un incremento di

108.198 unità, dovuto principalmente agli incrementi registrati in Brasile (+734.551), Spagna (+82.401), Cile (+3.603) e Colombia (+13), parzialmente compensati dalle diminuzioni rilevate in Italia (-712.267) e Argentina (-103).

Il numero degli **utenti finali di Enel** alla fine dei nove mesi del 2025 registra una riduzione di 218.944 unità rispetto allo stesso periodo del 2024 (-0,3%). La variazione è dovuta prevalentemente all'Italia (-718.387 unità) per la già citata cessione delle attività di distribuzione nelle province di Milano e Brescia, solo parzialmente compensata dagli aumenti rilevati nel Resto del Mondo (+422.322 unità), prevalentemente in America Latina, e in Spagna (+77.121 unità).

Mercati finali

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Energia venduta da Enel (TWh)	188,1	208,7	(20,6)	-9,9%
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	4,3	5,0	(0,7)	-14,0%
Clienti retail (n.) ^{(1) (2)}	54.606.064	55.608.476	(1.002.412)	-1,8%
- di cui mercato libero ⁽²⁾	22.772.638	23.902.642	(1.130.004)	-4,7%
Demand response (MW)	9.909	9.132	777	8,5%
Punti di ricarica pubblici (n.) ⁽³⁾	29.838	28.314 ^{(4) (5)}	1.524	5,4%

(1) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.

(2) Il dato dei nove mesi del 2024 è stato aggiornato per riflettere informazioni più precise.

(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 31.347 al 30 settembre 2025 e 29.629 al 31 dicembre 2024.

(4) Al 31 dicembre 2024.

(5) Il dato al 31 dicembre 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.



1. Relazione sulla gestione

L’**energia venduta da Enel** nei nove mesi del 2025 è pari a 188,1 TWh e registra una diminuzione di 20,6 TWh (–9,9%) rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente per effetto delle minori quantità di energia vendute in Italia, Brasile, Cile, Argentina e Colombia e per la cessione delle attività in Perù (–4,8 TWh). Se si esclude tale ultima variazione, la vendita di energia elettrica diminuisce di 15,8 TWh (–7,8%).

Il **gas venduto da Enel** nei nove mesi del 2025 è pari a 4,3 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 0,7 miliardo di metri cubi rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente (–14,0%).

I **punti di ricarica pubblici di Enel** nei nove mesi del 2025 sono pari a 29.838 unità e registrano un incremento di 1.524 unità, rispetto al 31 dicembre 2024, in Italia, Spagna e America Latina.

Le attività di **demand response** nei nove mesi del 2025 risultano pari a 9.909 MW, in aumento di 777 MW rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente, principalmente in Italia, Stati Uniti, Australia, Corea del Sud e Regno Unito.

Le persone del Gruppo

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2025 è pari a 61.192 dipendenti, di cui 29.603 impegnati all’estero. L’organico del Gruppo nel corso dei nove mesi del 2025 si incrementa di 833 unità. Tale variazione

è riferibile al saldo tra assunzioni e cessazioni (+797 unità) nonché alle variazioni di perimetro (36 unità) dovute prevalentemente all’acquisizione della società Corporación Acciona Hidráulica SL in Spagna.

N.	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Percentuale sul totale al 30.09.2025	Percentuale sul totale al 31.12.2024
Generazione Termoelettrica e Trading	4.745	5.105	7,8%	8,4%
Enel Green Power	7.328	8.269	12,0%	13,7%
Enel Grids	34.492	32.214	56,4%	53,4%
Mercati finali	6.767	7.944	11,1%	13,2%
Holding e Servizi	7.860	6.827	12,7%	11,3%
Totale	61.192	60.359	100,0%	100,0%

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	Conto economico ordinario ⁽¹⁾				Conto economico			
	Nove mesi				Nove mesi			
	2025	2024	Variazioni		2025	2024	Variazioni	
Ricavi	59.702	56.251	3.451	6,1%	59.702	57.634	2.068	3,6%
Costi	42.978	38.368	4.610	12,0%	43.370	38.605	4.765	12,3%
Risultati netti da contratti su commodity	538	(434)	972	-	538	(434)	972	-
Margine operativo lordo	17.262	17.449	(187)	-1,1%	16.870	18.595	(1.725)	-9,3%
Ammortamenti e impairment	5.853	5.804	49	0,8%	5.946	5.867	79	1,3%
Risultato operativo	11.409	11.645	(236)	-2,0%	10.924	12.728	(1.804)	-14,2%
Proventi finanziari	4.946	4.535	411	9,1%	4.946	4.535	411	9,1%
Oneri finanziari	6.941	6.845	96	1,4%	6.991	6.845	146	2,1%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.995)	(2.310)	315	13,6%	(2.045)	(2.310)	265	11,5%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	194	(206)	-	(41)	(6)	(35)	-
Risultato prima delle imposte	9.402	9.529	(127)	-1,3%	8.838	10.412	(1.574)	-15,1%
Imposte	2.629	2.676	(47)	-1,8%	2.567	3.403	(836)	-24,6%
Risultato netto delle continuing operation	6.773	6.853	(80)	-1,2%	6.271	7.009	(738)	-10,5%
Risultato netto delle discontinued operation	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	6.773	6.853	(80)	-1,2%	6.271	7.009	(738)	-10,5%
Quota di interessenza del Gruppo	5.703	5.846	(143)	-2,4%	5.236	5.870	(634)	-10,8%
Quota di interessenza di terzi	1.070	1.007	63	6,3%	1.035	1.139	(104)	-9,1%

(1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti, per la cui definizione esaustiva si rimanda al paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto del periodo del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

Premessa

In considerazione delle operazioni di riorganizzazione del Gruppo e della finalizzazione del piano di dismissioni avvenuta nel 2024, le informazioni economico-finanziarie riportate nella tabella seguente sono state elaborate per fini gestionali, al fine di fornire una rappresentazione coerente e comparabile dell'andamento del perimetro di business e consentire una migliore

comprensione delle dinamiche operative sottostanti. Tali informazioni, predisposte sulla base di dati gestionali "like for like", riflettono i cambi avvenuti nel perimetro di consolidamento conseguenti alle operazioni di razionalizzazione e focalizzazione su Paesi e Linee di Business "core", come se le stesse fossero state in essere sin dall'inizio del periodo di riferimento.

1. Relazione sulla gestione

Milioni di euro	Nove mesi							
					Like for like			
	2025	2024	Variazioni		2025	2024	Variazioni	
Ricavi	59.702	57.634	2.068	3,6%	59.702	55.605	4.097	7,4%
Margine operativo lordo ordinario	17.262	17.449	(187)	-1,1%	17.262	17.109	153	0,9%
Risultato operativo ordinario	11.409	11.645	(236)	-2,0%	11.409	11.363	46	0,4%
Risultato netto del Gruppo ordinario	5.703	5.846	(143)	-2,4%	5.703	5.455	248	4,5%

I dati relativi ai nove mesi del 2024, su base like for like, sono stati presentati per le finalità gestionali sopra riportate, al fine di consentire un confronto omogeneo delle dinamiche operative del business sulla base

del perimetro di attività vigente all'inizio dell'esercizio 2025.

Nella rappresentazione like for like dei dati 2024 non sono state quindi considerate le seguenti operazioni:

Nove mesi 2024				
Milioni di euro	Ricavi	Margine operativo lordo ordinario	Risultato operativo ordinario	Risultato netto del Gruppo ordinario
Valore contabile	57.634	17.449	11.645	5.846
Plusvalenza da cessione attività in Perù	(1.347)	-	-	-
Cessione delle attività in Perù	(579)	(249)	(191)	(116)
Cessione attivi di distribuzione comuni di Milano e Brescia	(87)	(75)	(75)	(54)
Cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	-	-	-	(208)
Altro	(16)	(16)	(16)	(13)
Valore like for like	55.605	17.109	11.363	5.455

Ricavi

27

Milioni di euro	Nove mesi			
	2025	2024	Variazioni	
Vendite energia elettrica	29.960	33.134	(3.174)	-9,6%
Trasporto energia elettrica	9.514	9.087	427	4,7%
Corrispettivi da gestori di rete	1.031	686	345	50,3%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.207	1.403	(196)	-14,0%
Vendite gas	3.664	4.242	(578)	-13,6%
Trasporto gas	424	356	68	19,1%
Vendite di combustibili	975	1.048	(73)	-7,0%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	726	631	95	15,1%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	866	762	104	13,6%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo	8.181	1.572	6.609	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	883	933	(50)	-5,4%
Vendite per certificati ambientali	87	219	(132)	-60,3%
Proventi da cessione attività	22	1.358	(1.336)	-98,4%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	13	51	(38)	-74,5%
Contributi per certificati ambientali	176	244	(68)	-27,9%
Rimborsi vari	323	262	61	23,3%
Proventi per tax partnership	415	696	(281)	-40,4%
Altri proventi	1.235	950	285	30,0%
Totale	59.702	57.634	2.068	3,6%

Nel periodo chiuso al 30 settembre 2025, i **ricavi** del Gruppo Enel si attestano a 59.702 milioni di euro, in aumento del 3,6% rispetto ai 57.634 milioni di euro dello stesso periodo del 2024.

L'incremento su base like for like, pari a 4.097 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile all'aumento dei ricavi della Generazione Termoelettrica e Trading per la vendita di commodity sul mercato wholesale, in un contesto di mercato con prezzi medi crescenti

rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ai maggiori ricavi per energia e gas trasportati, principalmente relativi all'Italia, e all'incremento dei ricavi retail in Spagna.

Tali fenomeni hanno più che compensato la diminuzione dei ricavi retail in Italia, connessa al riposizionamento del portafoglio clienti, che ha comportato una riduzione dei prezzi medi applicati e dei volumi nei segmenti top e corporate.

Costi

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Acquisto di energia elettrica	13.104	13.895	(791)	-5,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.035	2.628	(593)	-22,6%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	10.014	3.921	6.093	-
Materiali	1.731	1.677	54	3,2%
Costo del personale	3.456	3.470	(14)	-0,4%
Servizi e godimento beni di terzi	12.078	12.101	(23)	-0,2%
Oneri per certificati ambientali	933	1.130	(197)	-17,4%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	232	186	46	24,7%
Altri oneri per imposte e tasse	1.084	992	92	9,3%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	342	1	341	-
Contributi straordinari di solidarietà	-	202	(202)	-
Altri costi operativi	583	558	25	4,5%
Costi capitalizzati	(2.222)	(2.156)	(66)	-3,1%
Totale	43.370	38.605	4.765	12,3%

Analogamente a quanto commentato per i ricavi, anche i **costi** nel periodo chiuso al 30 settembre 2025 subiscono un incremento prevalentemente per l'aumento dei prezzi delle commodity energetiche, in particolare del gas in Italia, che ha prodotto effetti sui risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di

gas con consegna fisica chiusi nei nove mesi del 2025. I costi del periodo includono, inoltre, l'onere connesso al perfezionamento della cessione della partecipazione residua in Slovenské elektrárne per effetto del rilascio nel Conto economico del periodo di riserve di patrimonio netto negative riferibili alla società (341 milioni di euro).

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024 ⁽¹⁾		
Generazione Termoelettrica e Trading	2.381	2.542	(161)	-6,3%
Enel Green Power	5.119	5.620	(501)	-8,9%
Enel Grids	6.529	6.210	319	5,1%
Mercati finali	3.363	3.297	66	2,0%
Holding e Servizi	(130)	(220)	90	40,9%
Totale	17.262	17.449	(187)	-1,1%

(1) I dati economici dei nove mesi del 2024, relativi al business dei Mercati finali e di Enel Grids, nell'ambito del perimetro del Resto del Mondo, hanno subito una riallocazione in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, a seguito di una modifica organizzativa, anche i risultati relativi alla società 3SUN sono stati riallocati da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi.

Il **margine operativo lordo ordinario** presenta una riduzione di 187 milioni di euro (-1,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Al netto dei fenomeni commentati in premessa, e considerando quindi dati gestionali like for like, il margine operativo lordo ordinario è in aumento di 153 milioni di euro e risente inoltre degli effetti, complessivamente negativi per 355 milioni di euro, delle variazioni dei tassi di cambio, riferibili prevalentemente al Brasile (152 milioni di euro), alla Colombia (75 milioni di euro) e all'Argentina (73 milioni di euro),

escludendo i quali il margine operativo lordo, su base like for like, sarebbe in aumento di 508 milioni di euro, grazie ai migliori risultati dei Business Integrati in Spagna e di Enel Grids in Italia, quale conseguenza della forte accelerazione degli investimenti, messa in atto a partire dal 2023.

Tali effetti hanno più che compensato la riduzione relativa al mercato retail in Italia per la normalizzazione del portafoglio di offerta dei clienti retail e per le minori quantità vendute.

Margine operativo lordo

Il **margine operativo lordo** è pari a 16.870 milioni di euro (18.595 milioni di euro nei nove mesi del 2024), in diminuzione di 1.725 milioni di euro. In particolare, la variazione risente sostanzialmente dei fenomeni già commentati nel margine operativo lordo ordinario, nonché della rilevazione, nei nove mesi del 2024, dei proventi derivanti dalle cessioni delle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica in Perù (1.347 milioni di

euro) e dell'onere per il contributo straordinario di solidarietà in Spagna (202 milioni di euro). A tali effetti si aggiunge la rilevazione nel secondo trimestre 2025 dell'onere connesso al perfezionamento della cessione della partecipazione residua in Slovenské elektrárne per effetto del rilascio nel Conto economico del periodo di riserve di patrimonio netto negative riferibili alla società (341 milioni di euro).

Milioni di euro	Nove mesi 2025					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	2.381	5.119	6.529	3.363	(130)	17.262
Risultati da operazioni di Merger & Acquisition	(341)	-	-	-	-	(341)
Piani di ristrutturazione aziendale e altri oneri non ordinari	(2)	(5)	(7)	(20)	(14)	(48)
Adeguamenti di valore	-	(3)	-	-	-	(3)
Margine operativo lordo	2.038	5.111	6.522	3.343	(144)	16.870

Milioni di euro	Nove mesi 2024 ⁽¹⁾					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	2.542	5.620	6.210	3.297	(220)	17.449
Risultati da operazioni di Merger & Acquisition	44	65	1.274	-	(15)	1.368
Contributi straordinari di solidarietà	-	-	-	-	(202)	(202)
Adeguamenti di valore	-	-	-	(20)	-	(20)
Margine operativo lordo	2.586	5.685	7.484	3.277	(437)	18.595

(1) I dati economici dei nove mesi del 2024, relativi al business dei Mercati finali e di Enel Grids, nell'ambito del perimetro del Resto del Mondo, hanno subito una riallocazione in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, a seguito di una modifica organizzativa, anche i risultati relativi alla società 3SUN sono stati riallocati da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	Nove mesi			
	2025	2024 ⁽¹⁾	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.742	1.911	(169)	-8,8%
Enel Green Power	3.655	4.365	(710)	-16,3%
Enel Grids	3.983	3.756	227	6,0%
Mercati finali	2.317	1.982	335	16,9%
Holding e Servizi	(288)	(369)	81	22,0%
Totale	11.409	11.645	(236)	-2,0%

(1) I dati economici dei nove mesi del 2024, relativi al business dei Mercati finali e di Enel Grids, nell'ambito del perimetro del Resto del Mondo, hanno subito una riallocazione in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, a seguito di una modifica organizzativa, anche i risultati relativi alla società 3SUN sono stati riallocati da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi.

Il **risultato operativo ordinario** del periodo chiuso al 30 settembre 2025 si riduce di 236 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Considerando i dati gestionali su base like for like, al fine di avere una comparazione omogenea, il risultato

operativo ordinario è in aumento di 46 milioni di euro in considerazione di quanto già commentato nel margine operativo lordo ordinario e dei maggiori ammortamenti riconducibili agli investimenti entrati in esercizio nel corso dei 12 mesi precedenti.

Risultato operativo

Milioni di euro	Nove mesi 2025					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	1.742	3.655	3.983	2.317	(288)	11.409
Risultati da operazioni di Merger & Acquisition	(341)	-	-	-	-	(341)
Piani di ristrutturazione aziendale e altri oneri non ordinari	(2)	(5)	(7)	(20)	(14)	(48)
Adegamenti di valore	-	(96)	-	-	-	(96)
Risultato operativo	1.399	3.554	3.976	2.297	(302)	10.924

Milioni di euro	Nove mesi 2024 ⁽¹⁾					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	1.911	4.365	3.756	1.982	(369)	11.645
Risultati da operazioni di Merger & Acquisition	44	65	1.274	-	(15)	1.368
Contributi straordinari di solidarietà	-	-	-	-	(202)	(202)
Adegamenti di valore	-	-	-	(83)	-	(83)
Risultato operativo	1.955	4.430	5.030	1.899	(586)	12.728

(1) I dati economici dei nove mesi del 2024, relativi al business dei Mercati finali e di Enel Grids, nell'ambito del perimetro del Resto del Mondo, hanno subito una riallocazione in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, a seguito di una modifica organizzativa, anche i risultati relativi alla società 3SUN sono stati riallocati da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi.

31

Si segnala che il **risultato operativo** accoglie, oltre a quanto già commentato in precedenza, anche l'adeguamento di valore connesso essenzialmente ad

alcuni impianti di produzione di energia rinnovabile negli Stati Uniti (68 milioni di euro) e in Cile (31 milioni di euro).

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del periodo chiuso al 30 settembre 2025 ammonta a 5.703 milioni di euro rispetto ai 5.846 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento del risultato netto del Gruppo ordinario a perimetro omogeneo, come riportato in premessa,

pari a 248 milioni di euro, è ascrivibile a quanto già commentato nella gestione operativa ordinaria, nonché ai minori oneri finanziari netti, pari a 315 milioni di euro, connessi alla riduzione del debito netto nei due periodi di confronto e alla riduzione del costo medio di tale debito.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** ammonta a 5.236 milioni di euro nel periodo chiuso al 30 settembre 2025, con una riduzione di 634 milioni di euro rispetto ai 5.870 milioni di euro rilevati nell'analogo periodo del 2024. Tale riduzione è connessa principalmente al differente contributo delle operazioni di dismissione di attività nei due periodi a confronto. In particolare, il risultato dei nove mesi del 2024 include i proventi, al netto degli effetti fiscali e delle interessenze dei terzi, della cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù (428 milioni di euro), mentre nello stesso pe-

riodo del 2025 sono stati rilevati oneri per 341 milioni di euro per effetto della citata cessione del 50% della società Slovak Power Holding e relativi al rilascio delle riserve negative di patrimonio netto afferenti alla partecipazione.

Nella tabella sotto riportata è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	Nove mesi	
	2025	2024
Risultato netto del Gruppo ordinario	5.703	5.846
Risultati da operazioni di Merger & Acquisition	(363)	448
Adeguamenti di valore	(64)	(83)
Piani di ristrutturazione aziendale e altri oneri non ordinari	(40)	-
Contributi straordinari di solidarietà	-	(141)
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	-	(200)
Risultato netto del Gruppo	5.236	5.870

32

Si riporta di seguito la riconciliazione tra il risultato netto dei nove mesi del 2025 e 2024 e i dati elaborati su base like for like, al fine di consentire un confron-

to omogeneo delle dinamiche operative del business sulla base del perimetro di attività vigente all'inizio dell'esercizio 2025.

Milioni di euro	Nove mesi		Variazione
	2025	2024	
Risultato netto del Gruppo	5.236	5.870	(634)
Cessione delle attività in Perù	-	(544)	544
Cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	341	(8)	349
Cessione attivi di distribuzione comuni di Milano e Brescia	-	(54)	54
Altro	-	(13)	13
Risultato netto del Gruppo like for like	5.577	5.251	326

Analisi della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

Il capitale investito netto è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto.

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	109.486	110.451	(965)	-0,9%
- avviamento	13.059	12.850	209	1,6%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.432	1.456	(24)	-1,6%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(3.015)	(2.631)	(384)	-14,6%
Totale attività immobilizzate nette	120.962	122.126	(1.164)	-1,0%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	14.926	15.941	(1.015)	-6,4%
- rimanenze	4.016	3.643	373	10,2%
- crediti/(debiti) netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.731)	(4.378)	647	14,8%
- altre attività/(passività) correnti nette	(9.792)	(10.592)	800	7,6%
- debiti commerciali	(10.486)	(13.693)	3.207	23,4%
Totale capitale circolante netto	(5.067)	(9.079)	4.012	44,2%
Capitale investito lordo	115.895	113.047	2.848	2,5%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(1.402)	(1.614)	212	13,1%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(7.334)	(6.760)	(574)	-8,5%
Totale fondi diversi	(8.736)	(8.374)	(362)	-4,3%
Attività nette possedute per la vendita	164	265	(101)	-38,1%
Capitale investito netto	107.323	104.938	2.385	2,3%
Patrimonio netto complessivo	49.788	49.171	617	1,3%
Indebitamento finanziario netto	57.535	55.767	1.768	3,2%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2025 è pari a 107.323 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 49.788 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 57.535 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2025 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,16 (1,13 al 31 dicembre 2024). L'aumento del capitale investito netto, pari a 2.385 milioni di euro, deriva principalmente:

- dall'incremento del **capitale circolante netto**, per 4.012 milioni di euro, dovuto principalmente alla

riduzione dei debiti verso fornitori, soprattutto in Italia, Spagna e Cile, e alla riduzione dei debiti netti verso operatori istituzionali in Italia; tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei crediti commerciali soprattutto in Italia, Spagna e Cile;

- dalla riduzione delle **attività immobilizzate nette** per 1.164 milioni di euro soprattutto per effetto della riduzione delle attività materiali e immateriali connessa essenzialmente agli ammortamenti e adeguamenti di valore del periodo e all'andamen-

to negativo dei tassi di cambio. Tali effetti hanno più che compensato gli incrementi per gli investimenti del periodo e per le acquisizioni in Spagna di impianti idroelettrici dal Gruppo Acciona e di impianti eolici da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra;

- dalla riduzione delle **attività nette possedute per la vendita** per 101 milioni di euro connessa principalmente alla riclassifica delle attività relative alla società Enel Generación Piura tra le attività "held for use" (204 milioni di euro), in ragione del venir meno dei requisiti previsti dal principio contabile di riferimento IFRS 5, al netto della classificazione di talune attività e relative passività di generazione rinnova-

bile statunitensi come disponibili per la vendita in quanto rientranti nel perimetro dell'accordo di asset swap con Gulf Pacific Power (125 milioni di euro).

Il **patrimonio netto complessivo** al 30 settembre 2025 si incrementa di 617 milioni di euro prevalentemente per effetto del risultato complessivo del periodo (4.415 milioni di euro) e dell'incremento della riserva per obbligazioni ibride perpetue (1.074 milioni di euro). Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dai dividendi distribuiti (3.499 milioni di euro, inclusivi dei coupon pagati ai titolari di obbligazioni ibride) e dalla variazione negativa delle riserve legata all'operazione di buyback avviata da Enel SpA (1.000 milioni di euro).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto.

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	14.485	14.755	(270)	-1,8%
- obbligazioni	41.242	42.282	(1.040)	-2,5%
- debiti verso altri finanziatori ⁽¹⁾	2.792	3.027	(235)	-7,8%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>58.519</i>	<i>60.064</i>	<i>(1.545)</i>	<i>-2,6%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.763)	(2.676)	(87)	-3,3%
Indebitamento netto a lungo termine	55.756	57.388	(1.632)	-2,8%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.519	1.742	(223)	-12,8%
- altri finanziamenti a breve verso banche	414	344	70	20,3%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.933</i>	<i>2.086</i>	<i>(153)</i>	<i>-7,3%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	6.842	5.318	1.524	28,7%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	358	379	(21)	-5,5%
Commercial paper	1.247	2.406	(1.159)	-48,2%
Cash collateral e altri finanziamenti per operatività su derivati	197	732	(535)	-73,1%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽²⁾	112	177	(65)	-36,7%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>8.756</i>	<i>9.012</i>	<i>(256)</i>	<i>-2,8%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.221)	(2.174)	953	43,8%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.200)	(1.982)	(218)	-11,0%
Altri crediti finanziari a breve termine	(534)	(374)	(160)	-42,8%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve termine	(4.955)	(8.189)	3.234	39,5%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(8.910)</i>	<i>(12.719)</i>	<i>3.809</i>	<i>29,9%</i>
Indebitamento netto a breve termine	1.779	(1.621)	3.400	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	57.535	55.767	1.768	3,2%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	49	61	(12)	-19,7%

(1) Include le "Altre passività finanziarie non correnti" ricomprese nella voce "Altre passività non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato sintetico.

(2) Include gli "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nella voce "Altre passività correnti" dello Stato patrimoniale consolidato sintetico.

1. Relazione sulla gestione

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 57.535 milioni di euro al 30 settembre 2025, non inclusivo al 30 settembre 2025 del debito finanziario netto riferito alle attività nette classificate come disponibili per la vendita per un valore complessivo pari a 49 milioni di euro, registra un incremento di 1.768 milioni di euro rispetto ai 55.767 milioni di euro al 31 dicembre 2024. Il fabbisogno finanziario richiesto dagli investimenti del periodo (6.522 milioni di euro, al netto dei contributi in conto impianti ricevuti per 314 milioni di euro), dal pagamento di dividendi (5.859 milioni di euro, inclusivi di 240 milioni di euro di coupon pagati su obbligazioni ibride), dall'acquisizione degli impianti idroelettrici ed eolici da parte di Endesa (979 milioni di euro, al netto delle disponibilità liquide acquisite) e dall'acquisto da parte di Enel SpA ed Endesa di azioni proprie (1.073 milioni di euro),

nonché gli effetti sul debito dei nuovi contratti di leasing (395 milioni di euro), sono stati solo in parte compensati dai positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa corrente (9.093 milioni di euro), dalle nuove emissioni di obbligazioni ibride perpetue al netto dei riacquisti nel corso dei nove mesi del 2025 (1.074 milioni di euro) e dall'effetto positivo generato dall'andamento dei tassi di cambio (2.870 milioni di euro). Al 30 settembre 2025, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo (rapporto debt to equity), è pari a 1,16 (1,13 al 31 dicembre 2024).

Al 30 settembre 2025, l'**indebitamento finanziario lordo**, in riduzione di 1.954 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024, è pari a 69.208 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 30.09.2025			al 31.12.2024		
	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo
Indebitamento finanziario lordo	67.238	1.970	69.208	67.503	3.659	71.162
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	44.127	1.373	45.500	45.650	2.549	48.199
Finanziamenti sostenibili/ Totale indebitamento lordo (%)			66%			68%

In particolare, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 67.238 milioni di euro, di cui 44.127 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 48.084 milioni di euro, di cui 29.641 milioni di euro riferibili a prestiti obbligazionari sostenibili, in aumento di 484 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto delle nuove emissioni effettuate da Enel Finance International, tra le quali si evidenzia un'emissione multi-tranche sustainability-linked nel mese di febbraio 2025, pari a 2.000 milioni di euro, e un'emissione multi-tranche nel mese di settembre 2025, pari a 4.500 milioni di dollari statunitensi (corrispondenti a circa 3.800 milioni di euro); tale aumento è stato parzialmente compensato dai rimborsi effettuati nel periodo e dal favorevole andamento dei tassi di cambio;
- finanziamenti bancari per 16.004 milioni di euro, di cui 14.487 milioni di euro relativi a finanziamenti

sostenibili, che diminuiscono di 493 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024;

- debiti verso altri finanziatori per 3.150 milioni di euro, che diminuiscono di 256 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine** è pari a 1.970 milioni di euro, in diminuzione di 1.689 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024 principalmente per effetto della riduzione delle commercial paper e dei cash collateral a debito, pari rispettivamente a 1.159 milioni di euro e a 535 milioni di euro.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari complessivamente a 11.673 milioni di euro, diminuiscono di 3.722 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto principalmente della riduzione della voce "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve termine" per 3.234 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei nove mesi del 2025 è positivo per 9.093 milioni di euro, in aumento di 700 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto del minor fabbisogno connesso al pagamento delle imposte e degli interessi e altri oneri finanziari, considerato un fabbisogno relativo alla variazione del capitale circolante netto sostanzialmente in linea con il periodo di confronto.

Il **cash flow da attività di investimento** dei nove mesi del 2025 ha assorbito liquidità per 7.471 milioni di euro, rispetto ai 2.953 milioni di euro dei nove mesi del 2024, per effetto essenzialmente dei minori flussi di cassa ricevuti per dismissioni di imprese e rami di imprese (4.178 milioni di euro). Infatti, nei nove mesi del 2025 le dismissioni di imprese o rami di imprese, pari a 53 milioni di euro, accolgono il conguaglio legato alla cessione avvenuta nel 2024 del 90% di Due-reti Srl ad A2A SpA (24 milioni di euro), la vendita di Wind Autogeneración in Colombia (13 milioni di euro), la cessione di Arroyo Solar negli Stati Uniti (14 milioni di euro) e l'adeguamento prezzo di 2 milioni di euro per la vendita del 50% di Enel Green Power Australia. L'analoga voce nei nove mesi del 2024, pari a 4.231 milioni di euro, si riferiva principalmente:

- alla cessione da parte di Enel Green Power North America (EGPNA) dell'intera quota detenuta in alcune società delle rinnovabili a fronte di un corrispettivo di 249 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 4 milioni di euro;
- alla cessione della totalità delle partecipazioni detenute da Enel Perú SAC nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC a Niagara Energy SAC per un corrispettivo totale di 1.100 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 98 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Perú SAC delle partecipazioni detenute nella società Enel Distribución Perú SAA e nella società Enel X Perú SAC a North Lima Power Grid Holding SAC, a fronte di un corrispettivo totale di 2.865 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 15 milioni di euro.

Inoltre, nei nove mesi del 2025, risultano investimenti in imprese o rami di imprese per 979 milioni di euro relativi all'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica SL da parte di Endesa Generación al netto della cassa acquisita di 10 milioni di euro (949 milioni di euro) e all'acquisizione del 62,5%

della società Compañía Eólica Tierras Altas SA da parte di Enel Green Power España al netto della cassa acquisita di 14 milioni di euro (30 milioni di euro).

Gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività non correnti derivanti da contratti con i clienti, pari a 6.838 milioni di euro nei nove mesi del 2025, di cui 2 milioni di euro classificati come disponibili per la vendita, si riducono rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente in cui risultavano pari a 7.790 milioni di euro. I contributi in conto capitale risultano pari a 314 milioni di euro (587 milioni di euro nei nove mesi del 2024).

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei nove mesi del 2025 è pari a 21 milioni di euro e si riferisce principalmente all'uscita di cassa per l'aumento di capitale di Enel Green Power Australia per 130 milioni di euro a seguito dell'accordo raggiunto tra Potentia Energy e CVC DIF e Cbus Super per l'acquisizione di partecipazioni di controllo in un portafoglio da oltre 1 GW di asset rinnovabili. Tale effetto è stato parzialmente compensato da disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Spagna, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 4.605 milioni di euro, mentre nei nove mesi del 2024 ne aveva assorbita per 4.220 milioni di euro. Il flusso dei nove mesi del 2025 è sostanzialmente relativo:

- alla variazione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 1.246 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 5.619 milioni di euro, cui si aggiungono 240 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride;
- all'emissione di obbligazioni ibride per 1.974 milioni di euro e al relativo rimborso per 900 milioni di euro;
- all'acquisto di azioni proprie da parte di Endesa per 442 milioni di euro ed Enel SpA per 631 milioni di euro.

Nei nove mesi del 2025 il cash flow legato all'attività di investimento, pari a 7.471 milioni di euro, e il cash flow da attività di finanziamento, pari a 4.605 milioni di euro, hanno interamente assorbito i flussi di cassa derivanti dall'attività operativa, positivo per 9.093 milioni di euro. La residua parte ha quindi determinato una riduzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 30 settembre 2025 di 3.239 milioni di euro (inclusi anche i 256 milioni di euro connessi all'andamento dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro).

Investimenti

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Generazione Termoelettrica e Trading	327	433	(106)	-24,5%
Enel Green Power	1.053	2.220	(1.167)	-52,6%
Enel Grids	4.738	4.159	579	13,9%
Mercati finali	572	697	(125)	-17,9%
Holding e Servizi	146	93	53	57,0%
Totale⁽¹⁾	6.836	7.602	(766)	-10,1%

(1) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “posseduto per la vendita” (188 milioni di euro nei nove mesi del 2024).

Gli **investimenti** ammontano a 6.836 milioni di euro nei nove mesi del 2025, in diminuzione di 766 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’anno precedente.

La riduzione riflette il diverso approccio alla selezione degli investimenti, con maggior focus verso impianti già operativi (“brownfield”) in modo da massimizzare il ritorno finanziario e la profittabilità.

Infatti, se si considera tra gli investimenti brownfield l’acquisizione in Spagna di 34 impianti idroelettrici per 961 milioni di euro e quella di un portafoglio di impianti eolici per 46 milioni di euro, l’ammontare degli investimenti effettuati nel periodo risulta essere in aumento di 241 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente.

Gli investimenti del Gruppo sono concentrati soprattutto nelle reti (4.738 milioni di euro, 69% del totale) e nelle energie rinnovabili (1.053 milioni di euro, 15% del totale), in linea con le assunzioni del Piano Strategico del Gruppo.

Gli investimenti nelle attività di distribuzione si incre-

mentano di 579 milioni di euro e sono finalizzati a migliorare l’affidabilità e la qualità del servizio, assicurare una maggiore resilienza delle reti agli eventi climatici estremi e massimizzare la remunerazione degli attivi.

In particolare, gli aumenti sono concentrati in Italia, Spagna, Brasile, Cile e Argentina.

Per quanto riguarda le energie rinnovabili, la riduzione di 1.167 milioni di euro, senza considerare l’impatto degli investimenti brownfield sopra citati, ha riguardato soprattutto le attività in Nord America (582 milioni di euro), Brasile (265 milioni di euro), Italia (218 milioni di euro), Cile (173 milioni di euro) e Spagna (57 milioni di euro) ed è stata solo parzialmente compensata dall’aumento rilevato in Colombia (125 milioni di euro), Sudafrica (8 milioni di euro) e Panama (4 milioni di euro).

Gli investimenti nei Mercati finali risultano in diminuzione di 125 milioni di euro, prevalentemente in Italia e Spagna. Gli investimenti nell’ambito della Generazione Termoelettrica e Trading diminuiscono per 106 milioni di euro soprattutto in Italia.

Risultati economici per Settore

La rappresentazione dei risultati economici per Settore di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo e per comunicare al mercato i propri risultati, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo. La Linea di Business risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini considerando che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica. A tale proposito si evidenzia che dal 2025 il management,

nel rappresentare i risultati per Settore di attività, ha ritenuto opportuno associare alle operazioni della distribuzione di energia, e quindi all'ambito del business di Enel Grids, le performance di alcune attività precedentemente considerate nell'ambito del business dei Mercati finali in America Latina, anche in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, il management, a seguito di una modifica organizzativa, ha deciso di riallocare i dati economici e patrimoniali della società 3SUN da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi. A seguito delle modifiche descritte, i dati riferiti al medesimo periodo dell'esercizio precedente sono stati rideterminati ai soli fini comparativi.

Risultati per Settore dei nove mesi del 2025 e del 2024

Nove mesi 2025

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment ⁽¹⁾	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	14.165	5.487	14.877	25.094	79	59.702	-	59.702
Ricavi e altri proventi intersettoriali	7.048	3.039	1.903	1.128	1.408	14.526	(14.526)	-
Totale ricavi	21.213	8.526	16.780	26.222	1.487	74.228	(14.526)	59.702
Risultati netti da contratti su commodity	847	71	-	(385)	5	538	-	538
Margine operativo lordo	2.038	5.111	6.522	3.343	(144)	16.870	-	16.870
Ammortamenti e impairment	639	1.557	2.546	1.046	158	5.946	-	5.946
Risultato operativo	1.399	3.554	3.976	2.297	(302)	10.924	-	10.924
Investimenti	327⁽²⁾	1.053⁽³⁾	4.738	572	146	6.836	-	6.836

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nove mesi 2024

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment ⁽¹⁾	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	6.928	6.892	16.058	27.769	(13)	57.634	-	57.634
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.883	2.453	2.141	2.000	1.362	17.839	(17.839)	-
Totale ricavi	16.811	9.345	18.199	29.769	1.349	75.473	(17.839)	57.634
Risultati netti da contratti su commodity	826	33	-	(1.290)	(3)	(434)	-	(434)
Margine operativo lordo	2.586	5.685	7.484	3.277	(437)	18.595	-	18.595
Ammortamenti e impairment	631	1.255	2.454	1.378	149	5.867	-	5.867
Risultato operativo	1.955	4.430	5.030	1.899	(586)	12.728	-	12.728
Investimenti	433⁽²⁾	2.220⁽³⁾	4.159⁽⁴⁾	697⁽⁵⁾	93⁽⁶⁾	7.602	-	7.602

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) Il dato non include 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Il dato non include 92 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

1. Relazione sulla gestione



Nella tabella seguente è presentato il margine operativo lordo ordinario, per i due periodi a confronto, per ciascuna Linea di Business e con evidenza dell'Area Geografica di riferimento. Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non

ricorrenti secondo quanto meglio indicato nel paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". La riconciliazione di tale indicatore con il margine operativo lordo è riportata nel paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Margine operativo lordo ordinario⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Enel Grids		
	Nove mesi			Nove mesi			Nove mesi		
	2025	2024	Variazione	2025	2024	Variazione	2025	2024	Variazione
Italia	1.196	1.549	(353)	1.857	2.046	(189)	3.401	2.961	440
Iberia	1.173	995	178	712	732	(20)	1.335	1.362	(27)
Resto del Mondo	7	(2)	9	2.557	2.864	(307)	1.780	1.885	(105)
Argentina	-	1	(1)	23	13	10	127	35	92
Brasile	(2)	(1)	(1)	362	446	(84)	1.043	1.156	(113)
Cile	(16)	(58)	42	762	895	(133)	110	64	46
Colombia e Centro America	15	(4)	19	688	581	107	500	525	(25)
Colombia	17	(2)	19	548	465	83	500	525	(25)
Costa Rica	-	-	-	10	10	-	-	-	-
Guatemala	(1)	(1)	-	26	24	2	-	-	-
Panama	(1)	(1)	-	104	82	22	-	-	-
Stati Uniti e Canada	(17)	(12)	(5)	624	714	(90)	-	-	-
Messico	7	2	5	57	58	(1)	-	-	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	20	70	(50)	41	157	(116)	-	105	(105)
Perù	20	70	(50)	-	96	(96)	-	105	(105)
Europa e Africa	-	-	-	35	60	(25)	-	-	-
Asia e Oceania	-	-	-	6	1	5	-	-	-
Altro	5	-	5	(7)	(22)	15	13	2	11
Totale	2.381	2.542	(161)	5.119	5.620	(501)	6.529	6.210	319

(1) Il margine operativo lordo ordinario non include talune partite non ordinarie rispetto ai modelli di business adottati dal Gruppo. Per la riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

1. Relazione sulla gestione

Mercati finali			Holding e Servizi			Totale		
Nove mesi			Nove mesi			Nove mesi		
2025	2024	Variazione	2025	2024	Variazione	2025	2024	Variazione
2.273	2.313	(40)	16	2	14	8.743	8.871	(128)
940	865	75	6	16	(10)	4.166	3.970	196
136	92	44	(34)	(83)	49	4.446	4.756	(310)
-	3	(3)	(1)	(1)	-	149	51	98
11	7	4	(16)	(25)	9	1.398	1.583	(185)
57	61	(4)	(15)	(51)	36	898	911	(13)
55	45	10	(1)	-	(1)	1.257	1.147	110
55	45	10	(1)	-	(1)	1.119	1.033	86
-	-	-	-	-	-	10	10	-
-	-	-	-	-	-	25	23	2
-	-	-	-	-	-	103	81	22
6	(33)	39	(1)	(5)	4	612	664	(52)
-	(1)	1	-	-	-	64	59	5
7	10	(3)	-	(1)	1	68	341	(273)
(1)	11	(12)	-	(1)	1	19	281	(262)
3	2	1	-	-	-	38	62	(24)
5	(3)	8	-	-	-	11	(2)	13
14	27	(13)	(118)	(155)	37	(93)	(148)	55
3.363	3.297	66	(130)	(220)	90	17.262	17.449	(187)



Generazione Termoelettrica e Trading

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Millioni di kWh	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Impianti a carbone	1.095	1.737	(642)	-37,0%
Impianti a olio combustibile e turbogas	4.203	4.374	(171)	-3,9%
Impianti a ciclo combinato	18.283	19.764	(1.481)	-7,5%
Impianti nucleari	19.065	19.344	(279)	-1,4%
Totale produzione netta	42.646	45.219	(2.573)	-5,7%
- di cui Italia	4.834	7.183	(2.349)	-32,7%
- di cui Iberia	32.481	31.881	600	1,9%
- di cui Resto del Mondo	5.331	6.155	(824)	-13,4%
- di cui Cile	4.954	4.262	692	16,2%
- di cui Colombia e Centro America	169	734	(565)	-77,0%
- di cui Altri Paesi	208	1.159	(951)	-82,1%

L'energia da fonte termoelettrica e nucleare prodotta nei nove mesi del 2025 registra un decremento di 2.573 milioni di kWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2024. Il decremento della generazione da impianti a carbone per 642 milioni di kWh è riconducibile principalmente alla Colombia per il maggior ricorso alla produzione da fonte idroelettri-

ca. Il decremento della generazione da impianti a ciclo combinato e da impianti a olio combustibile e turbogas, rispettivamente per 1.481 milioni di kWh e 171 milioni di kWh, è riferibile essenzialmente agli effetti della cessione nel corso del primo semestre 2024 di Enel Generación Perú (871 milioni di kWh) oltre che alla minore produzione in Italia.

43

Potenza efficiente netta consolidata

MW	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Impianti a carbone	4.627	4.627	-	-
Impianti a olio combustibile e turbogas	4.747	4.766	(19)	-0,4%
Impianti a ciclo combinato	12.420	11.622	798	6,9%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	25.122	24.343	779	3,2%
- di cui Italia	11.300	10.501	799	7,6%
- di cui Iberia	11.306	11.318	(12)	-0,1%
- di cui Resto del Mondo	2.516	2.524	(8)	-0,3%
- di cui Cile	1.965	1.979	(14)	-0,7%
- di cui Colombia e Centro America	226	226	-	-
- di cui Altri Paesi	325	319	6	1,9%

La potenza efficiente netta consolidata è in aumento di 779 MW rispetto a fine 2024 principalmente per l'incremento della capacità produttiva della centrale di Fusina, a seguito della prima sincronizzazione del-

la nuova unità a ciclo combinato realizzata nel primo semestre 2025 nell'ambito della riconversione dell'impianto da carbone a gas naturale.

Risultati economici

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
6.110	5.798	312	5,4%	Ricavi	21.213	16.811	4.402	26,2%
818	823	(5)	-0,6%	Margine operativo lordo	2.038	2.586	(548)	-21,2%
819	823	(4)	-0,5%	Margine operativo lordo ordinario	2.381	2.542	(161)	-6,3%
612	598	14	2,3%	Risultato operativo	1.399	1.955	(556)	-28,4%
613	598	15	2,5%	Risultato operativo ordinario	1.742	1.911	(169)	-8,8%
Investimenti					327 ⁽¹⁾	433 ⁽²⁾	(106)	-24,5%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nei nove mesi del

2025 e del terzo trimestre 2025, confrontati con i dati riferiti agli analoghi periodi dell'esercizio precedente.

Ricavi

3° trimestre				Nove mesi				
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
4.023	3.058	965	31,6%	Italia	13.865	9.398	4.467	47,5%
1.495	2.070	(575)	-27,8%	Iberia	5.631	5.464	167	3,1%
579	678	(99)	-14,6%	Resto del Mondo	1.718	1.942	(224)	-11,5%
-	1	(1)	-	Argentina	-	1	(1)	-
265	209	56	26,8%	Brasile	756	571	185	32,4%
203	299	(96)	-32,1%	Cile	627	794	(167)	-21,0%
63	86	(23)	-26,7%	Colombia e Centro America	183	267	(84)	-31,5%
63	86	(23)	-26,7%	- di cui Colombia	183	267	(84)	-31,5%
4	42	(38)	-90,5%	Stati Uniti e Canada	30	67	(37)	-55,2%
31	22	9	40,9%	Messico	75	95	(20)	-21,1%
13	19	(6)	-31,6%	Resto del Mondo - Altri Paesi	47	147	(100)	-68,0%
13	19	(6)	-31,6%	- di cui Perù	47	147	(100)	-68,0%
19	20	(1)	-5,0%	Altro	58	49	9	18,4%
(6)	(28)	22	78,6%	Elisioni e rettifiche	(59)	(42)	(17)	-40,5%
6.110	5.798	312	5,4%	Totale	21.213	16.811	4.402	26,2%

I ricavi dei nove mesi del 2025 sono pari a 21.213 milioni di euro e si incrementano di 4.402 milioni di euro rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2024. La variazione è connessa essenzialmente agli effetti positivi sulla va-

lutazione di contratti con consegna fisica futura in Italia derivanti dall'andamento crescente dei prezzi medi delle commodity energetiche e all'aumento dei prezzi medi e delle quantità vendute nel mercato wholesale in Spagna.

1. Relazione sulla gestione

Margine operativo lordo ordinario

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
351	466	(115)	-24,7%	Italia	1.196	1.549	(353)	-22,8%
463	352	111	31,5%	Iberia	1.173	995	178	17,9%
5	5	-	-	Resto del Mondo	7	(2)	9	-
-	1	(1)	-	Argentina	-	1	(1)	-
-	1	(1)	-	Brasile	(2)	(1)	(1)	-
(8)	(4)	(4)	-	Cile	(16)	(58)	42	72,4%
3	(8)	11	-	Colombia e Centro America	15	(4)	19	-
4	(7)	11	-	- di cui Colombia	17	(2)	19	-
(1)	(1)	-	-	- di cui Guatemala	(1)	(1)	-	-
-	-	-	-	- di cui Panama	(1)	(1)	-	-
(1)	4	(5)	-	Stati Uniti e Canada	(17)	(12)	(5)	-41,7%
6	1	5	-	Messico	7	2	5	-
5	10	(5)	-50,0%	Resto del Mondo - Altri Paesi	20	70	(50)	-71,4%
5	10	(5)	-50,0%	- di cui Perù	20	70	(50)	-71,4%
-	-	-	-	Altro	5	-	5	-
819	823	(4)	-0,5%	Totale	2.381	2.542	(161)	-6,3%

Il decremento del **marginale operativo lordo ordinario**, pari a 161 milioni di euro, è da ricondurre prevalentemente alle minori quantità prodotte da fonte termoelettrica in Italia, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dal citato aumento dei prezzi medi e delle quantità vendute nel mercato wholesale in Spagna. Al netto delle variazioni di perimetro connesse alle cessioni effettuate nel 2024 delle attività di generazione convenzionale in Perù, il decremento del margine operativo lordo ordinario è di 123 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo**, pari a 2.038 milioni di euro (2.586 milioni di euro nei nove mesi del 2024), si decre-

menta di 548 milioni di euro. In particolare, tale variazione risente degli effetti connessi ai fenomeni di business sopra menzionati, delle variazioni di perimetro e del diverso andamento delle componenti non ordinarie nei due periodi a confronto. Queste ultime sono negative per 343 milioni di euro nel 2025 e positive per 44 milioni di euro nel 2024. In particolare, le partite non ordinarie del 2025 riguardano principalmente l'onere connesso alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne (341 milioni di euro), avvenuta nel secondo trimestre 2024, e relativo al rilascio delle riserve di patrimonio netto, mentre le componenti non ordinarie del 2024 si riferiscono ai proventi connessi alla citata cessione in Perù.

Risultato operativo ordinario

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
300	393	(93)	-23,7%	Italia	1.047	1.376	(329)	-23,9%
322	216	106	49,1%	Iberia	729	586	143	24,4%
(10)	(11)	1	9,1%	Resto del Mondo	(39)	(51)	12	23,5%
-	1	(1)	-	Argentina	-	1	(1)	-
-	-	-	-	Brasile	(5)	(2)	(3)	-
(15)	(9)	(6)	-66,7%	Cile	(34)	(73)	39	53,4%
(3)	(15)	12	80,0%	Colombia e Centro America	(3)	(20)	17	85,0%
(1)	(12)	11	91,7%	- di cui Colombia	3	(14)	17	-
-	(1)	1	-	- di cui Guatemala	(1)	(1)	-	-
(2)	(2)	-	-	- di cui Panama	(5)	(5)	-	-
(2)	4	-	-	Stati Uniti e Canada	(18)	(15)	(3)	-20,0%
6	-	6	-	Messico	7	2	5	-
4	8	(4)	-50,0%	Resto del Mondo - Altri Paesi	14	56	(42)	-75,0%
4	8	(4)	-50,0%	- di cui Perù	14	56	(42)	-75,0%
1	-	1	-	Altro	5	-	5	-
613	598	15	2,5%	Totale	1.742	1.911	(169)	-8,8%

La variazione del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario e dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 8 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, principalmente riferiti all'impianto di Fusina.

Il **risultato operativo** dei nove mesi del 2025 è pari a 1.399 milioni di euro (1.955 milioni di euro nei nove mesi del 2024) e risente di quanto già commentato per il margine operativo lordo e dei sopra citati maggiori ammortamenti e perdite di valore.

Investimenti

Milioni di euro	Nove mesi			
	2025	2024	Variazioni	
Italia	90	190	(100)	-52,6%
Iberia	161	190	(29)	-15,3%
Resto del Mondo	74	53	21	39,6%
Cile	67	47	20	42,6%
Colombia e Centro America	7	6	1	16,7%
Altro	2	-	2	-
Totale	327 ⁽¹⁾	433 ⁽²⁾	(106)	-24,5%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** dei nove mesi del 2025 si riducono di 106 milioni di euro e riguardano principalmente la ri-

conversione degli impianti nell'ambito dei progetti di transizione energetica.

1. Relazione sulla gestione





Enel Green Power

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Idroelettrica	46.590	50.025	(3.435)	-6,9%
Geotermoelettrica	3.990	4.154	(164)	-3,9%
Eolica	32.911	34.350	(1.439)	-4,2%
Solare	14.984	13.465	1.519	11,3%
Altre fonti	32	28	4	14,3%
Totale produzione netta	98.507	102.022	(3.515)	-3,4%
- di cui Italia	18.463	19.782	(1.319)	-6,7%
- di cui Iberia	13.896	13.861	35	0,3%
- di cui Resto del Mondo	66.148	68.379	(2.231)	-3,3%
- di cui Argentina	1.890	2.517	(627)	-24,9%
- di cui Brasile	15.427	15.531	(104)	-0,7%
- di cui Cile	11.912	14.322	(2.410)	-16,8%
- di cui Colombia e Centro America	14.485	12.505	1.980	15,8%
- di cui Stati Uniti e Canada	19.646	18.597	1.049	5,6%
- di cui Messico	1.813	1.526	287	18,8%
- di cui Altri Paesi	975	3.381	(2.406)	-71,2%

Nei nove mesi del 2025 la produzione netta complessiva di energia elettrica registra un decremento rispetto ai valori conseguiti nei nove mesi del 2024 per effetto della minore produzione idroelettrica, eolica e geotermoelettrica, solo in parte compensata dalla più alta produzione da fonte solare.

La riduzione della produzione idroelettrica è riconducibile principalmente alla cessione delle attività di generazione rinnovabile in Perù avvenuta nel secondo trimestre 2024 (1.819 milioni di kWh) e, soprattutto, alla minore idraulicità registrata in diversi Paesi, con un impatto significativo in Italia (1.509 milioni di kWh), oltre che in Cile (1.682 milioni di kWh), Argentina (628 milioni di kWh) e Brasile (481 milioni di kWh).

Tali variazioni sono solo in parte compensate dalla maggiore produzione registrata in Colombia e Centro America (1.678 milioni di kWh), Iberia (994 milioni di kWh) e Messico (12 milioni di kWh).

La produzione eolica si riduce principalmente in Iberia (588 milioni di kWh), negli Stati Uniti (530 milioni di kWh), in Perù (238 milioni di kWh), quest'ultima per gli effetti delle cessioni realizzate nel primo semestre 2024, in Cile (127 milioni di kWh), Brasile (109 milioni di kWh) e Italia (86 milioni di kWh). Tali effetti sono stati in parte compensati dalla maggiore produzione registrata in Messico (286 milioni di kWh).

La produzione da fonte solare risulta in crescita prevalentemente negli Stati Uniti (1.575 milioni di kWh), in Brasile (485 milioni di kWh), Colombia (313 milioni di kWh) e Italia (295 milioni di kWh), per effetto dei nuovi impianti entrati in produzione nell'anno 2024. Tale aumento è stato in parte compensato dalla minore produzione in Cile (459 milioni di kWh) e in Iberia (372 milioni di kWh), nonché in Perù (257 milioni di kWh) per la variazione di perimetro sopra menzionata.

Potenza efficiente netta consolidata⁽¹⁾

MW	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Idroelettrica	28.321	27.697	624	2,3%
Geotermoelettrica	860	860	-	-
Eolica	15.848	15.739	109	0,7%
Solare	12.793	12.306	487	4,0%
BESS	3.367	2.846	521	18,3%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	61.195	59.454	1.741	2,9%
- di cui Italia	16.782	16.255	527	3,2%
- di cui Iberia	11.050	10.137	913	9,0%
- di cui Resto del Mondo	33.363	33.062	301	0,9%
- di cui Argentina	1.328	1.328	-	-
- di cui Brasile	6.622	6.622	-	-
- di cui Cile	6.938	6.904	34	0,5%
- di cui Colombia e Centro America	4.958	4.691	267	5,7%
- di cui Stati Uniti e Canada	11.620	11.620	-	-
- di cui Messico	1.164	1.164	-	-
- di cui Altri Paesi	733	733	-	-

(1) Il dato include, in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, la capacità efficiente da Battery Energy Storage System (BESS) come capacità rinnovabile.

50

L'incremento della potenza efficiente netta consolidata è dovuto all'acquisizione in Spagna della società Corporación Acciona Hidráulica SL proprietaria di 34 centrali idroelettriche e di un portafoglio di impian-

ti eolici, alla maggiore capacità installata da Battery Energy Storage System (BESS) in Italia e alla maggiore capacità solare.

Risultati economici

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni
2.708	3.149	(441)	-14,0%	Ricavi	8.526	9.345	(819) -8,8%
1.731	1.942	(211)	-10,9%	Margine operativo lordo	5.111	5.685	(574) -10,1%
1.732	1.942	(210)	-10,8%	Margine operativo lordo ordinario	5.119	5.620	(501) -8,9%
1.148	1.523	(375)	-24,6%	Risultato operativo	3.554	4.430	(876) -19,8%
1.224	1.523	(299)	-19,6%	Risultato operativo ordinario	3.655	4.365	(710) -16,3%
				Investimenti	1.053 ⁽¹⁾	2.220 ⁽²⁾	(1.167) -52,6%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

1. Relazione sulla gestione

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nei nove mesi del

2025 e del terzo trimestre 2025, confrontati con i dati riferiti agli analoghi periodi dell'esercizio precedente.

Ricavi

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
955	1.071	(116)	-10,8%	Italia	3.075	3.120	(45)	-1,4%
315	331	(16)	-4,8%	Iberia	948	993	(45)	-4,5%
1.435	1.751	(316)	-18,0%	Resto del Mondo	4.494	5.215	(721)	-13,8%
8	12	(4)	-33,3%	Argentina	31	32	(1)	-3,1%
216	213	3	1,4%	Brasile	655	694	(39)	-5,6%
543	664	(121)	-18,2%	Cile	1.627	1.849	(222)	-12,0%
333	366	(33)	-9,0%	Colombia e Centro America	995	1.076	(81)	-7,5%
257	282	(25)	-8,9%	- di cui Colombia	769	841	(72)	-8,6%
6	7	(1)	-14,3%	- di cui Costa Rica	13	14	(1)	-7,1%
24	23	1	4,3%	- di cui Guatemala	70	58	12	20,7%
46	54	(8)	-14,8%	- di cui Panama	143	163	(20)	-12,3%
258	406	(148)	-36,5%	Stati Uniti e Canada	954	1.125	(171)	-15,2%
52	59	(7)	-11,9%	Messico	151	174	(23)	-13,2%
25	31	(6)	-19,4%	Resto del Mondo - Altri Paesi	81	265	(184)	-69,4%
-	-	-	-	- di cui Perù	-	160	(160)	-
23	27	(4)	-14,8%	- di cui Europa e Africa	71	96	(25)	-26,0%
2	4	(2)	-50,0%	- di cui Asia e Oceania	10	9	1	11,1%
57	49	8	16,3%	Altro	173	175	(2)	-1,1%
(54)	(53)	(1)	-1,9%	Elisioni e rettifiche	(164)	(158)	(6)	-3,8%
2.708	3.149	(441)	-14,0%	Totale	8.526	9.345	(819)	-8,8%

51

La riduzione dei **ricavi**, rispetto all'analogo periodo di confronto, è attribuibile principalmente alle minori quantità prodotte, in particolare in Italia dovute alla minore idraulicità, solo in parte compensati da una mag-

giore produzione da fonte solare, nonché agli effetti della cessione delle attività di generazione in Perù nel secondo trimestre 2024.

Margine operativo lordo ordinario

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
606	735	(129)	-17,6%	Italia	1.857	2.046	(189)	-9,2%
283	254	29	11,4%	Iberia	712	732	(20)	-2,7%
838	962	(124)	-12,9%	Resto del Mondo	2.557	2.864	(307)	-10,7%
7	6	1	16,7%	Argentina	23	13	10	76,9%
130	140	(10)	-7,1%	Brasile	362	446	(84)	-18,8%
266	357	(91)	-25,5%	Cile	762	895	(133)	-14,9%
236	202	34	16,8%	Colombia e Centro America	688	581	107	18,4%
189	146	43	29,5%	- di cui Colombia	548	465	83	17,8%
5	6	(1)	-16,7%	- di cui Costa Rica	10	10	-	-
10	12	(2)	-16,7%	- di cui Guatemala	26	24	2	8,3%
32	38	(6)	-15,8%	- di cui Panama	104	82	22	26,8%
162	220	(58)	-26,4%	Stati Uniti e Canada	624	714	(90)	-12,6%
24	20	4	20,0%	Messico	57	58	(1)	-1,7%
13	17	(4)	-23,5%	Resto del Mondo - Altri Paesi	41	157	(116)	-73,9%
-	(1)	1	-	- di cui Perù	-	96	(96)	-
12	17	(5)	-29,4%	- di cui Europa e Africa	35	60	(25)	-41,7%
1	1	-	-	- di cui Asia e Oceania	6	1	5	-
5	(9)	14	-	Altro	(7)	(22)	15	68,2%
1.732	1.942	(210)	-10,8%	Totale	5.119	5.620	(501)	-8,9%

52

Il **margine operativo lordo ordinario** dei nove mesi del 2025 diminuisce di 501 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2024.

La diminuzione risulta essere di 389 milioni di euro su base like for like, se si considera che il margine operativo lordo ordinario dei nove mesi del 2024 riflette anche il contributo delle attività di generazione rinnovabile in Perù cedute nel secondo trimestre del 2024. Tale variazione è sostanzialmente riferibile agli effetti della minore produzione da fonte idroelettrica in Italia e delle minori quantità prodotte in Cile, ai minori proventi da accordi di tax partnership negli Stati Uniti (281 milioni di euro), nonché all'andamento negativo delle

variazioni di cambio (135 milioni di euro). Tali effetti negativi sono stati solo parzialmente compensati dal miglioramento del margine negli Stati Uniti per la maggiore produzione da fonte solare e in Colombia per la maggiore idraulicità.

Il **margine operativo lordo**, pari a 5.111 milioni di euro (5.685 milioni di euro nei nove mesi del 2024), si riduce di 574 milioni di euro essenzialmente per quanto già commentato nel margine operativo lordo ordinario e per la rilevazione nei nove mesi del 2024 del provento (65 milioni di euro) derivante dalla cessione delle attività della generazione rinnovabile in Perù.

1. Relazione sulla gestione

Risultato operativo ordinario

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
488	646	(158)	-24,5%	Italia	1.528	1.793	(265)	-14,8%
175	180	(5)	-2,8%	Iberia	425	498	(73)	-14,7%
563	710	(147)	-20,7%	Resto del Mondo	1.742	2.108	(366)	-17,4%
7	7	-	-	Argentina	23	8	15	-
88	95	(7)	-7,4%	Brasile	226	309	(83)	-26,9%
200	301	(101)	-33,6%	Cile	577	731	(154)	-21,1%
209	175	34	19,4%	Colombia e Centro America	606	500	106	21,2%
172	130	42	32,3%	- di cui Colombia	496	418	78	18,7%
2	3	(1)	-33,3%	- di cui Costa Rica	4	4	-	-
7	9	(2)	-22,2%	- di cui Guatemala	16	11	5	45,5%
28	33	(5)	-15,2%	- di cui Panama	90	67	23	34,3%
36	110	(74)	-67,3%	Stati Uniti e Canada	257	400	(143)	-35,8%
18	14	4	28,6%	Messico	36	38	(2)	-5,3%
5	8	(3)	-37,5%	Resto del Mondo - Altri Paesi	17	122	(105)	-86,1%
-	(1)	1	-	- di cui Perù	-	85	(85)	-
5	9	(4)	-44,4%	- di cui Europa e Africa	14	39	(25)	-64,1%
-	-	-	-	- di cui Asia e Oceania	3	(2)	5	-
(2)	(13)	11	84,6%	Altro	(40)	(34)	(6)	-17,6%
1.224	1.523	(299)	-19,6%	Totale	3.655	4.365	(710)	-16,3%

La riduzione del **risultato operativo ordinario** risente dei fenomeni illustrati nel margine operativo lordo ordinario oltre che dei maggiori ammortamenti registrati per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti principalmente in Italia e negli Stati Uniti.

La riduzione del **risultato operativo** di 876 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2024 è da ricondurre ai fenomeni citati nel margine operativo lordo e ai maggiori ammortamenti e perdite di valore che includono nei nove mesi del 2025 l'adeguamento di valore di talune attività in Cile (31 milioni di euro) e negli Stati Uniti (68 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Italia	392	610	(218)	-35,7%
Iberia	204	261	(57)	-21,8%
Resto del Mondo	452	1.342	(890)	-66,3%
Brasile	80	345	(265)	-76,8%
Cile	60	233	(173)	-74,2%
Colombia e Centro America	222	92	130	-
Messico	13	16	(3)	-18,8%
Stati Uniti e Canada	68	650	(582)	-89,5%
Resto del Mondo - Altri Paesi	9	6	3	50,0%
- di cui Europa e Africa	9	1	8	-
- di cui Asia e Oceania	-	5	(5)	-
Altro	5	7	(2)	-28,6%
Totale	1.053⁽¹⁾	2.220⁽²⁾	(1.167)	-52,6%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** dei nove mesi del 2025, non inclusivi delle acquisizioni di impianti già operativi ("brown-field"), registrano una riduzione di 1.167 milioni di euro rispetto al valore dell'analogo periodo dell'esercizio precedente. La diminuzione ha riguardato principalmente le attività in Nord America (582 milioni di euro), Brasile (265 milioni di euro), Italia (218 milioni di euro), Cile (173 milioni di euro) e Spagna (57 milioni di euro). Tale riduzione complessiva è stata solo parzialmente compensata dai maggiori investimenti rilevati in Colombia e Centro America

(130 milioni di euro). La riduzione riflette il diverso approccio alla selezione degli investimenti, con maggior focus verso impianti brownfield in modo da massimizzare il ritorno finanziario e la profittabilità. Se si considera tra gli investimenti l'acquisizione (brownfield) in Spagna dei 34 impianti idroelettrici per 961 milioni di euro e di un portafoglio di impianti eolici per 46 milioni di euro, l'ammontare degli investimenti effettuati nel periodo risulta essere in diminuzione di 160 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.



1. Relazione sulla gestione





Enel Grids

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	355.709	363.326	(7.617)	-2,1%
- di cui Italia	156.079	163.022	(6.943)	-4,3%
- di cui Iberia	108.985	105.670	3.315	3,1%
- di cui Resto del Mondo	90.645	94.634	(3.989)	-4,2%
- di cui Argentina	13.459	13.470	(11)	-0,1%
- di cui Brasile	54.803	54.815	(12)	-
- di cui Cile	10.852	11.133	(281)	-2,5%
- di cui Colombia e Centro America	11.531	11.508	23	0,2%
- di cui Altri Paesi	-	3.708	(3.708)	-
Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽¹⁾	45.943.761	45.835.563	108.198	0,2%

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 30,4 milioni nei nove mesi del 2025 e 30,2 milioni nei nove mesi del 2024.

Nel corso dei nove mesi del 2025 l'energia trasportata sulla rete Enel si decrementa del 2,1% sostanzialmente per la cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica in Italia relativa ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia avvenuta a dicembre 2024 (-6,6 TWh) e la cessione, avvenuta nel primo semestre 2024, delle attività di distribuzione pos-

sedute in Perù (-3,7 TWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle maggiori quantità di energia vettoriata in Spagna.

Se si escludono gli effetti delle due citate cessioni, l'energia trasportata sulla rete di Enel si incrementa di 2,7 TWh rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

57

Frequenza media di interruzioni per cliente

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
SAIFI (n. medio) ⁽¹⁾				
Italia	1,6	1,4	0,2	14,3%
Iberia	0,8	0,7	0,1	14,3%
Argentina	6,8	1,0	5,8	-
Brasile	2,5	2,2	0,3	13,6%
Cile	1,0	1,0	-	-
Colombia	2,9	3,4	(0,5)	-14,7%

(1) Il dato 2024 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, passata da LTM (Last Twelve Months) a YTD (Year-to-Date).

Durata media di interruzioni per cliente

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
SAIDI (minuti medi) ⁽¹⁾				
Italia	33,8	34,5	(0,7)	-2,0%
Iberia	42,1	37,0	5,1	13,8%
Argentina	917,2	830,1	87,1	10,5%
Brasile	267,7	274,0	(6,3)	-2,3%
Cile	110,6	133,6	(23,0)	-17,2%
Colombia	239,0	278,2	(39,2)	-14,1%

(1) Il dato 2024 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, passata da LTM (Last Twelve Months) a YTD (Year-to-Date).

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio non registra variazioni significative, a eccezione del miglioramento dell'indicatore

SAIDI relativo alle interruzioni in Colombia, Cile e Brasile, mentre in Argentina permane comunque elevato a causa di eventi meteo particolarmente avversi.

Perdite di rete

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Perdite di rete (% media) ⁽¹⁾				
Italia	4,5	4,7	(0,2)	-4,3%
Iberia	6,2	6,4	(0,2)	-3,1%
Argentina	18,5	17,2	1,3	7,6%
Brasile	13,7	13,3	0,4	3,0%
Cile	6,7	5,8	0,9	15,5%
Colombia	7,6	7,5	0,1	1,3%

(1) Il dato 2024 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, passata da LTM (Last Twelve Months) a YTD (Year-to-Date).

Risultati economici

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni	Milioni di euro		2025	2024	Variazioni	
5.635	5.584	51	0,9%	Ricavi	16.780	18.199	(1.419)	-7,8%
2.124	1.981	143	7,2%	Margine operativo lordo	6.522	7.484	(962)	-12,9%
2.127	2.031	96	4,7%	Margine operativo lordo ordinario	6.529	6.210	319	5,1%
1.290	1.183	107	9,0%	Risultato operativo	3.976	5.030	(1.054)	-21,0%
1.293	1.233	60	4,9%	Risultato operativo ordinario	3.983	3.756	227	6,0%
				Investimenti	4.738	4.159 ⁽¹⁾	579	13,9%

(1) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

1. Relazione sulla gestione

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nei nove mesi del

2025 e del terzo trimestre 2025, confrontati con i dati riferiti agli analoghi periodi dell'esercizio precedente.

Ricavi

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
2.247	2.050	197	9,6%	Italia	6.654	6.071	583	9,6%
619	658	(39)	-5,9%	Iberia	1.881	1.918	(37)	-1,9%
2.768	2.863	(95)	-3,3%	Resto del Mondo	8.234	10.190	(1.956)	-19,2%
234	362	(128)	-35,4%	Argentina	965	903	62	6,9%
1.704	1.671	33	2,0%	Brasile	4.747	4.858	(111)	-2,3%
395	439	(44)	-10,0%	Cile	1.186	1.245	(59)	-4,7%
435	445	(10)	-2,2%	Colombia e Centro America	1.336	1.442	(106)	-7,4%
435	445	(10)	-2,2%	- di cui Colombia	1.336	1.442	(106)	-7,4%
-	(54)	54	-	Resto del Mondo - Altri Paesi	-	1.742	(1.742)	-
-	(54)	54	-	- di cui Perù	-	1.742	(1.742)	-
93	92	1	1,1%	Altro	270	254	16	6,3%
(92)	(79)	(13)	-16,5%	Elisioni e rettifiche	(259)	(234)	(25)	-10,7%
5.635	5.584	51	0,9%	Totale	16.780	18.199	(1.419)	-7,8%

I ricavi dei nove mesi del 2025 rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente si decrementano per 1.419 milioni di euro, dei quali 1.742 milioni di euro sono legati alla cessione delle attività di distribuzione in Perù avvenuta nel primo semestre 2024. Al netto della citata variazione di perimetro, i ricavi del periodo

sono in aumento di 323 milioni di euro rispetto all'analogo periodo di confronto per effetto essenzialmente dell'incremento dei ricavi in Italia, quale conseguenza della forte accelerazione degli investimenti, e in Argentina, tenuto conto del beneficio rilevato a valle dell'accordo siglato con il regolatore CAMMESA.

59

Margine operativo lordo ordinario

3° trimestre				Nove mesi				
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
1.162	1.021	141	13,8%	Italia	3.401	2.961	440	14,9%
434	488	(54)	-11,1%	Iberia	1.335	1.362	(27)	-2,0%
532	516	16	3,1%	Resto del Mondo	1.780	1.885	(105)	-5,6%
(4)	13	(17)	-	Argentina	127	35	92	-
344	340	4	1,2%	Brasile	1.043	1.156	(113)	-9,8%
26	10	16	-	Cile	110	64	46	71,9%
166	154	12	7,8%	Colombia e Centro America	500	525	(25)	-4,8%
166	154	12	7,8%	- di cui Colombia	500	525	(25)	-4,8%
-	(1)	1	-	Resto del Mondo - Altri Paesi	-	105	(105)	-
-	(1)	1	-	- di cui Perù	-	105	(105)	-
(1)	6	(7)	-	Altro	13	2	11	-
2.127	2.031	96	4,7%	Totale	6.529	6.210	319	5,1%

Il margine operativo lordo ordinario dei nove mesi del 2025 aumenta di 319 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2024.

L'incremento risulta essere di 499 milioni di euro su base like for like se si considera che il margine opera-

tivo lordo ordinario dei nove mesi del 2024 riflette anche il contributo delle attività di distribuzione in Perù e di quelle relative ad alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia, rispettivamente cedute nel secondo e quarto trimestre del 2024.

Tale aumento è ascrivibile principalmente all'Italia, per effetto della forte accelerazione degli investimenti messa in atto a partire dal 2023, e all'Argentina per gli incrementi tariffari rilevati nel periodo. Si segnala inoltre che il margine operativo lordo ordinario dei nove mesi del 2024 riflette anche il contributo risente della variazione negativa dei tassi di cambio (225 milioni di euro) rilevata nei due periodi di confronto.

Il **margine operativo lordo**, pari a 6.522 milioni di euro (7.484 milioni di euro nei nove mesi del 2024), si decrementa di 962 milioni di euro e risente della rilevazione nel periodo di confronto dei proventi sulla cessione delle attività di distribuzione del Perù, pari a 1.288 milioni di euro, solo parzialmente compensati dagli effetti dei fenomeni citati nei risultati ordinari.

Risultato operativo ordinario

3° trimestre				Nove mesi				
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
800	666	134	20,1%	Italia	2.323	1.899	424	22,3%
237	288	(51)	-17,7%	Iberia	721	786	(65)	-8,3%
259	273	(14)	-5,1%	Resto del Mondo	929	1.070	(141)	-13,2%
(40)	(23)	(17)	-73,9%	Argentina	-	(63)	63	-
159	181	(22)	-12,2%	Brasile	471	627	(156)	-24,9%
7	(6)	13	-	Cile	52	12	40	-
133	121	12	9,9%	Colombia e Centro America	406	425	(19)	-4,5%
133	121	12	9,9%	- di cui Colombia	406	425	(19)	-4,5%
-	-	-	-	Resto del Mondo - Altri Paesi	-	69	(69)	-
-	-	-	-	- di cui Perù	-	69	(69)	-
(3)	6	(9)	-	Altro	10	1	9	-
1.293	1.233	60	4,9%	Totale	3.983	3.756	227	6,0%

60

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario del periodo, oltre che dei maggiori ammortamenti per i nuovi investimenti effettuati sulle reti di distribuzione.

Il **risultato operativo**, pari a 3.976 milioni di euro (5.030 milioni di euro nei nove mesi del 2024), si decrementa di 1.054 milioni di euro essenzialmente per effetto dei citati proventi da cessione rilevati nel secondo trimestre 2024 e dei maggiori ammortamenti legati ai nuovi investimenti sulla rete che sono entrati in esercizio nei trascorsi 12 mesi.

Investimenti

Milioni di euro	Nove mesi			
	2025	2024	Variazioni	
Italia	3.031	2.535	496	19,6%
Iberia	619	603	16	2,7%
Resto del Mondo	1.088	1.021	67	6,6%
Argentina	136	99	37	37,4%
Brasile	680	637	43	6,8%
Cile	90	84	6	7,1%
Colombia e Centro America	182	201	(19)	-9,5%
Totale	4.738	4.159 ⁽¹⁾	579	13,9%

(1) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** nei due periodi a confronto registrano un incremento di 579 milioni di euro. Tale aumento è riconducibile principalmente alle attività in Italia effettuate con obiettivi di sempre maggiore efficienza ope-

rativa e resilienza delle infrastrutture, mentre all'estero hanno riguardato principalmente l'America Latina con l'obiettivo di rendere le reti sempre più resilienti rispetto agli eventi atmosferici.

1. Relazione sulla gestione





Mercati finali

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Mercato libero	119.480	132.775	(13.295)	-10,0%
Mercato regolato	69.571	75.946	(7.375)	-9,7%
Totale	188.051	208.721	(20.670)	-9,9%
- di cui Italia	43.161	56.698	(13.537)	-23,9%
- di cui Iberia	56.610	56.455	155	0,3%
- di cui Resto del Mondo	88.280	95.568	(7.288)	-7,6%
- di cui Argentina	11.015	11.129	(114)	-1,0%
- di cui Brasile	48.619	49.758	(1.139)	-2,3%
- di cui Cile	17.977	18.985	(1.008)	-5,3%
- di cui Colombia e Centro America	10.669	10.861	(192)	-1,8%
- di cui Altri Paesi	-	4.835	(4.835)	-

I minori volumi di energia elettrica venduti sul mercato libero nei nove mesi del 2025 riguardano prevalentemente il segmento di clientela "Business to Business" (B2B). In Italia, dove si è verificata la variazione più significativa per l'adozione di una strategia di vendita focalizzata sui segmenti consumer e small business, il

decremento è riferibile sia al mercato libero sia a quello regolato, tenuto conto, per quest'ultimo, anche della modifica regolatoria che ha portato alla chiusura del mercato di maggior tutela a partire dal 1° luglio 2024². Negli Altri Paesi la diminuzione è prevalentemente relativa alla cessione delle attività in Perù.

63

Vendite di gas naturale

Milioni di m³	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Business to Consumer (B2C)	1.882	2.128	(246)	-11,6%
Business to Business (B2B)	2.415	2.886	(471)	-16,3%
Totale	4.297	5.014	(717)	-14,3%
- di cui Italia	1.973	2.383	(410)	-17,2%
- di cui Iberia	2.148	2.434	(286)	-11,8%
- di cui Resto del Mondo	176	197	(21)	-10,7%
- di cui Cile	145	148	(3)	-2,0%
- di cui Colombia e Centro America	31	49	(18)	-36,7%

2. A esclusione dei clienti "vulnerabili".

Demand response, storage, punti luce e punti di ricarica

	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Demand response (MW)	9.909	9.132	777	8,5%
Punti luce (migliaia di unità)	2.860	2.908	(48)	-1,7%
Punti di ricarica pubblici (n.) ⁽¹⁾	29.838	28.314 ^{(2) (3)}	1.524	5,4%

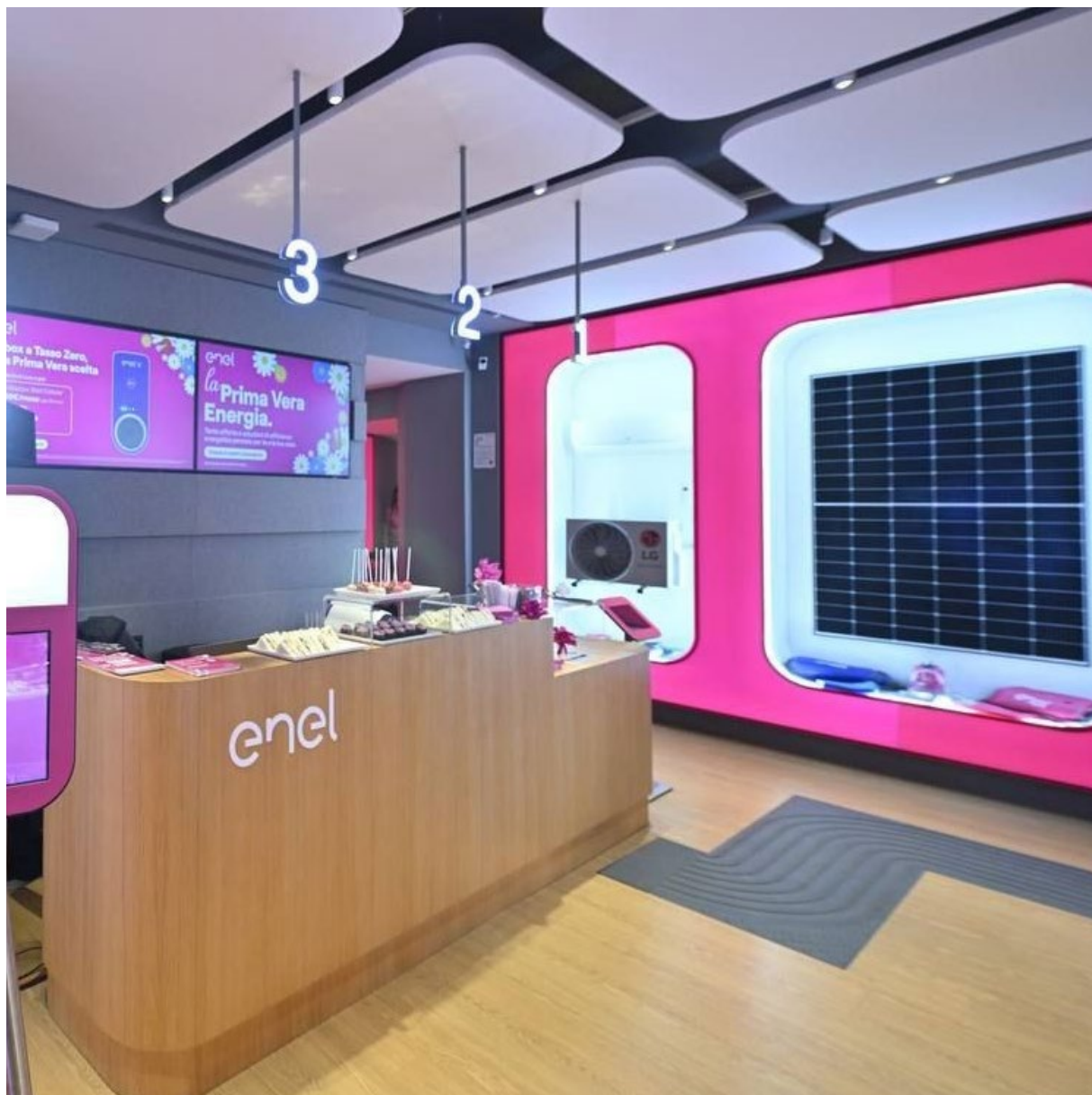
(1) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 31.347 al 30 settembre 2025 e 29.629 al 31 dicembre 2024.

(2) Al 31 dicembre 2024.

(3) Il dato al 31 dicembre 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Le attività di demand response risultano pari a 9.909 MW, in aumento di 777 MW rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, per effetto principalmente dei risultati delle nuove aste di capacity market negli Stati Uniti.

I punti di ricarica pubblici nei nove mesi del 2025 sono pari a 29.838 unità e registrano un incremento di 1.524 unità, rispetto al 31 dicembre 2024, in Italia, Spagna e America Latina.



1. Relazione sulla gestione

Risultati economici

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni
8.434	9.635	(1.201)	-12,5%	Ricavi	26.222	29.769	(3.547) -11,9%
1.154	1.068	86	8,1%	Margine operativo lordo	3.343	3.277	66 2,0%
1.153	1.038	115	11,1%	Margine operativo lordo ordinario	3.363	3.297	66 2,0%
776	565	211	37,3%	Risultato operativo	2.297	1.899	398 21,0%
775	543	232	42,7%	Risultato operativo ordinario	2.317	1.982	335 16,9%
				Investimenti	572	697 ⁽¹⁾	(125) -17,9%

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nei nove mesi del

2025 e del terzo trimestre 2025, confrontati con i dati riferiti agli analoghi periodi dell'esercizio precedente.

Ricavi

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni
3.894	5.229	(1.335)	-25,5%	Italia	13.213	17.189	(3.976) -23,1%
4.326	4.170	156	3,7%	Iberia	12.428	11.942	486 4,1%
201	220	(19)	-8,6%	Resto del Mondo	558	591	(33) -5,6%
-	3	(3)	-	Argentina	-	6	(6) -
18	16	2	12,5%	Brasile	53	51	2 3,9%
32	36	(4)	-11,1%	Cile	106	110	(4) -3,6%
41	38	3	7,9%	Colombia e Centro America	122	116	6 5,2%
41	38	3	7,9%	- di cui Colombia	122	116	6 5,2%
74	47	27	57,4%	Stati Uniti e Canada	154	144	10 6,9%
1	(15)	16	-	Messico	2	3	(1) -33,3%
38	96	(58)	-60,4%	Resto del Mondo - Altri Paesi	124	164	(40) -24,4%
-	50	(50)	-	- di cui Perù	-	23	(23) -
15	18	(3)	-16,7%	- di cui Europa e Africa	49	60	(11) -18,3%
23	26	(3)	-11,5%	- di cui Asia e Oceania	75	81	(6) -7,4%
60	64	(4)	-6,3%	Altro	173	180	(7) -3,9%
(47)	(48)	1	2,1%	Elisioni e rettifiche	(150)	(133)	(17) -12,8%
8.434	9.635	(1.201)	-12,5%	Totale	26.222	29.769	(3.547) -11,9%

I **ricavi** dei nove mesi del 2025 si decrementano complessivamente dell'11,9%. In particolare, i minori ricavi in Italia sono riferibili sia alla normalizzazione dei prezzi applicati ai clienti finali, sia alla riduzione delle quanti-

tà di energia e gas vendute. Tale riduzione è stata solo parzialmente compensata dai maggiori ricavi registrati in Spagna per le maggiori quantità di energia vendute in un regime di prezzi medi di vendita crescenti.

Margine operativo lordo ordinario

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
765	665	100	15,0%	Italia	2.273	2.313	(40)	-1,7%
328	340	(12)	-3,5%	Iberia	940	865	75	8,7%
50	15	35	-	Resto del Mondo	136	92	44	47,8%
-	2	(2)	-	Argentina	-	3	(3)	-
3	1	2	-	Brasile	11	7	4	57,1%
16	19	(3)	-15,8%	Cile	57	61	(4)	-6,6%
19	15	4	26,7%	Colombia e Centro America	55	45	10	22,2%
19	15	4	26,7%	- di cui Colombia	55	45	10	22,2%
5	(11)	16	-	Stati Uniti e Canada	6	(33)	39	-
1	(7)	8	-	Messico	-	(1)	1	-
6	(4)	10	-	Resto del Mondo - Altri Paesi	7	10	(3)	-30,0%
(1)	-	(1)	-	- di cui Perù	(1)	11	(12)	-
5	-	5	-	- di cui Europa e Africa	3	2	1	50,0%
2	(4)	6	-	- di cui Asia e Oceania	5	(3)	8	-
10	18	(8)	-44,4%	Altro	14	27	(13)	-48,1%
1.153	1.038	115	11,1%	Totale	3.363	3.297	66	2,0%

Il **marginale operativo lordo ordinario** dei nove mesi del 2025 aumenta di 66 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2024, principalmente in Spagna prevalentemente per i maggiori ricavi già precedentemente commentati e negli Stati Uniti per il contributo delle attività di demand response e per il riposizionamento su business maggiormente profittevoli. Tale aumento è stato solo parzialmente compensato dai minori margini rilevati in Italia, per le già citate minori vendite nel mercato retail e per la normalizzazione dei prezzi applicati ai clienti finali.

Il **marginale operativo lordo ordinario** su base like for like dei nove mesi del 2024 non include 11 milioni di euro relativi alla cessione delle attività in Perù, con i quali risulta in aumento di 77 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** risulta pari a 3.343 milioni di euro (3.277 milioni di euro nei nove mesi del 2024) ed è in aumento di 66 milioni di euro per effetto di quanto già commentato in precedenza.

Risultato operativo ordinario

3° trimestre					Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
549	355	194	54,6%	Italia	1.680	1.494	186	12,4%
202	188	14	7,4%	Iberia	576	472	104	22,0%
28	(3)	31	-	Resto del Mondo	89	32	57	-
(8)	(1)	(7)	-	Brasile	(2)	-	(2)	-
13	19	(6)	-31,6%	Cile	49	59	(10)	-16,9%
16	10	6	60,0%	Colombia e Centro America	44	31	13	41,9%
16	10	6	60,0%	- di cui Colombia	44	31	13	41,9%
2	(15)	17	-	Stati Uniti e Canada	(5)	(57)	52	91,2%
1	(7)	8	-	Messico	-	(1)	1	-
4	(10)	14	-	Resto del Mondo - Altri Paesi	3	(3)	6	-
(1)	(1)	-	-	- di cui Perù	(1)	6	(7)	-
5	(3)	8	-	- di cui Europa e Africa	2	(2)	4	-
-	(6)	6	-	- di cui Asia e Oceania	2	(7)	9	-
(4)	3	(7)	-	Altro	(28)	(16)	(12)	-75,0%
775	543	232	42,7%	Totale	2.317	1.982	335	16,9%

1. Relazione sulla gestione

La variazione positiva del **risultato operativo ordinario** è connessa essenzialmente agli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei minori ammortamenti e perdite di valore rilevati nel periodo (1.046 milioni di euro nei nove mesi del 2025 contro 1.315 milioni di euro nello stesso periodo dell'esercizio precedente). In particolare, si registrano minori adeguamenti di valore dei crediti commerciali in Italia e Spagna, solo parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti riferiti essenzialmente alle capitalizzazioni dei

costi per acquisizione clientela, prevalentemente in Italia e Spagna.

Il **risultato operativo** dei nove mesi del 2025, pari a 2.297 milioni di euro (1.899 milioni di euro nei nove mesi del 2024), risente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei minori ammortamenti e perdite di valore, tenuto anche conto delle svalutazioni rilevate per i nove mesi del 2024 su talune attività inerenti allo stoccaggio di energia a batteria in Nord America (83 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Italia	319	402	(83)	-20,6%
Iberia	209	236	(27)	-11,4%
Resto del Mondo	18	30	(12)	-40,0%
Argentina	-	-	-	-
Brasile	1	5	(4)	-80,0%
Cile	1	3	(2)	-66,7%
Colombia e Centro America	11	7	4	57,1%
Messico	-	-	-	-
Stati Uniti e Canada	3	13	(10)	-76,9%
Resto del Mondo - Altri Paesi	2	2	-	-
- di cui Asia e Oceania	2	2	-	-
Altro	26	29	(3)	-10,3%
Totale	572	697⁽¹⁾	(125)	-17,9%

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** nei Mercati finali risultano in diminuzione di 125 milioni di euro e hanno riguardato tutti i

business prevalentemente in Italia e Spagna.



Holding e Servizi

Risultati economici

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni
500	454	46	10,1%	Ricavi	1.487	1.349	138 10,2%
(49)	(81)	32	39,5%	Margine operativo lordo	(144)	(437)	293 67,0%
(37)	(66)	29	43,9%	Margine operativo lordo ordinario	(130)	(220)	90 40,9%
(101)	(129)	28	21,7%	Risultato operativo	(302)	(586)	284 48,5%
(89)	(114)	25	21,9%	Risultato operativo ordinario	(288)	(369)	81 22,0%
				Investimenti	146	93 ⁽¹⁾	53 57,0%

(1) Il dato non include 92 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita", relativi prevalentemente agli investimenti del primo semestre 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held for use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nei nove mesi del 2025 e del terzo trimestre 2025, confrontati con i dati riferiti agli analoghi periodi dell'esercizio precedente.

In "Altro" sono riportati i risultati economici relativi alla Holding del Gruppo e alle altre società che svolgono servizi globali.

Ricavi

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni		Milioni di euro	2025	2024	Variazioni
188	170	18	10,6%	Italia	565	520	45 8,7%
107	104	3	2,9%	Iberia	301	302	(1) -0,3%
19	(2)	21	-	Resto del Mondo	57	(10)	67 -
10	4	6	-	Cile	30	(5)	35 -
10	-	10	-	Stati Uniti e Canada	30	1	29 -
(1)	(6)	5	83,3%	Elisioni Resto del Mondo	(3)	(6)	3 50,0%
238	227	11	4,8%	Altro	718	680	38 5,6%
(52)	(45)	(7)	-15,6%	Elisioni e rettifiche	(154)	(143)	(11) -7,7%
500	454	46	10,1%	Totale	1.487	1.349	138 10,2%

I ricavi dei nove mesi del 2025 si incrementano rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2024 in prevalenza

per maggiori servizi di supporto prestati in favore di altre società del Gruppo.

Margine operativo lordo ordinario

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni	Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
15	2	13	- Italia	16	2	14	-
(2)	8	(10)	- Iberia	6	16	(10)	-62,5%
(13)	(26)	13	Resto del Mondo	(34)	(83)	49	59,0%
-	(1)	1	- Argentina	(1)	(1)	-	-
(4)	(9)	5	55,6% Brasile	(16)	(25)	9	36,0%
(6)	(14)	8	57,1% Cile	(15)	(51)	36	70,6%
(1)	-	(1)	- Colombia e Centro America	(1)	-	(1)	-
(1)	-	(1)	- di cui Colombia	(1)	-	(1)	-
(2)	(1)	(1)	- Stati Uniti e Canada	(1)	(5)	4	80,0%
-	(1)	1	- Resto del Mondo - Altri Paesi	-	(1)	1	-
-	(1)	1	- di cui Perù	-	(1)	1	-
(37)	(50)	13	26,0% Altro	(118)	(155)	37	23,9%
(37)	(66)	29	43,9% Totale	(130)	(220)	90	40,9%

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** dei nove mesi del 2025 rispetto ai nove mesi del 2024 riflette la continua ottimizzazione di processi e attività al fine di raggiungere i target di efficienza ed efficacia definiti nel Piano Strategico del Gruppo.

Il **margine operativo lordo** si incrementa di 293 milioni di euro principalmente per effetto di quanto sopra menzionato e della rilevazione nei nove mesi del 2024 del contributo straordinario di solidarietà in Spagna (202 milioni di euro).

70

Risultato operativo ordinario

3° trimestre				Nove mesi			
2025	2024	Variazioni	Milioni di euro	2025	2024	Variazioni	
(7)	(14)	7	50,0% Italia	(47)	(49)	2	4,1%
(12)	(1)	(11)	- Iberia	(24)	(13)	(11)	-84,6%
(16)	(28)	12	42,9% Resto del Mondo	(44)	(90)	46	51,1%
-	-	-	- Argentina	(1)	(1)	-	-
(6)	(10)	4	40,0% Brasile	(21)	(28)	7	25,0%
(8)	(16)	8	50,0% Cile	(21)	(55)	34	61,8%
(2)	(1)	(1)	- Stati Uniti e Canada	(1)	(5)	4	80,0%
-	(1)	1	- Resto del Mondo - Altri Paesi	-	(1)	1	-
-	(1)	1	- di cui Perù	-	(1)	1	-
(54)	(71)	17	23,9% Altro	(173)	(217)	44	20,3%
(89)	(114)	25	21,9% Totale	(288)	(369)	81	22,0%

La variazione del **risultato operativo ordinario** dei nove mesi del 2025 rispetto all'analogo periodo del 2024 tiene conto dell'incremento del margine operativo lordo ordinario, in parte compensato dai maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, in aumento di 284 milioni di euro, risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e dei suddetti maggiori ammortamenti.

1. Relazione sulla gestione

Investimenti

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Italia	103	45	58	-
Iberia	14	11	3	27,3%
Resto del Mondo	2	8	(6)	-75,0%
Brasile	1	1	-	-
Cile	1	7	(6)	-85,7%
Altro	27	29	(2)	-6,9%
Totale	146	93⁽¹⁾	53	57,0%

(1) Il dato non include 92 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita", relativi prevalentemente agli investimenti del primo semestre 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held for use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.



Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nella Situazione contabile consolidata al 30 settembre 2025. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi della Situazione contabile consolidata in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. In particolare, il management ritiene utili tali indicatori ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

In merito a tali indicatori, il 29 aprile 2021 la CONSOB ha emesso il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 4 marzo 2021 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (c.d. "Regolamento sul Prospetto") che trovano applicazione dal 5 maggio 2021 e sostituiscono i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta; in particolare tali Orientamenti aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013).

Gli Orientamenti ESMA sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo (o EBITDA): rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" la voce "Ammortamenti e impairment" compresa nei "Costi".

Margine operativo lordo ordinario (o EBITDA ordinario): è definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership, Partnership e Stewardship con cui il Gruppo opera. Sono esclusi, inoltre, dal margine operativo lordo ordinario, taluni oneri legati alla cessione di partecipazioni a controllo congiunto non riconducibili alla gestione caratteristica, gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale, gli oneri associati alla definizione di contenziosi di anni pregressi, indennità legate alla cessione di partecipazioni di controllo e i contributi straordinari solidaristici stabiliti dai Governi locali all'estero a carico delle imprese del settore energetico.

Risultato operativo ordinario: è determinato partendo dal "Risultato operativo" depurato degli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo ordinario. Sono inoltre esclusi gli impairment significativi (inclusi i relativi ripristini di valore), rilevati sugli asset e/o gruppi di asset, all'esito di un processo valutativo circa la recuperabilità del loro valore iscritto, in base allo "IAS 36 - Impairment of assets" o all'"IFRS 5 - Non current assets held for sale and discontinued operations".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è determinato rettificando il "Risultato netto del Gruppo" dalle componenti precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario", tenuto conto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi. Sono esclusi inoltre taluni adeguamenti di valore relativi a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e componenti finanziarie non riconducibili alla gestione caratteristica del Gruppo.

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- della voce "Attività per imposte anticipate" compresa nelle "Altre attività non correnti";
- della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre attività non correnti";

- dei “Finanziamenti a lungo termine”;
- della voce “Benefici ai dipendenti” compresa nei “Fondi diversi e passività per imposte differite”;
- della voce “Fondi rischi e oneri quota non corrente” compresa nei “Fondi diversi e passività per imposte differite”;
- della voce “Passività per imposte differite” compresa nei “Fondi diversi e passività per imposte differite”;
- della voce “Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell’indebitamento finanziario netto” compresa nelle “Altre passività non correnti”.

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le “Attività correnti” e le “Passività correnti” a esclusione:

- della voce “Altre attività finanziarie correnti incluse nell’indebitamento finanziario netto” compresa nelle “Altre attività correnti”;
- delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- dei “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”;
- della voce “Fondi rischi e oneri quota corrente” compresa nelle “Altre passività correnti”;
- della voce “Altri debiti finanziari correnti inclusi nell’indebitamento finanziario netto” compresa nelle “Altre passività correnti”.

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle “Attività classificate come possedute per la vendita” e delle “Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita”.

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette”, del “Ca-

pitale circolante netto”, dei “Fondi rischi e oneri quota non corrente e corrente”, dei “Benefici ai dipendenti”, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte anticipate”, nonché delle “Attività nette possedute per la vendita”.

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:

- dai: “Finanziamenti a lungo termine”, “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”, dalle voci “Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell’indebitamento finanziario netto” e “Altri debiti finanziari correnti inclusi nell’indebitamento finanziario netto” incluse rispettivamente nelle “Altre passività non correnti” e nelle “Altre passività correnti”;
- al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- al netto della voce “Attività finanziarie correnti incluse nell’indebitamento finanziario netto”, che accoglie: (i) i crediti finanziari correnti; (ii) la quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine e (iii) i titoli correnti;
- al netto della voce “Altre attività finanziarie non correnti incluse nell’indebitamento finanziario netto” che accoglie: (i) i crediti finanziari e (ii) i titoli non correnti.

Più in generale, l’indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto dall’Orientamento n. 39, emanato il 4 marzo 2021 dall’ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e in linea con il sopra citato Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021.

Principali variazioni dell’area di consolidamento

Nei due periodi a confronto l’area di consolidamento ha subito alcune modifiche; per maggiori dettagli si rinvia

alla successiva nota 3 delle Note di commento alla Situazione contabile consolidata al 30 settembre 2025.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nei nove mesi del 2025 il Gruppo ha registrato una solida performance che sottolinea l'efficacia della strategia delineata nel Piano Industriale 2025-2027 presentato nel novembre 2024 che prevede un'allocazione del capitale flessibile e focalizzata principalmente nei Paesi "core", con l'obiettivo di incrementare gli investimenti in asset regolati con rendimenti solidi e prevedibili.

Il Piano si fonda su tre pilastri strategici:

- redditività, flessibilità e resilienza per creare valore attraverso una selettiva allocazione del capitale che ottimizzi il profilo di rischio/rendimento, mantenendo al contempo un approccio flessibile;
- efficienza ed efficacia con una continua ottimizzazione di processi, attività e portafoglio di offerte, rafforzando la generazione di cassa e sviluppando soluzioni innovative per incrementare il valore degli asset esistenti;
- sostenibilità finanziaria e ambientale per mantenere una struttura solida, assicurare la flessibilità necessaria alla crescita e affrontare le sfide del cambiamento climatico.

Il Piano Industriale 2025-2027 prevede investimenti lordi di circa 43 miliardi di euro, in aumento di circa 7 miliardi di euro rispetto al Piano precedente e con la seguente allocazione:

- 26 miliardi di euro destinati alle Reti, per migliorare la resilienza, la digitalizzazione e l'efficienza della rete di distribuzione. Inoltre, il Gruppo proseguirà con impegno l'attività di advocacy per favorire quadri regolatori che supportino il ruolo centrale svolto dalle reti nella transizione energetica;
- 12 miliardi destinati alla Generazione Rinnovabile, con un'allocazione del capitale flessibile e un approccio selettivo volto a massimizzare i rendimenti e ridurre al minimo i rischi, cogliendo anche opportunità brownfield, con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la redditività. Nel periodo di Piano si prevede di aggiungere circa 12 GW di capacità, con un migliorato mix tecnologico che

prevede oltre il 70% di eolico onshore e tecnologie programmabili (idroelettrico e batterie), raggiungendo un totale di capacità rinnovabile installata di circa 76 GW nel 2027;

- 2,7 miliardi di euro sul segmento Retail per potenziare le offerte integrate e migliorare la gestione dei clienti e dei servizi.

Il risultato delle azioni strategiche sopra descritte consente di prevedere per l'anno 2027 un EBITDA ordinario di Gruppo compreso tra 24,1 e 24,5 miliardi di euro e un utile ordinario compreso tra 7,1 e 7,5 miliardi di euro.

La remunerazione per gli azionisti prevede:

- una politica dei dividendi che si basa su un DPS fisso minimo annuo pari a 0,46 euro per il periodo 2025-2027 e un aumento potenziale fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario del Gruppo;
- un programma di acquisto di azioni proprie – la cui durata si protrarrà dal 1° agosto a non oltre il 31 dicembre 2025 – finalizzato a riconoscere agli azionisti una remunerazione aggiuntiva rispetto alla distribuzione dei dividendi per effetto dell'annullamento delle azioni proprie acquistate per tale finalità, per un esborso complessivo fino a 1 miliardo di euro e un numero massimo di azioni in ogni caso non superiore a 495 milioni.

Nel 2025 sono previsti:

- investimenti nelle reti di distribuzione focalizzati nelle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio più equilibrato e chiaro;
- investimenti selettivi nelle rinnovabili, finalizzati alla massimizzazione della redditività del capitale investito e alla minimizzazione dei rischi;
- gestione attiva del portafoglio clienti attraverso offerte bundled multi-play.

Alla luce della solida performance dei nove mesi del 2025 e della visibilità sull'evoluzione del business nell'ultimo trimestre dell'anno, la guidance per

1. Relazione sulla gestione

l'EBITDA ordinario di Gruppo fornita ai mercati finanziari in occasione della presentazione del Piano Strategico 2025-2027 è confermata nel range compreso tra 22,9 e 23,1 miliardi di euro per l'esercizio 2025; per l'esercizio 2025 si prevede inoltre un utile netto ordinario del Gruppo lievemente superiore alla

parte alta del range della guidance compreso tra 6,7 e 6,9 miliardi di euro.

Nel mese di febbraio 2026 verrà presentato alla comunità finanziaria il nuovo Piano Strategico del Gruppo.





teleborsa, distribuzione e commercializzazione di titoli emessi

2

SITUAZIONE CONTABILE CONSOLIDATA AL 30 SETTEMBRE 2025



Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Nove mesi	
		2025	2024
Totale ricavi	4.a	59.702	57.634
Totale costi	4.b	49.316	44.472
Risultati netti da contratti su commodity	4.c	538	(434)
Risultato operativo		10.924	12.728
Proventi finanziari		4.427	2.949
Oneri finanziari		6.580	5.505
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	108	246
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	4.d	(2.045)	(2.310)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.e	(41)	(6)
Risultato prima delle imposte		8.838	10.412
Imposte	4.f	2.567	3.403
Risultato netto delle continuing operation		6.271	7.009
Quota di interessenza del Gruppo		5.236	5.870
Quota di interessenza di terzi		1.035	1.139
Risultato netto delle discontinued operation		-	-
Quota di interessenza del Gruppo		-	-
Quota di interessenza di terzi		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		6.271	7.009
Quota di interessenza del Gruppo		5.236	5.870
Quota di interessenza di terzi		1.035	1.139
Risultato netto per azione			
Risultato netto base per azione			
Risultato netto base per azione		0,49	0,56
Risultato netto base per azione delle continuing operation		0,49	0,56
Risultato netto base per azione delle discontinued operation		-	-
Risultato netto diluito per azione			
Risultato netto diluito per azione		0,49	0,56
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation		0,49	0,56
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation		-	-

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Nove mesi	
	2025	2024
Risultato netto del periodo	6.271	7.009
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	209	(1)
Variazione del fair value dei costi di hedging	(22)	41
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(1)	(29)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	(13)	8
Variazione della riserva di traduzione	(1.962)	(2.018)
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate	(18)	4
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)		
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(41)	93
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese	(8)	9
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, non riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate	-	-
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(1.856)	(1.893)
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nel periodo	4.415	5.116
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	3.766	4.417
- di terzi	649	699

Stato patrimoniale consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	al 30.09.2025	al 31.12.2024
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		109.486	110.451
Avviamento		13.059	12.850
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.432	1.456
Altre attività non correnti		20.470	21.095
Totale attività non correnti	5.a	144.447	145.852
Attività correnti			
Rimanenze		4.016	3.643
Crediti commerciali		14.926	15.941
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		4.711	8.051
Altre attività correnti		13.003	13.237
Totale attività correnti	5.b	36.656	40.872
Attività classificate come possedute per la vendita	5.c	233	415
TOTALE ATTIVITÀ		181.336	187.139
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	5.d	35.288	33.731
Interessenze di terzi		14.500	15.440
Totale patrimonio netto		49.788	49.171
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		58.455	60.000
Fondi diversi e passività per imposte differite		15.491	16.066
Altre passività non correnti		12.418	12.089
Totale passività non correnti	5.e	86.364	88.155
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		10.686	11.084
Debiti commerciali		10.486	13.693
Altre passività correnti		23.943	24.886
Totale passività correnti	5.f	45.115	49.663
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	5.g	69	150
TOTALE PASSIVITÀ		131.548	137.968
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		181.336	187.139

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva negativa per azioni proprie in portafoglio	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 1° gennaio 2024	10.167	7.496	(59)	6.553	2.034	2.341	(5.289)	(1.393)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(11)	-	-	11	-	-
Erogazioni azioni proprie	-	-	6	-	-	(6)	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	-	-	-	(2)	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	593	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	238	6
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	(2)	10
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	-	(1.476)	(74)
<i>di cui:</i>	-	-	-	-	-	-	(1.476)	(74)
<i>- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>- utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 settembre 2024	10.167	7.496	(64)	7.146	2.034	2.344	(6.529)	(1.451)
Al 1° gennaio 2025	10.167	7.496	(78)	7.145	2.034	2.363	(6.352)	(2.228)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(631)	-	-	631	-	-
Erogazioni azioni proprie	-	-	6	-	-	(6)	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	-	-	-	6	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	1.074	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	(1)	(170)	3
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	-	(1.560)	175
<i>di cui:</i>	-	-	-	-	-	-	(1.560)	175
<i>- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>- utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 settembre 2025	10.167	7.496	(703)	8.219	2.034	2.993	(8.082)	(2.050)

Capitale sociale e riserve del Gruppo									
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	Utile e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(38)	10	(375)	(1.185)	(2.390)	(1.213)	15.096	31.755	13.354	45.109
-	-	-	-	-	-	(2.184)	(2.184)	(458)	(2.642)
-	-	-	-	-	-	(221)	(221)	-	(221)
-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	(21)
-	-	-	-	-	-	6	6	-	6
-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
-	-	-	-	-	-	-	593	-	593
-	-	-	-	-	-	433	433	285	718
-	-	-	-	-	-	-	244	(300)	(56)
(6)	-	-	-	28	(6)	-	24	1.060	1.084
40	15	(29)	71	-	-	5.870	4.417	699	5.116
40	15	(29)	71	-	-	-	(1.453)	(440)	(1.893)
-	-	-	-	-	-	5.870	5.870	1.139	7.009
(4)	25	(404)	(1.114)	(2.362)	(1.219)	18.979	35.044	14.640	49.684
182	132	(404)	(1.092)	(2.405)	(1.220)	17.991	33.731	15.440	49.171
-	-	-	-	-	-	(2.590)	(2.590)	(669)	(3.259)
-	-	-	-	-	-	(240)	(240)	-	(240)
-	(7)	-	-	-	5	2	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(1.000)	(1.000)	-	(1.000)
-	-	-	-	-	-	6	6	-	6
-	-	-	-	-	-	-	6	-	6
-	-	-	-	-	-	-	1.074	-	1.074
-	-	-	-	-	-	133	133	76	209
-	-	364	-	-	-	(45)	319	-	319
-	-	(1)	(29)	(18)	322	(23)	83	(996)	(913)
(25)	(23)	(2)	(35)	-	-	5.236	3.766	649	4.415
(25)	(23)	(2)	(35)	-	-	-	(1.470)	(386)	(1.856)
-	-	-	-	-	-	5.236	5.236	1.035	6.271
157	102	(43)	(1.156)	(2.423)	(893)	19.470	35.288	14.500	49.788

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Nove mesi	
	2025	2024
Risultato netto	6.271	7.009
Rettifiche per:		
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	643	956
Ammortamenti e altri impairment	5.303	4.911
(Proventi)/Oneri finanziari	2.045	2.310
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	41	6
Imposte	2.567	3.403
Variazioni del capitale circolante netto:	(3.861)	(3.903)
- rimanenze	(359)	(33)
- crediti commerciali	169	409
- debiti commerciali	(3.620)	(4.632)
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	7	(26)
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	(77)	66
- altre attività e passività	19	313
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(1.765)	(2.202)
Altri movimenti	(2.151)	(4.097)
Cash flow da attività operativa (A)	9.093	8.393
<i>di cui discontinued operation</i>	-	-
Investimenti in attività materiali, immateriali e in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(6.838)	(7.790)
Contributi in conto capitale ricevuti	314	587
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(979)	-
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	53	4.231
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(21)	19
Cash flow da attività di investimento (B)	(7.471)	(2.953)
<i>di cui discontinued operation</i>	-	-
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	7.651	4.850
Rimborsi di debiti finanziari	(4.763)	(8.161)
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(1.642)	2.606
Incassi da cessione di partecipazioni senza perdita di controllo	(15)	1.095
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest	22	(7)
Emissioni di obbligazioni ibride perpetue	1.974	890
Rimborsi di obbligazioni ibride perpetue	(900)	(297)
Acquisto azioni proprie	(1.073)	(11)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(5.619)	(221)
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	(240)	(4.964)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(4.605)	(4.220)
<i>di cui discontinued operation</i>	-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(256)	(195)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(3.239)	1.025
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾	8.195	7.143
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾	4.956	8.168

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.051 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (6.801 milioni di euro al 1° gennaio 2024), "Titoli a breve" pari a 138 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (81 milioni di euro al 1° gennaio 2024) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 6 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (261 milioni di euro al 1° gennaio 2024).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 4.711 milioni di euro al 30 settembre 2025 (8.063 milioni di euro al 30 settembre 2024), "Titoli a breve" pari a 244 milioni di euro al 30 settembre 2025 (99 milioni di euro al 30 settembre 2024) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 1 milione di euro al 30 settembre 2025 (6 milioni di euro al 30 settembre 2024).

Note di commento alla Situazione contabile consolidata al 30 settembre 2025

1. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati alla presente Situazione contabile consolidata al 30 settembre 2025 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione delle modifiche ad alcuni principi contabili. In particolare, si evidenzia che dal 1° gennaio 2025 sono divenuti applicabili, al Gruppo Enel, le seguenti modifiche ai principi contabili esistenti:

- *“Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability”*, emessi ad agosto 2023, chiariscono come definire se una valuta è convertibile e come determinare il tasso di cambio quando non lo è.

Le modifiche stabiliscono che una valuta è convertibile in un'altra quando la stessa può essere ottenuta entro un periodo di tempo, che rientra nei normali tempi amministrativi, e attraverso un mercato o un meccanismo di scambio, che genera diritti e obblighi esecutivi. La valutazione della convertibilità deve essere effettuata alla data di misurazione e per uno scopo spe-

cifico. Una valuta non è considerata convertibile, se, in tali circostanze, è possibile ottenere solo un ammontare non significativo dell'altra valuta. In tal caso, è necessario stimare un tasso di cambio a pronti che rifletta quello di una transazione ordinaria tra partecipanti al mercato, alla data di misurazione, tenendo conto delle condizioni economiche prevalenti. Le modifiche non specificano la metodologia da applicare per la stima del tasso di cambio a pronti in caso di mancata convertibilità, consentendo l'utilizzo di un tasso di cambio osservabile senza aggiustamenti o di un'altra tecnica di stima.

Sono previsti inoltre nuovi obblighi di disclosure, che richiedono di fornire informazioni tali da consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere gli effetti attuali e attesi della mancata convertibilità di una valuta sulla performance finanziaria, sulla posizione finanziaria e sui flussi di cassa.

L'applicazione di queste modifiche, allo stato attuale, non ha comportato impatti nella presente Situazione contabile consolidata al 30 settembre 2025.

85

2. Argentina – Economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo “IAS 29 – Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate”. Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la

presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti.

Ai fini della predisposizione della presente Situazione contabile consolidata e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimo-

niali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.

Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. Gli effetti contabili di tale adeguamento, oltre a essere già riflessi nella situazione patrimoniale di apertura, recepiscono le variazioni del periodo. In particolare, l'effetto relativo alla rimisurazione delle attività e passività non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel corso dei

nove mesi del 2025 è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale, i saldi dei Conti economici espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo alla data del 31 dicembre 2018 fino al 30 settembre 2025.

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2019	54,46%
Dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2020	35,41%
Dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2021	49,73%
Dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022	97,08%
Dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2023	222,01%
Dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2024	109,22%
Dal 1° gennaio 2025 al 30 settembre 2025	22%

Nel corso dei nove mesi del 2025 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di proventi finanziari netti (al lordo delle imposte) pari a 108 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 30 settembre 2025 e gli impatti dell'i-

perinflazione sulle principali voci di Conto economico dei nove mesi del 2025, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie iperinflazionate.

Milioni di euro	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2024	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 30.09.2025
Totale attività	2.333	320	(802)	1.851
Totale passività	710	136	(235)	611
Patrimonio netto	1.623	184 ⁽¹⁾	(567)	1.240

(1) Il dato include il risultato netto dei nove mesi del 2025 negativo per 25 milioni di euro.

Milioni di euro	Nove mesi 2025		
	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	101	(192)	(91)
Costi	132 ⁽¹⁾	(182) ⁽²⁾	(50)
Risultato operativo	(31)	(10)	(41)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	2	21	23
Provent/(Oneri) netti da iperinflazione	108	-	108
Risultato prima delle imposte	79	11	90
Imposte	104	19	123
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	(25)	(8)	(33)
Quota di interessenza del Gruppo	(21)	(5)	(26)
Quota di interessenza di terzi	(4)	(3)	(7)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 86 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (9) milioni di euro.

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2025, rispetto a quella del 30 settembre 2024 e del 31 dicembre

2024, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2024

- In data 4 gennaio 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Green Power North America (EGP-NA), ha perfezionato la vendita di un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti a fronte di un corrispettivo complessivo di 253 milioni di euro. Gli asset venduti includevano l'intero portafoglio geotermico di EGPNA oltre a diversi impianti solari, per una capacità complessiva pari a circa 150 MW. L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo pari a 8 milioni di euro. La riclassifica tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" aveva comportato nel 2023 la rilevazione di un adeguamento di valore negativo pari a 34 milioni di euro.
- In data 10 maggio 2024 Enel Perú SAC, controllata da Enel SpA tramite Enel Américas SA, ha concluso la cessione a Niagara Energy SAC della totalità delle partecipazioni da essa detenute nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC. La vendita, effettuata per un corrispettivo totale di 1.198 milioni di euro, ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo di 9 milioni di euro tenuto anche conto degli effetti negativi connessi al rilascio delle riserve di conversione cambi associate.
- In data 12 giugno 2024 la stessa Enel Perú SAC ha ceduto alla società North Lima Power Grid Holding

SAC il totale delle partecipazioni detenute in Enel Distribución Perú SAA e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC. L'operazione, effettuata per un corrispettivo totale di 2.880 milioni di euro, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 509 milioni di euro, tenuto conto anche in questo caso degli effetti negativi connessi al rilascio delle riserve di conversione cambi associate.

- Nei primi giorni di ottobre 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel North America, ha perfezionato la cessione delle attività riferite al business dello storage in Nord America a MSS Energy Storage LLC (per il perimetro riferito agli Stati Uniti) e MSS LP Holdings Inc. (per il perimetro riferito al Canada), per un corrispettivo complessivo di 160 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto del Gruppo di 44 milioni di euro.
- In data 30 dicembre 2024 Enel SpA, tramite la controllata e-distribuzione SpA, ha perfezionato la cessione ad A2A, per 1.229 milioni di euro, del 90% del capitale sociale di Duereti Srl, società beneficiaria del conferimento delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia. L'operazione nel suo complesso ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo di 978 milioni di euro.

2025

- In data 26 febbraio 2025 Endesa Generación ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica SL da Corporación Acciona Energías Renovables, società appartenente al Gruppo Acciona. Dopo l'acquisizione la società ha cambiato denominazione in E-Generación Hidráulica SLU. La transazione è stata rilevata applicando il principio contabile "IFRS 3 - Business Combinations". Il corrispettivo per l'acquisizione del 100% della società è stato pari a 961 milioni di euro, di cui 959 milioni di euro pagati per cassa e un importo residuo di 2

milioni di euro soggetto al rispetto di determinate condizioni contrattuali.

Al 30 giugno 2025 è stata completata l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte. A seguito di tale allocazione si è rilevato in via definitiva un avviamento di 125 milioni di euro.

La situazione contabile alla data di acquisizione dopo la definitiva allocazione del prezzo è definita come di seguito dettagliato.

Situazione contabile E-Generación Hidráulica alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili rilevati ante allocazione del prezzo	Rettifiche per allocazione prezzo	Valori rilevati post allocazione del prezzo alla data di acquisizione
Attività non correnti	474	498	972
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	-	10
Altre attività	17	-	17
Passività per imposte differite	-	(125)	(125)
Passività	(38)	-	(38)
Attività nette acquisite	463	373	836
Costo dell'acquisizione	961	-	961
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>959</i>	<i>-</i>	<i>959</i>
Avviamento	498	(373)	125

L'operazione ha generato un impatto sull'indebitamento finanziario netto di 949 milioni di euro, al netto della cassa della società acquisita pari a 10 milioni di euro.

In data 1° luglio 2025 la società si è fusa in Endesa Generación con effetto contabile al 26 febbraio 2025.

- In data 31 luglio 2025 Enel Green Power España SLU, controllata da Enel SpA tramite Endesa SA, ha acquisito il controllo totalitario della società Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa), in precedenza detenuta per il 37,5% e consolidata dal Gruppo con il metodo del patrimonio netto.

Il corrispettivo per l'acquisizione del residuo 62,5% è stato pari a 46 milioni di euro, di cui 44 milioni di euro già pagati per cassa.

Il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

Come riportato nella tabella seguente, il differenziale tra prezzo pagato e fair value delle attività nette acquisite è stato temporaneamente allocato alla voce "Avviamento" in attesa del completamento del processo di allocazione del prezzo.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Valori contabili rilevati al 31 luglio 2025
Attività non correnti	10
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	14
Altre attività	1
Passività	(4)
Attività nette acquisite	21
Costo dell'acquisizione	46
<i>(di cui versati per cassa)</i>	44
Fair value quota già detenuta	27
Avviamento	52

Si segnala che, a seguito dell'acquisizione, la quota già detenuta al valore contabile di 8 milioni di euro è stata rivalutata al fair value di 27 milioni di euro, con

un impatto sul risultato netto di 19 milioni di euro (14 milioni di euro sul risultato netto del Gruppo).

Altre variazioni

In aggiunta alla suddetta variazione nell'area di consolidamento, in data 23 maggio 2025 Enel SpA, tramite la controllata Enel Produzione SpA, ha perfezionato la cessione a Energetický a průmyslový holding (EPH) del capitale sociale detenuto in Slovak Power Holding BV, società titolare del 66% di Slovenské elektrárne AS e valutata con il metodo del patrimonio netto. La cessione è avvenuta a seguito dell'esercizio della early call option da parte di EPH prevista dagli accordi sottoscritti tra il 2015 e il 2020, per un corrispettivo com-

pletivo per la vendita del 100% del capitale di Slovak Power Holding, pari a 150 milioni di euro, già versato all'epoca della prima operazione di vendita avvenuta nel 2016.

Il perfezionamento dell'operazione ha generato nel primo semestre 2025 un impatto negativo sull'utile netto del Gruppo pari a 341 milioni di euro, connesso al rilascio delle riserve di patrimonio netto associate alla partecipata valutata con il metodo del patrimonio netto.

Informazioni sul Conto economico consolidato sintetico

Ricavi

4.a Ricavi – Euro 59.702 milioni

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Vendite energia elettrica	29.960	33.134	(3.174)	-9,6%
Trasporto energia elettrica	9.514	9.087	427	4,7%
Corrispettivi da gestori di rete	1.031	686	345	50,3%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.207	1.403	(196)	-14,0%
Vendite e trasporto gas	4.088	4.598	(510)	-11,1%
Vendite di combustibili	975	1.048	(73)	-7,0%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	726	631	95	15,1%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	866	762	104	13,6%
Vendite certificati ambientali	87	219	(132)	-60,3%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	883	933	(50)	-5,4%
Altre vendite e prestazioni	646	612	34	5,6%
Totale ricavi IFRS 15	49.983	53.113	(3.130)	-5,9%
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	7.224	4.539	2.685	59,2%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	957	(2.967)	3.924	-
Contributi per certificati ambientali	176	244	(68)	-27,9%
Rimborsi vari	324	262	62	23,7%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	22	1.358	(1.336)	-98,4%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	13	51	(38)	-74,5%
Altri ricavi e proventi	1.003	1.034	(31)	-3,0%
TOTALE RICAVI	59.702	57.634	2.068	3,6%

90

Nei nove mesi del 2025 i ricavi da “vendite energia elettrica” registrano una riduzione di 3.174 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente (-9,6%), attestandosi a 29.960 milioni di euro. Tale decremento è riscontrabile soprattutto in Italia (2.192 milioni di euro), principalmente per le minori quantità di energia vendute sui mercati retail e in parte per l’aggiornamento dei corrispettivi tariffari applicati nell’esercizio in corso, e in Perù (549 milioni di euro) a seguito della cessione delle attività di generazione e distribuzione.

I ricavi da “trasporto energia elettrica” sono in aumento di 427 milioni di euro, per effetto principalmente degli adeguamenti tariffari nelle attività di distribuzione e di misura in Italia.

I “corrispettivi da gestori di rete” registrano un incremento di 345 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2024, riferibile essenzialmente alle attività in Italia e relativi principalmente ai corrispettivi per capacity market e per “sicurezza sistema”.

Il decremento dei ricavi per “vendite e trasporto di gas” per un totale di 510 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2024 è attribuibile principalmente alle minori quantità vendute sul mercato retail e all’aggiornamento delle condizioni contrattuali più favorevoli applicate ai clienti finali.

La riduzione delle plusvalenze da alienazione di società (1.336 milioni di euro) è riconducibile principalmente

alla rilevazione nel primo semestre 2024 dei proventi derivanti dalla cessione delle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica in Perù (1.347 milioni di euro).

La variazione positiva delle “vendite di commodity da contratti con consegna fisica”, misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9 (2.685 milioni di euro), e dei “risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel

periodo” rispetto ai nove mesi del 2024 (3.924 milioni di euro) è riferita prevalentemente alla commodity gas ed è dovuta principalmente all'aumento dei prezzi medi rispetto allo scenario di riferimento nel periodo temporale di consegna.

La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value a Conto economico e rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9.

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	771	876	(105)	-12,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	64	(47)	111	-
Totale energia	835	829	6	0,7%
Vendite di gas	6.438	3.655	2.783	76,1%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	891	(2.930)	3.821	-
Totale gas	7.329	725	6.604	-
Vendite di quote di emissioni inquinanti	14	3	11	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1	3	(2)	-66,7%
Totale quote di emissioni inquinanti	15	6	9	-
Vendita di garanzie di origine	1	5	(4)	-80,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1	7	(6)	-85,7%
Totale garanzie di origine	2	12	(10)	-83,3%
Totale ricavi	8.181	1.572	6.609	-
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	780	575	205	35,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	66	(6)	72	-
Totale energia	846	569	277	48,7%
Acquisti di gas	6.336	3.486	2.850	81,8%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	724	(2.377)	3.101	-
Totale gas	7.060	1.109	5.951	-
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	336	160	176	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1	7	(6)	-85,7%
Totale quote di emissioni inquinanti	337	167	170	-
Acquisti di garanzie di origine	1	5	(4)	-80,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1	(34)	35	-
Totale garanzie di origine	2	(29)	31	-
Totale costi	8.245	1.816	6.429	-
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo (IFRS 9)	(64)	(244)	180	73,8%
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	17	(153)	170	-
Gas	1.806	443	1.363	-
Quote di emissioni inquinanti	(19)	67	(86)	-
Garanzie di origine	1	9	(8)	-88,9%
Totale	1.805	366	1.439	-
Contratti di acquisto				
Energia	14	22	(8)	-36,4%
Gas	1.579	(57)	1.636	-
Quote di emissioni inquinanti	12	171	(159)	-93,0%
Garanzie di origine	(53)	58	(111)	-
Totale	1.552	194	1.358	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	253	172	81	47,1%
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI DI COMMODITY CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	189	(72)	261	-

Costi

4.b Costi – Euro 49.316 milioni

Milioni di euro	Nove mesi		Variazioni	
	2025	2024		
Acquisto di energia elettrica	13.104	13.895	(791)	-5,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.035	2.628	(593)	-22,6%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	10.014	3.921	6.093	-
Materiali	1.731	1.677	54	3,2%
Costo del personale	3.456	3.470	(14)	-0,4%
Servizi e godimento beni di terzi	12.078	12.101	(23)	-0,2%
Ammortamenti e impairment	5.946	5.867	79	1,3%
Oneri per certificati ambientali	933	1.130	(197)	-17,4%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	232	186	46	24,7%
Altri oneri per imposte e tasse	1.084	992	92	9,3%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	342	1	341	-
Contributi straordinari di solidarietà	-	202	(202)	-
Altri costi operativi	583	558	25	4,5%
Costi capitalizzati	(2.222)	(2.156)	(66)	-3,1%
Totale	49.316	44.472	4.844	10,9%

92

I costi per “acquisto di energia elettrica” si decrementano di 791 milioni di euro rispetto all’analogo periodo del 2024. In particolare, tale variazione negativa è da attribuirsi principalmente alle attività in Italia, soprattutto per la contrazione dei volumi connessa al superamento del mercato tutelato per i “clienti non vulnerabili”, nonché alla cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù. Tali effetti sono stati parzialmente compensati da un incremento degli acquisti di energia in Spagna per l’incremento dei costi medi. La voce comprende i risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di energia elettrica con consegna fisica chiusi nei nove mesi del 2025, che registrano un incremento di 71 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2024.

Il decremento dei costi per “consumi di combustibili per generazione di energia elettrica” è connesso prevalentemente alla riduzione dell’energia prodotta da fonti fossili in Italia rispetto all’analogo periodo del 2024, in particolare in Italia e Spagna.

L’incremento dei costi per l’acquisto di “combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali” si riferisce prevalentemente all’incremento dei prezzi medi del gas e all’andamento dei volumi intermediati. La voce comprende i risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di gas con consegna fisica chiusi nei nove mesi del 2025, che registrano un incremento di 3.101 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2024.

Il costo del personale è pari a 3.456 milioni di euro e presenta un decremento di 14 milioni di euro (-0,4%).

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2025 è pari a 61.192 dipendenti, di cui 29.603 impegnati all’estero. L’organico del Gruppo nel corso dei nove mesi del 2025 si incrementa di 833 unità. Tale variazione è riferibile prevalentemente all’acquisizione della società Corporación Acciona Hidráulica SL in Spagna (36 unità) e al positivo saldo tra assunzioni e cessazioni (797 unità).

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2024 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2024	60.359
Assunzioni	3.206
Cessazioni	(2.409)
Variazioni di perimetro	36
Consistenza al 30 settembre 2025	61.192

I costi per “servizi e godimento beni di terzi” sono sostanzialmente in linea rispetto ai nove mesi del 2024; principalmente includono vettoriamenti passivi per 7.060 milioni di euro (6.873 milioni di euro per il corrispondente periodo del 2024), soprattutto in Italia e in Iberia, servizi di manutenzione e riparazione, servizi connessi al business elettrico e del gas, servizi informatici e godimento di beni di terzi

L’incremento della voce “ammortamenti e impairment” nei nove mesi del 2025 risente prevalentemente dei maggiori ammortamenti di attività materiali e immateriali, per effetto degli investimenti effettuati nel settore delle energie rinnovabili, parzialmente compensati dai minori impairment effettuati sui crediti commerciali.

Gli “oneri per certificati ambientali” si decrementano di 197 milioni di euro essenzialmente per la riduzione degli oneri per garanzie di origine.

Gli “altri oneri connessi al sistema elettrico e gas” si incrementano di 46 milioni di euro principalmente per ef-

fetto del maggior impatto del Bonus Sociale in Spagna.

Gli “altri oneri per imposte e tasse” si incrementano di 92 milioni di euro prevalentemente per effetto del maggiore impatto dell’imposta sul valore della produzione di energia elettrica (IVPEE) rilevata in Spagna e reintrodotta con un sistema di aliquote gradualali nel 2024 dal Regio Decreto 8/2023.

I “contributi straordinari di solidarietà” rilevati nei nove mesi del 2024 si riferiscono al contributo rilevato in Spagna per 202 milioni di euro a seguito dell’introduzione della Legge n. 38 del 27 dicembre 2022. Tale contributo non risulta più dovuto a partire dall’esercizio 2025.

Le “minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni” dei nove mesi del 2025 sono riferite all’oneri connesso al perfezionamento dalla cessione della partecipazione residua in Slovak Power Holding BV, per effetto del rilascio a Conto economico del periodo delle riserve negative di OCI inerenti alla partecipazione medesima (341 milioni di euro).

4.c Risultati netti da contratti su commodity – Euro 538 milioni

I risultati netti da contratti su commodity sono positivi e ammontano a 538 milioni di euro nei nove mesi del 2025 (risultati netti negativi per 434 milioni di euro nel corrispondente periodo dell’esercizio precedente), e risultano così composti:

- proventi netti su derivati su commodity pari complessivamente a 285 milioni di euro (oneri netti per 606 milioni di euro nei nove mesi del 2024), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati proventi netti su derivati chiusi nel periodo per 121 milioni di euro (oneri netti per 745 milioni di euro nei nove mesi del 2024) e

proventi netti da valutazione su derivati outstanding per 164 milioni di euro (proventi netti per 139 milioni di euro nei nove mesi del 2024);

- risultati netti positivi da valutazione al fair value di contratti outstanding, per l’acquisto e la vendita di commodity energetiche con consegna fisica, per 253 milioni di euro (risultati netti positivi per 172 milioni di euro nei nove mesi del 2024).

La variazione in aumento dei proventi netti, pari a 972 milioni di euro, è ascrivibile prevalentemente ai risultati dei derivati per copertura prezzo su commodity soprattutto per effetto dell’oscillazione dei prezzi sul mercato.

4.d Proventi/(Oneri) finanziari netti – Euro (2.045) milioni

Gli oneri finanziari netti, pari a 2.045 milioni di euro, si decrementano di 265 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2024. Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- decremento degli interessi passivi e altri oneri su debiti finanziari per 413 milioni di euro legato

principalmente alla riduzione del debito medio del periodo;

- decremento dei proventi netti da iperinflazione rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29 per 138 milioni di euro a causa della riduzione del tasso medio di inflazione in Argentina.

4.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (41) milioni

La quota degli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto registra un incremento di 35 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente, prevalentemente relativo:

- ad alcune partecipazioni in EGPNA Renewable Energy Partners e Rocky Caney che, a seguito della sotto-

scrizione dell'accordo di asset swap tra Enel Green Power North America e Gulf Pacific Power, sono state riclassificate ad "attività classificate come possedute per la vendita" e oggetto di impairment per un importo complessivo di 29 milioni di euro;

- alla riduzione dei risultati *pro quota* soprattutto di Gridspertise.

4.f Imposte – Euro 2.567 milioni

94

Le imposte di competenza dei nove mesi del 2025 ammontano a 2.567 milioni di euro, con un decremento di 836 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2024. L'incidenza sul risultato *ante* imposte nei nove mesi del 2025 è del 29%, a fronte del 32,7% dei nove mesi del 2024. Tale minore incidenza risente sostan-

zialmente del minor peso degli impatti delle operazioni di Merger & Acquisition, che nell'anno 2024 erano principalmente connesse alla cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù, e dell'indeducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna riconosciuto nei nove mesi del 2024.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato sintetico

Attività

5.a Attività non correnti – Euro 144.447 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2025 a 109.486 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 965 milioni di euro.

In particolare, gli incrementi generati:

- dagli investimenti del periodo per 6.176 milioni di euro;
- dalla rilevazione di attività materiali per 980 milioni di euro riferite alle acquisizioni effettuate in Spagna di 34 centrali idroelettriche dal Gruppo Acciona e di impianti eolici da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra;
- dagli effetti dell'iperinflazione in Argentina pari a 367 milioni di euro al lordo degli impatti sugli ammortamenti;
- dai nuovi contratti di leasing per 399 milioni di euro;
- dalla capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti in immobilizzazioni materiali per 50 milioni di euro;
- dall'effetto netto delle riclassifiche delle attività possedute per la vendita, pari a 25 milioni di euro, e relative alla riclassifica da attività possedute per la vendita ad attività non correnti "held for use" di Enel Generación Piura SA in Perù (130 milioni di euro), in quanto non sussistono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5, parzialmente compensate dalla riclassifica ad attività possedute per la vendita di alcune società detenute in Nord America e coinvolte nell'operazione di asset swap riguardante impianti di energia rinnovabile (105 milioni di euro), sono stati più che compensati dagli ammortamenti e impairment su tali attività (5.305 milioni di euro), dalle differenze di cambio negative (3.503 milioni di euro) e dai contributi ricevuti da e-distribuzione (212 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 13.059 milioni di euro, presenta un incremento di 209 milioni di euro che è attribuibile principalmente al processo di allocazione del prezzo pagato per l'acquisizione delle società Corporación Acciona Hidráulica SL e Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa) in Spagna, che è risultato essere pari rispettivamente a 125 milioni di euro e 52 milioni di euro.

Si segnala che nel caso di Cetasa il processo di allocazione del prezzo non è ancora definitivo essendo stata la società acquistata in data 31 luglio 2025.

Gli altri movimenti fanno principalmente riferimento alla riclassifica da attività possedute per la vendita a continuing operation della società peruviana Enel Generación Piura SA (25 milioni di euro) e agli adeguamenti cambio positivi registrati in Brasile, parzialmente compensati dagli adeguamenti cambio negativi in Nord America, Cile e Centro America (7 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.432 milioni di euro, si riducono di 24 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024. Tale variazione è principalmente riconducibile:

- all'aumento di capitale di 122 milioni di euro nella joint venture Potentia Energy che ha consentito a quest'ultima di concludere l'accordo con CVC DIF e Cbus Super per l'acquisizione di partecipazioni di un portafoglio da oltre 1 GW di asset rinnovabili;
- alla riclassifica ad "attività classificate come possedute per la vendita" di alcune partecipazioni in EGPNA Renewable Energy Partners e Rocky Caney per 58 milioni di euro a seguito della sigla dell'accordo di asset swap con Gulf Pacific Power per effetto del quale Enel Green Power North America aumenterà la propria partecipazione indiretta in alcune società titolari di impianti eolici portandola al 51% in cambio di alcune sue partecipazioni, una del 100% e altre in società collegate. Si precisa che tale operazione è stata finalizzata in data 1° ottobre 2025; per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo";
- agli impatti negativi delle variazioni di perimetro per 34 milioni di euro, che si riferiscono principalmente alla cessione della partecipazione in Energies Electrique de Tahaddart e all'acquisizione da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra del 62,5% residuo della partecipazione detenuta da Enel Green Power España SLU in Cetasa (Compañía Eólica Tierras Altas) che ha comportato il consolidamento integrale della partecipazione e quindi la sua eliminazione dalle partecipazioni collegate;

- ai risultati netti negativi di pertinenza del Gruppo, per 19 milioni di euro;
 - all'incasso di dividendi di competenza per 20 milioni di euro;
 - all'effetto sfavorevole dell'andamento dei cambi per 24 milioni di euro.
- Le *altre attività non correnti* includono:

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	8.369	9.025	(656)	-7,3%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	2.763	2.676	87	3,3%
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreement (JDA) non correnti	107	107	-	-
Partecipazioni in altre imprese	581	595	(14)	-2,4%
Contratti derivati attivi non correnti	1.134	2.003	(869)	-43,4%
Risconti finanziari non correnti	59	37	22	59,5%
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione	4.773	4.192	581	13,9%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	543	391	152	38,9%
Attività derivanti da contratti con i clienti ⁽¹⁾	617	523	94	18,0%
Altre attività non correnti	1.524	1.546	(22)	-1,4%
Totale	20.470	21.095	(625)	-3,0%

(1) La voce include investimenti in Attività derivanti da contratti con i clienti per 660 milioni di euro (844 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

Il decremento del periodo è ascrivibile prevalentemente:

- alla riduzione delle "attività per imposte anticipate" (per 656 milioni di euro), dovuta prevalentemente alla minore fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge e alle differenze cambio soprattutto in America Latina;
- alla riduzione del fair value dei "contratti derivati attivi non correnti", riferita essenzialmente ai derivati di cash flow hedge (845 milioni di euro) e riguardante prevalentemente i contratti stipulati per la gestione del rischio di oscillazione dei tassi di cambio.

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dall'aumento delle "attività finanziarie da accordi per servizi in concessione", prevalentemente in Brasile;
- dall'aumento dei "crediti verso operatori istituzionali

di mercato", in Spagna e Italia, relativamente alle attività di distribuzione;

- dall'aumento delle "attività derivanti da contratti con i clienti", registrato in Brasile, riferito prevalentemente alle attività a utilità pluriennale in fase di realizzazione, connesse a servizi pubblici in concessione "public-to-private", rilevate secondo quanto previsto dall'IFRIC 12;
- dall'aumento delle "altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", dovuto all'incremento dei titoli valutati al FVOCI che rappresentano essenzialmente gli strumenti finanziari nei quali Enel Reinsurance investe parte della sua liquidità.

Si precisa che tale voce include: i crediti finanziari a lungo termine per 2.070 milioni di euro (2.101 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e i titoli per 693 milioni di euro (575 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

5.b Attività correnti - Euro 36.656 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 4.016 milioni di euro e presentano un incremento di 373 milioni di euro.

La variazione si riferisce prevalentemente all'aumento delle rimanenze di certificati ambientali (318 milioni di euro), soprattutto per quote di emissioni inquinanti non destinate alla compliance in Spagna, e all'incre-

mento delle rimanenze per materie prime (53 milioni di euro).

I *crediti commerciali*, pari a 14.926 milioni di euro, si decrementano di 1.015 milioni di euro principalmente in Italia, Spagna e Cile.

Le *altre attività correnti* sono dettagliate come segue.

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	4.199	4.668	(469)	-10,0%
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreement (JDA) correnti	-	10	(10)	-
Contratti derivati attivi correnti	2.712	3.512	(800)	-22,8%
Altre attività finanziarie correnti	160	176	(16)	-9,1%
Crediti tributari	2.607	2.059	548	26,6%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.153	904	249	27,5%
Altre attività correnti	2.172	1.908	264	13,8%
Totale	13.003	13.237	(234)	-1,8%

Il decremento del periodo è riconducibile prevalentemente:

- alla riduzione del fair value dei “contratti derivati attivi correnti”, relativa essenzialmente ai derivati al FVTPL (479 milioni di euro) e ai derivati di cash flow hedge (356 milioni di euro) e connessa principalmente ai contratti stipulati per la gestione del rischio di variazione dei prezzi delle commodity e dei tassi di cambio;
 - al decremento delle “altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto” per la riduzione delle quote corrente dei crediti finanziari a lungo termine (953 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento dei crediti finanziari a breve termine (378 milioni di euro), riferito principalmente ai cash collateral versati alle controparti e ai depositi vincolati, e dall'aumento dei titoli a breve (106 milioni di euro).
- Si precisa che tale voce include: i crediti finanziari a

breve termine per 2.734 milioni di euro (2.356 milioni di euro al 31 dicembre 2024), la quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine per 1.221 milioni di euro (2.174 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e i titoli per 244 milioni di euro (138 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

Tali effetti negativi sono stati in parte compensati:

- dall'incremento dei “crediti tributari”, relativo principalmente all'aumento dei crediti per imposte sul reddito connessi alla stima delle imposte del periodo (769 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti IVA;
- dall'aumento dei “crediti verso operatori istituzionali di mercato”, in Spagna e Italia, prevalentemente per le attività di distribuzione;
- dall'incremento dei crediti per derivati scaduti (104 milioni di euro) e dei risconti attivi (126 milioni di euro) inclusi nelle “altre attività correnti”.

5.c Attività classificate come possedute per la vendita - Euro 233 milioni

La voce in esame accoglie le attività valutate sulla base del minore tra il costo, inteso come valore netto contabile, e il presumibile valore di realizzo, che in ragione delle decisioni assunte dal management

rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la loro classificazione in tale voce.

Milioni di euro	Riclassifica ad attività correnti e non	Riclassifica da attività correnti e non	Dismissioni e variazioni perimetro di consolidamento	(Impairment)/ Ripristini	Differenza cambi	Investimenti	Altri movimenti		
al 31.12.2024								al 30.09.2025	
Immobili, impianti e macchinari	230	(128)	103	(45)	(5)	(14)	2	(9)	134
Investimenti immobiliari	37	-	-	(28)	-	-	-	-	9
Attività immateriali	7	-	-	-	-	(2)	-	(3)	2
Avviamento	25	(25)	-	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	50	-	58	3	(29)	(8)	-	(4)	70
Crediti finanziari non correnti e titoli	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Altre attività non correnti	7	(5)	-	-	-	(1)	-	-	1
Rimanenze	15	(15)	-	(1)	-	(1)	-	2	-
Crediti commerciali	8	(4)	2	-	-	(1)	-	2	7
Crediti per imposte sul reddito	9	(12)	-	-	-	-	-	3	-
Crediti finanziari correnti e titoli	7	-	-	-	-	(1)	-	(2)	4
Altre attività correnti	13	(7)	-	-	-	(2)	-	-	4
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6	(8)	1	-	-	-	-	2	1
Totale	415	(204)	164	(71)	(34)	(30)	2	(9)	233

Nel corso dei nove mesi del 2025 la voce delle attività classificate come possedute per la vendita è diminuita di 182 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024, principalmente a causa dei seguenti fenomeni:

- la riclassifica delle attività relative alla società Enel Generación Piura tra le attività "held for use" per 204 milioni di euro, in quanto, non ricorrendo più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5, il management non ha più considerato la cessione altamente probabile;
- la riclassifica tra le attività disponibili per la vendita di alcune società statunitensi oggetto dell'accordo di asset swap con Gulf Pacific Power per 125 milioni di euro;
- la cessione parziale di alcuni terreni siti in Spagna, a Palma de Mallorca, per 28 milioni di euro, già classi-

ficati come disponibili per la vendita al 31 dicembre 2024;

- la cessione della società colombiana Wind Autogeneración, proprietaria del parco eolico di Windpeshi, per 49 milioni di euro, alla società Ecopetrol.

Si precisa infine che nel corso del primo semestre 2025 è stata finalizzata la cessione di Slovak Power Holding BV, avvenuta in esecuzione dell'accordo sottoscritto il 18 dicembre 2024 che aveva determinato la riclassifica della società tra le attività disponibili per la vendita e la conseguente svalutazione totale. Per tale ragione l'operazione non ha comportato variazione nei saldi delle attività e passività destinate alla vendita. Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici dell'operazione di cessione si rimanda al paragrafo "Principali variazioni dell'area di consolidamento".

Patrimonio netto e passività

5.d Patrimonio netto del Gruppo – Euro 35.288 milioni

L'incremento dei nove mesi del 2025 del patrimonio netto del Gruppo, pari a 1.557 milioni di euro, è riferibile principalmente all'utile di competenza del periodo (5.236 milioni di euro), alla variazione della riserva per obbligazioni ibride perpetue per effetto delle nuove emissioni, al netto dei rimborsi, per 1.074 milioni di euro, alla rivalutazione monetaria di 133 milioni di euro in Argentina a seguito dell'applicazione del principio contabile IAS 29 (economie iperinflazionate) e al risultato netto delle operazioni su non-controlling interest per

83 milioni di euro, quest'ultimo riferito principalmente ai buyback di Endesa e di Enel Américas. Tali impatti positivi sono stati in parte compensati dai dividendi assegnati per 2.830 milioni di euro (comprensivi dei coupon corrisposti ai titolari di obbligazioni ibride perpetue per 240 milioni di euro), dalla riduzione della riserva di conversione (1.560 milioni di euro) dovuta al rafforzamento dell'euro nei confronti delle valute estere e dalla variazione negativa delle riserve legata all'operazione di buyback avviata da Enel SpA (1.000 milioni di euro).

5.e Passività non correnti – Euro 86.364 milioni

I *finanziamenti a lungo termine*, pari a 58.455 milioni di euro (60.000 milioni di euro al 31 dicembre 2024), sono costituiti da: prestiti obbligazionari per 41.242 milioni di euro (42.282 milioni di euro al 31 dicembre 2024), finanziamenti bancari per 14.485 milioni di euro (14.755 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e finanziamenti da altri finanziatori per 2.728 milioni di euro (2.963 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

La voce registra un decremento di 1.545 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024 dovuto:

- alla riduzione dei prestiti obbligazionari per 1.040 milioni di euro, dovuta prevalentemente alla riclassifica della quota a breve termine (4.862 milioni di euro) e alle variazioni positive di cambio (2.314 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati da nuove emissioni (per un valore nominale di 6.207 milioni di euro) essenzialmente in Enel Finance International;
- al decremento dei finanziamenti bancari per 270 milioni di euro, dovuto prevalentemente alla riclassifica della quota a breve termine (628 milioni di euro) e alle variazioni positive di cambio (332 milioni di euro), parzialmente compensato da nuove emissioni (per un valore nominale di 1.043 milioni di euro);
- alla riduzione dei finanziamenti da altri finanziatori per 235 milioni di euro, riconducibile prevalentemente

alla diminuzione dei debiti per tax partnership negli Stati Uniti (163 milioni di euro).

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 15.491 milioni di euro al 30 settembre 2025 (16.066 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e includono:

- i "benefici ai dipendenti" per 1.402 milioni di euro (1.614 milioni di euro al 31 dicembre 2024), in diminuzione di 212 milioni di euro. Tale variazione è connessa agli utilizzi, pari a complessivi 459 milioni di euro, prevalentemente relativi al pagamento anticipato di alcune posizioni debitorie relative a un fondo pensione in Enel Distribuição São Paulo, parzialmente compensati dall'aggiornamento delle variabili demografiche che hanno comportato accantonamenti per 162 milioni di euro, principalmente in Italia e Brasile, e oneri da attualizzazione per 77 milioni di euro, principalmente in Brasile;
- i "fondi rischi e oneri quota non corrente", pari a 6.426 milioni di euro (6.501 milioni di euro al 31 dicembre 2024), che non registrano variazioni significative nel periodo;
- le "passività per imposte differite" per 7.663 milioni di euro (7.951 milioni di euro al 31 dicembre 2024), con un decremento di 288 milioni di euro dovuto prevalentemente ai derivati di cash flow hedge e all'impatto delle differenze cambio in America Latina.

Le *altre passività non correnti* sono così dettagliate:

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Contratti derivati passivi non correnti	3.581	2.915	666	22,8%
Risconti passivi finanziari	154	141	13	9,2%
Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	64	64	-	-
Ratei e risconti passivi operativi	382	401	(19)	-4,7%
Passività derivanti da contratti con i clienti	5.514	5.682	(168)	-3,0%
Acconti diversi non correnti	481	424	57	13,4%
Debiti per tax partnership	745	1.001	(256)	-25,6%
Debiti verso casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici	233	297	(64)	-21,5%
Altre partite	1.264	1.164	100	8,6%
Totale	12.418	12.089	329	2,7%

La variazione del periodo è prevalentemente riconducibile:

- all'incremento del fair value dei "contratti derivati passivi non correnti", riferibile prevalentemente ai derivati designati in hedge accounting (650 milioni di euro) soprattutto per la copertura del rischio di oscillazione del tasso di cambio;
- alla diminuzione dei "debiti per tax partnership" nel-

le società del Nord America a seguito dell'entrata in produzione di taluni impianti;

- al decremento delle "passività derivanti da contratti con i clienti" registrato Italia. Tali passività si riferiscono al risconto dei ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica rilevati al momento dell'allaccio alla rete;
- all'aumento delle "altre partite" riferito prevalentemente a passivi regolatori in Brasile.

100

5.f Passività correnti - Euro 45.115 milioni

I *finanziamenti a breve termine* e le *quote correnti di finanziamenti a lungo termine*, pari a 10.686 milioni di euro (11.084 milioni di euro al 31 dicembre 2024), sono costituiti dai finanziamenti a breve termine per 1.967 milioni di euro (3.645 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e dalle quote correnti di finanziamenti a lungo termine pari a 8.719 milioni di euro (7.439 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

La voce registra una diminuzione di 398 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2024, dovuta alla riduzione dei finanziamenti a breve termine per 1.678 milioni di euro legata principalmente al decremento di commercial pa-

per (1.159 milioni di euro) in Enel Finance International. Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'aumento delle quote correnti di finanziamenti a lungo termine per 1.280 milioni di euro, riferito essenzialmente alla quota corrente dei prestiti obbligazionari (per 1.524 milioni di euro), in cui la riclassifica della quota a breve è stata ampiamente compensata dai rimborsi e dall'andamento favorevole del cambio.

I *debiti commerciali*, pari a 10.486 milioni di euro, si decrementano di 3.207 milioni di euro soprattutto in Italia, Spagna e Cile.

Le *altre passività correnti* sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazioni	
Contratti derivati passivi correnti	2.616	3.584	(968)	-27,0%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	3	14	(11)	-78,6%
Altre passività finanziarie correnti	935	831	104	12,5%
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.614	1.333	281	21,1%
Debiti diversi verso clienti	1.956	1.679	277	16,5%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.884	5.281	(397)	-7,5%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	598	758	(160)	-21,1%
Debiti tributari	4.449	2.878	1.571	54,6%
Passività per contratti con i clienti	2.457	2.448	9	0,4%
Debiti per dividendi	146	2.523	(2.377)	-94,2%
Altre passività correnti	4.285	3.557	728	20,5%
Totale	23.943	24.886	(943)	-3,8%

La variazione del periodo è prevalentemente dovuta:

- al decremento dei “debiti per dividendi” per il pagamento avvenuto nel corso dei nove mesi del 2025;
- alla riduzione del fair value dei “contratti derivati passivi correnti”, che riguarda essenzialmente i derivati al FVTPL (877 milioni di euro) e si riferisce soprattutto ai contratti stipulati per la gestione del rischio prezzo su commodity;
- al decremento dei “debiti verso operatori istituzionali di mercato”, ascrivibile essenzialmente a e-distribuzione principalmente per la diminuzione del debito verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali soprattutto per la riduzione dei debiti per le componenti e gli oneri di sistema;
- alla riduzione dei “debiti verso il personale e verso istituti di previdenza”.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- dall'incremento dei “debiti tributari”, riferito prevalentemente alla stima delle imposte sul reddito del periodo (1.155 milioni di euro) nonché ai debiti per l'imposta sul valore aggiunto (296 milioni di euro);
- dall'incremento dei “fondi per rischi e oneri quote correnti”, dovuto prevalentemente all'aumento del fondo per quote di emissioni inquinanti in Spagna e Italia;
- dall'incremento delle “altre passività correnti”, essenzialmente legato alla rilevazione della passività relativa all'operazione di buyback in Enel SpA ed Enel America, nonché all'aumento dei debiti relativi a derivati scaduti.

5.g Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – Euro 69 milioni

La voce in esame accoglie le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5

– Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate” per la loro classificazione in tale voce.

	Riclassifica a passività correnti e non	Riclassifica da passività correnti e non	Dismissioni e variazione perimetro di consolidamento	Differenza cambi	Altri movimenti		
Milioni di euro							
al 31.12.2024						al 30.09.2025	
Finanziamenti a lungo termine	9	-	41	-	(2)	(7)	41
Fondi rischi e oneri quota non corrente	7	(2)	2	-	(1)	1	7
Passività per imposte differite	28	(24)	-	-	(1)	(1)	2
Finanziamenti a breve termine	63	(60)	-	-	(3)	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3	-	11	-	(1)	1	14
Debiti commerciali	12	(4)	-	-	(1)	(4)	3
Debiti per imposte sul reddito	7	(10)	-	-	-	3	-
Altre passività correnti	21	(5)	1	(17)	(1)	3	2
Totale	150	(106)	56	(17)	(10)	(4)	69

Il saldo delle passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita e delle attività operative cessate al 30 settembre 2025 ha registrato una diminuzione di 81 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024 principalmente riferibile ai seguenti fenomeni:

- la riclassifica delle passività relative alla società Enel Generación Piura tra le passività correnti e non correnti per 106 milioni di euro, in quanto, non ricorrendo più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5, il

management non ha più considerato la cessione altamente probabile;

- la riclassifica tra le passività disponibili per la vendita di alcune società del Nord America oggetto dell'accordo di swap con Gulf Pacific Power per 56 milioni di euro;
- la diminuzione delle passività associate alla cessione parziale di alcuni terreni siti in Spagna per 17 milioni di euro già classificati come disponibili per la vendita al 31 dicembre 2024.

Altre informazioni

6. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamen-

te dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo ENI) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a

controllo congiunto rispettivamente in essere nei nove mesi del 2025 e del 2024 e al 30 settembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale nove mesi 2025	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale nove mesi 2025	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Ricavi	-	2.080	52	1.900	178	4.210	119	4.329	59.702	7,3%
Altri proventi finanziari	-	-	-	2	-	2	71	73	4.946	1,5%
Energia elettrica, gas e combustibile	168	4.515	33	828	1	5.545	175	5.720	25.093	22,8%
Servizi e altri materiali	-	23	1	2.713	46	2.783	193	2.976	13.868	21,5%
Altri costi operativi	8	114	-	53	2	177	1	178	3.174	5,6%
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	11	-	11	-	11	538	2,0%
Altri oneri finanziari	-	-	-	14	-	14	53	67	6.991	1,0%

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale al 30.09.2025	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2025	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività non correnti	-	-	-	7	-	7	837	844	20.470	4,1%
Crediti commerciali	-	66	5	1.225	34	1.330	114	1.444	14.926	9,7%
Altre attività correnti	-	6	13	864	2	885	162	1.047	13.003	8,1%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	334	-	334	265	599	58.455	1,0%
Altre passività non correnti	-	-	-	10	5	15	4	19	12.418	0,2%
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	96	-	96	27	123	10.686	1,2%
Debiti commerciali	104	107	78	1.258	7	1.554	65	1.619	10.486	15,4%
Altre passività correnti	-	-	-	33	29	62	6	68	23.943	0,3%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	28	38	-	38		
Garanzie ricevute	-	-	-	158	-	158	-	158		
Impegni	-	-	-	34	-	34	-	34		

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale nove mesi 2024	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale nove mesi 2024	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Ricavi	-	1.964	61	1.475	192	3.692	149	3.841	57.634	6,7%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	140	140	4.535	3,1%
Energia elettrica, gas e combustibile	821	4.358	29	880	-	6.088	114	6.202	20.361	30,5%
Servizi e altri materiali	-	26	1	2.346	47	2.420	259	2.679	13.861	19,3%
Altri costi operativi	6	116	3	20	1	146	1	147	3.069	4,8%
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	10	-	10	-	10	(434)	-2,3%
Altri oneri finanziari	-	-	-	19	-	19	72	91	6.845	1,3%

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale al 31.12.2024	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2024	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività non correnti	-	-	-	6	1	7	862	869	21.095	4,1%
Crediti commerciali	-	133	5	1.144	38	1.320	166	1.486	15.941	9,3%
Altre attività correnti	-	-	59	802	4	865	1.201	2.066	13.237	15,6%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	369	-	369	282	651	60.000	1,1%
Altre passività non correnti	-	-	-	11	6	17	8	25	12.089	0,2%
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	91	-	91	29	120	11.084	1,1%
Debiti commerciali	254	298	381	1.701	6	2.640	96	2.736	13.693	20,0%
Altre passività correnti	-	-	-	25	50	75	10	85	24.886	0,3%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	26	36	-	36		
Garanzie ricevute	-	-	-	136	-	136	-	136		
Impegni	-	-	-	25	-	25	-	25		

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo <https://www.enel.com/it/investitori/governance/statuto>

-regolamenti-politiche sia nella versione vigente sino al 30 giugno 2021, sia nella versione da ultimo modificata dal Consiglio di Amministrazione nel medesimo mese di giugno 2021 e con efficacia dal 1° luglio 2021) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in at-

tuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dei nove mesi del 2025 non sono state realizzate operazioni con parti correlate

per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, e successive modifiche e integrazioni.

7. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro	al 30.09.2025	al 31.12.2024	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.836	3.300	(464)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	57.506	56.438	1.068
- acquisti di combustibili	34.155	44.008	(9.853)
- forniture varie	3.227	3.614	(387)
- appalti	5.765	5.608	157
- altre tipologie	5.812	6.757	(945)
Totale	106.465	116.425	(9.960)
TOTALE	109.301	119.725	(10.424)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2025 a 57.506 milioni di euro, di cui 19.393 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2025-2029, 14.599 milioni di euro relativi al periodo 2030-2034, 11.794 milioni di euro al periodo 2035-2039 e i rimanenti 11.720 milioni di euro con scadenza successiva. Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 settembre 2025 a 34.155 milioni di euro, di cui 19.880

milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2025-2029, 7.735 milioni di euro relativi al periodo 2030-2034, 5.751 milioni di euro al periodo 2035-2039, e i rimanenti 789 milioni di euro con scadenza successiva. La variazione in aumento degli impegni per gli acquisti di energia elettrica è riferita principalmente agli adeguamenti tariffari e alle forniture in America Latina. La variazione in diminuzione degli impegni per gli acquisti di combustibili è riferita principalmente alla commodity gas in Italia e Spagna ed è dovuta principalmente alla contrazione dei volumi acquistati.

8. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024, al quale si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali, alcune delle quali parzialmente accan-

tonate in bilancio per la parte la cui soccombenza è ritenuta probabile, in base ai presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Grandi concessioni idroelettriche - Italia

Con riguardo alla disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione che ha introdotto, tra le altre, modifiche in materia di canoni concessori, introducendo la quota variabile del canone (che si aggiunge alla quota fissa), nonché

l'obbligo di fornire energia gratuita a favore di enti pubblici (220 kWh di energia per ogni kW di potenza nominale media di concessione), anche la regione Toscana, oltre a Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Veneto,

Calabria, Basilicata, Abruzzo, Lazio, Umbria e Marche ha emanato una legge regionale in attuazione della già menzionata normativa statale. Inoltre, a oggi le regioni Piemonte, Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Marche, Umbria, Calabria, Abruzzo, Basilicata, Toscana e Lazio hanno richiesto il pagamento del canone come richiesto dalle rispettive leggi, e/o l'equivalente monetario della fornitura gratuita di energia elettrica.

In merito ai giudizi di impugnazione avviati dinanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) da Enel Produzione SpA (EP) ed Enel Green Power Italia Srl (EGPI) contro agli atti attuativi delle leggi regionali di recepimento delle modifiche alla disciplina nazio-

nale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione e di tutti i successivi avvisi di pagamento del canone binomio nonché della monetizzazione della fornitura di energia gratuita, a partire dal mese di settembre 2024, il TSAP ha rigettato i ricorsi avverso i provvedimenti delle regioni Lombardia, Piemonte, Abruzzo, Umbria, Calabria, Basilicata e Veneto. Con ordinanza del 1° aprile 2025, il TSAP ha rigettato l'istanza di sospensione dell'esecuzione di una delle sentenze di rigetto emesse dal TSAP stesso. Nel frattempo, la Corte di Cassazione ha fissato l'udienza pubblica del 21 ottobre 2025 per la discussione dei ricorsi relativi alla regione Lombardia, all'esito della quale la Corte si è riservata.

Concessioni idroelettriche Sardegna – Italia

A seguito dell'ordinanza del 28 dicembre 2024 con la quale la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso della Regione Sardegna avverso la sentenza del Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) che, nel 2023, aveva annullato, per vizi procedurali, le tre delibere della Regione Sardegna che avevano disposto il trasferimento della gestione delle tre grandi derivazioni idroelettriche (Coghinas, Flumendosa e Taloro) da Enel Produzione SpA (EP) all'ente regionale ENAS a partire dal 1° gennaio 2019, EP ha riassunto il giudizio dinanzi al TSAP per il prosieguo e l'esame dei restanti motivi di ricorso, promuovendo contestuale istanza di sospensione dei provvedimenti impugnati. Il TSAP, con

ordinanza del 21 maggio 2025, ha accolto l'istanza di sospensione, rinviando all'udienza preliminare del 17 settembre 2025 per la precisazione delle conclusioni. In tale sede, sono state precisate le conclusioni come da atti depositati in giudizio e il Giudice Istruttore ha rinviato la causa al Collegio per la decisione all'udienza dell'8 aprile 2026.

Per quanto riguarda invece il procedimento avviato dalla Regione Sardegna dinanzi alla Corte Costituzionale per conflitto di attribuzione, lo stesso è stato definito con sentenza n. 42/2025, pubblicata l'11 aprile 2025, recante la declaratoria di improcedibilità del ricorso stante l'avvenuto annullamento della sentenza del TSAP.

107

Procedimento penale avviato nei confronti di e-distribuzione in relazione a un evento infortunistico – Italia

Nell'ambito del procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto a carico di alcuni dipendenti e manager di e-distribuzione SpA e della stessa società, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi a giugno 2021, ai danni di un dipendente di una ditta appaltatrice, successivamente defunto, in cui il giudice ha accolto la richiesta di patteggiamento di

una delle persone fisiche indagate, disponendo rinvio a giudizio per tutti gli altri indagati, il dibattimento è cominciato il 1° ottobre 2024. All'udienza di escussione testi del 15 luglio 2025, stante la mancata escussione di un teste, la causa è stata rinviata per il completamento dell'attività al 16 dicembre 2025, udienza nella quale si procederà anche al controesame.

Arbitrato Enel Produzione SpA – Italia

In relazione al procedimento arbitrale avviato da un fornitore di carbone nei confronti di Enel Produzione SpA per l'adempimento di alcuni contratti di fornitura, nel corso del quale la domanda per fornitura

attese è stata ridotta da parte attrice in 52,9 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi, si è svolto lo scambio delle memorie conclusionali e si è in attesa dell'emissione del lodo.

Contenzioso Green Network – Italia

In merito al contenzioso avviato dinanzi al Tribunale di Roma da Green Network SpA (GN) contro Enel Energia SpA (EE), per l'accertamento di presunte condotte anticoncorrenziali (tra le quali anche pratiche illecite di winback) che EE avrebbe realizzato nel tentativo di recuperare la clientela che sarebbe passata al trader concorrente chiedendo la condanna di EE al risarci-

mento di danni quantificati in 116.049.056 euro, oltre interessi e rivalutazione monetaria, in data 13 marzo 2025 il Tribunale di Roma – Sezione specializzata materia di imprese – ha rigettato tutte le domande di GN, condannandola a rifondere le spese di lite. GN ha appellato la sentenza ed EE si è costituita nel relativo giudizio nei termini di legge.

Procedimento sanzionatorio del Garante per la Protezione dei Dati Personali nei confronti di Enel Energia – Italia

Nell'ambito del procedimento avviato da Enel Energia SpA, innanzi al Tribunale Civile di Roma, di impugnazione del provvedimento dell'autorità Garante per Protezione dei Dati Personali che ha comminato alla società una sanzione pecuniaria di 79.107.101 euro, l'udienza

per la discussione nel merito si è svolta l'11 settembre 2025. Con sentenza del 19 settembre 2025 il Tribunale ha rigettato il ricorso proposto da Enel Energia. La società impugnerà detta sentenza, innanzi alla Corte di Cassazione, nei termini di legge.

Contenzioso BEG

Con riguardo al giudizio avviato in data 3 novembre 2022 da BEG SpA (BEG) nei confronti di Enel SpA (Enel) ed Enelpower SpA (Enelpower) dinanzi al Tribunale di Milano avente a oggetto un risarcimento danni a titolo di responsabilità extracontrattuale per un importo quantificato in circa 1,8 miliardi di euro, con sentenza del 7 aprile 2025, il Tribunale di Milano ha rigettato integralmente le domande di parte attrice. In particolare, il giudice ha ritenuto inammissibile la domanda nei confronti di Enel, rigettando nel merito la domanda nei confronti di Enelpower e condannando BEG a rifondere a tutte le parti convenute le spese legali. In data 9 maggio 2025, BEG ha impugnato questa decisione innanzi alla Corte d'Appello di Milano. In data 30 settembre 2025, Enel ed Enelpower si sono costituite in appello e il giudizio è pendente.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009

Italia

In relazione al giudizio avviato dalla società Albania BEG Ambient Shpk (ABA) dinanzi la Corte d'Appello di Roma nei confronti di Enel SpA ed Enelpower Srl volto a ottenere, ai sensi dell'art. 67 della legge n. 218/1995, il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009, all'esito dell'udienza del 18 settembre 2025, la Corte d'Appello ha trattato la causa in decisione.

Bonus Sociale – Spagna

In relazione ai vari regimi di finanziamento del Bonus Sociale adottati dal Governo spagnolo e all'esecuzione forzata della sentenza n. 212/2022 del 21 febbraio 2022 con la quale il Tribunal Supremo ha accolto parzialmente i ricorsi presentati da Endesa SA, Endesa Energía SAU ed Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) e da altre società del settore energetico contro il terzo regime di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pub-

bliche Amministrazioni della fornitura ai consumatori vulnerabili (previsto dall'art. 45, comma 4, della Legge 24/2013 del Settore Elettrico, dal Regio Decreto Legge 7/2016 del 23 dicembre e dal Regio Decreto 897/2017 del 6 ottobre), a seguito dell'istanza presentata da Endesa il 13 dicembre 2024, il 5 maggio 2025, il Tribunal Supremo ha emesso un'ordinanza nella quale ha chiarito che l'importo da versare a Endesa ammonta a 148 milioni di euro, oltre ai corrispondenti interes-

si legali, concedendo all'Amministrazione un termine per il pagamento di tale importo. In data 21 luglio 2025, l'Amministrazione ha provveduto al pagamento di 148

milioni di euro a titolo di finanziamento del Bonus Sociale relativo ai clienti del mercato libero, rimanendo pendente il pagamento dei relativi interessi.

Arbitrato GNL Endesa Generación SAU III – Spagna

Nel mese di gennaio 2025, una società produttrice di gas naturale liquefatto ha avviato un arbitrato contro Endesa Generación SAU per ottenere la revisione del prezzo su un contratto di fornitura a lungo termine di gas naturale liquefatto. Nel *“memorial de demanda”*, presentato nel mese di giugno 2025, la controparte

chiede un adeguamento del prezzo da parte di Endesa di circa 240 milioni di dollari statunitensi, inclusi gli interessi fino al 30 settembre 2025. Tale importo potrebbe variare nel corso del procedimento, la cui conclusione non è prevista prima dell'ultimo trimestre del 2026.

Impugnazione autorizzazione unica impianto eolico “Peña del Gato” – Spagna

In relazione al giudizio avviato dall'associazione Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica relativo all'impugnazione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) e dell'autorizzazione amministrativa relative al parco eolico “Peña del Gato” ottenute dalla società Energías Especiales del Alto

Ulla SAU, l'8 ottobre 2025, il Tribunale Amministrativo di León ha parzialmente accolto il ricorso, annullando il SIA e l'autorizzazione amministrativa per il parco eolico. La società presenterà ricorso dinanzi all'Alta Corte di Giustizia di Castiglia e León nei termini di legge.

109

Contenzioso con cooperative – Brasile

Con riferimento ai giudizi avviati dalle cooperative locali per la revisione dei contratti sottoscritti con Coelce Companhia Energética do Ceará SA (oggi Enel Distribuição Ceará, ED Ceará) per l'utilizzo delle reti nelle zone rurali del Brasile nell'ambito del progetto di ampliamento della rete, in relazione all'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú Ltda (COPERVA) si segnala che, il 12 giugno 2025, anche l'ultima impugnazione, riferita a un determinato periodo temporale di vigenza del con-

tratto di affitto, per un valore di circa 40,9 milioni di euro, è stata risolta in favore di ED Ceará ed è passata in giudicato; resta pendente la definizione dell'azione per il residuo del valore della domanda, pari a circa 51,8 milioni di euro. In relazione all'azione di Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE), si segnala che in data 26 agosto 2025 è stata emessa sentenza di primo grado favorevole a ED Ceará che è anch'essa passata in giudicato.

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Ceará) – Brasile

In relazione al filone di giudizi avviati da soggetti privati e istituzioni pubbliche che hanno impugnato la Risoluzione n. 3.026/2022 dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) con la quale è stato autorizzato un aumento tariffario per l'anno 2022 del servizio di distribuzione di energia elettrica effettuato da Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) nella percentuale media

del 24,85%, si segnala quanto segue sulle due azioni residue pendenti: un'azione si è conclusa con sentenza favorevole passata in giudicato, che ha riconosciuto la legittimità dell'adeguamento tariffario in favore di ED Ceará; l'altra, allo stato, prosegue in appello limitatamente alla domanda risarcitoria sulla scarsa qualità del servizio.

CTEEP – Brasile

In relazione al giudizio di impugnazione proposto da Enel Distribuição São Paulo (ED SP) dinanzi le corti superiori contro il provvedimento con il quale la Corte d'Appello ha rigettato il ricorso proposto da ED SP avverso la decisione che ha confermato la sentenza di primo grado di rigetto della domanda di recupero del credito proposta da ED SP nei confronti dell'operatore del sistema di trasmissione ISA CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP), seguito della riassunzione del giudizio precedentemente sospeso in attesa della pronuncia del Tribunale Federale Superiore sulle modalità di quantificazione delle spese legali

in casi di particolare rilevanza, è attualmente pendente l'appello straordinario proposto da ED SP, relativo alla potenziale incostituzionalità del criterio di proporzionalità adottato nella determinazione degli onorari legali. In data 1° aprile 2025, è stato rigettato l'appello speciale avanzato da ED SP, che aveva a oggetto, tra l'altro, la potenziale violazione della normativa federale in materia di quantificazione delle spese processuali. Il 29 aprile 2025, ED SP ha appellato la decisione di rigetto dell'appello speciale sulla quantificazione delle spese legali e il procedimento di impugnazione è attualmente pendente.

Black-out novembre 2023 San Paolo – Brasile

In relazione agli eventi atmosferici del 3 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 30 settembre 2025

risultano pendenti n. 445 azioni individuali mentre il numero delle azioni collettive è rimasto invariato.

Black-out novembre 2023 Rio de Janeiro – Brasile

110

A seguito degli eventi atmosferici del 18 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição Rio (EDR), al 30 settembre 2025 risultano

pendenti n. 1.596 azioni individuali mentre il numero delle azioni collettive è rimasto invariato.

Black-out ottobre 2024 San Paolo – Brasile

A seguito dell'evento climatico dell'11 ottobre 2024 verificatosi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 30 settembre 2025 ED SP ha

ricevuto la notifica di n. 868 azioni individuali mentre il numero delle azioni collettive è rimasto invariato.

Ricalcolo tariffario Enel Distribuição São Paulo – Brasile

Nel contesto di una class action promossa nei confronti di Enel Distribuição São Paulo (ED SP, già Eletropaulo) e dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), è stato contestato un presunto beneficio fiscale ottenuto da ED SP in relazione agli interessi sul capitale proprio, chiedendo la restituzione ai consumatori e l'applicazione di una componente negativa nella tariffa

a partire dal 2003. Dopo una decisione favorevole in primo grado, la Corte d'Appello ha emesso, il 3 aprile 2024, una sentenza sfavorevole a ED SP. Nel contesto delle impugnazioni di questo provvedimento, i ricorsi (speciale e straordinario) presentati da ED SP e da ANEEL sono stati rigettati in data 4 aprile 2025. Sono pendenti le impugnazioni avviate avverso tali decisioni.

Azione popolare Comune di Fortaleza – Brasile

Ad aprile 2025, un consigliere comunale del Comune di Fortaleza ha avviato un giudizio contro Enel Distribu-

ção Ceará (ED Ceará), il Comune di Fortaleza e lo Stato di Ceará volto a ottenere l'interramento delle linee

elettriche nel Comune di Fortaleza (Stato di Ceará), il risarcimento dei danni morali collettivi da riconoscersi in favore dei clienti nonché, in via cautelare, un intervento sull'attuale rete di distribuzione. La domanda cautelare

è stata rigettata con provvedimento del 21 aprile 2025. ED Ceará e il Comune di Fortaleza hanno presentato le proprie difese di merito nel maggio 2025 e il giudizio è pendente. L'importo della causa è indeterminato.

Azione popolare Stato di Ceará – Brasile

Nell'aprile 2025 è stata presentata un'azione collettiva da un rappresentante dello Stato di Ceará nei confronti di Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) e dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), volta a contrastare il rinnovo del contratto di concessione di

ED Ceará per questioni afferenti alla qualità del servizio richiedendo, in via cautelare, la sospensione del procedimento di rinnovo in corso. ED Ceará ha depositato le proprie difese nel giugno 2025 e il giudizio è pendente. L'importo della causa è indeterminato.

Azione Comune di San Paolo – Rinnovo della concessione San Paolo – Brasile

L'8 agosto 2025, il Comune di San Paolo ha avviato un'azione contro Enel Distribuição São Paulo (ED SP), l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e l'Unione Federale richiedendo – anche in via cautelare – la sospensione del procedimento di rinnovo della concessione di ED SP e la necessità di verificare il soddisfacimento di criteri specifici per lo stesso rinnovo, in ragione della presunta scarsa qualità del servizio. Il 9 ottobre 2025 il giudice ha emesso un'ordinanza

cautelare che ha sospeso il procedimento di rinnovo anticipato del contratto di concessione di ED SP fino alla conclusione di un procedimento amministrativo in corso nei confronti di ED SP e ha chiesto ad ANEEL e all'Unione Federale, a valle, di verificare criteri specifici e svolgere analisi ulteriori ai fini del rinnovo. Il provvedimento è stato notificato a ED SP il 13 ottobre 2025 ed è in corso di impugnazione. Il valore della causa è indeterminato.

111

Azione Procura Federale – Rinnovo della concessione Rio de Janeiro – Brasile

Il 9 settembre 2025, la Procura Federale ha avviato un'azione contro l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Enel Distribuição Rio (EDR) e l'Unione Federale volta a impedire la proroga, in assenza di gara, del contratto di concessione di EDR in ragione della presun-

ta inadeguata qualità del servizio e richiedendo, in via cautelare, la sospensione del procedimento di rinnovo in corso. Il giudice statale ha declinato la giurisdizione sul caso in favore del giudice federale. Il procedimento è pendente. Il valore della causa è indeterminato.

GasAtacama – Cile

In relazione al giudizio d'appello avviato da tutte le parti in causa per la riforma della sentenza di primo grado emessa dal Tribunale Civile di Santiago con la quale erano state parzialmente accolte le domande degli attori (alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande – SING) aventi a oggetto il risarcimento

dei danni asseritamente subiti in conseguenza dell'evento oggetto del provvedimento sanzionatorio irrogato dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) nei confronti di GasAtacama, in data 9 ottobre 2025 si è tenuta l'udienza di discussione e si è in attesa della decisione di appello.

Compañía Minera Arbiado – Chile

In relazione al giudizio di impugnazione dinanzi alla Corte Costituzionale promossa dalle società Enel Green Power Chile (EGP Chile) e Parque Eólico Taltal SA (congiuntamente le “Società”), avente a oggetto alcuni presupposti giuridici posti a fondamento della sentenza di primo grado del Tribunale Civile di Santiago che ha ordinato alle Società, in via solidale con il Servicio Nacional de Geología y Minería (Ser-

nageomin), il pagamento a favore delle Società attrici di un importo pari a circa 346 miliardi di pesos cileni (pari a circa 340 milioni di euro) a titolo di risarcimento del danno, a seguito dell’udienza plenaria tenutasi il 5 marzo 2025, la Corte Costituzionale ha rigettato il ricorso delle Società e il procedimento di secondo grado, precedentemente sospeso, si è riavviato.

El Quimbo – Colombia

Nell’ambito del progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa (oggi Enel Colombia) di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), per quanto riguarda il procedimento avviato da abitanti e società/associazioni di cinque

comuni del Huila e avente a oggetto un’azione di risarcimento danni per la chiusura di un ponte (Paso El Colegio), in data 26 marzo 2025 la decisione di primo grado favorevole a Enel Colombia è stata confermata in appello.

Rimborso anni 1998-2004 servizio di illuminazione pubblica – Colombia

112

L’11 aprile 2025, l’Autorità dei Servizi Pubblici colombiana (UAESP) ha accolto l’impugnazione in “*revocatoria directa*” di Enel Colombia del provvedimento del 4 settembre 2024 – nel quale la stessa autorità aveva quantificato il suo credito in circa 74,3 milioni di euro – ed emesso una nuova risoluzione nella quale ha ridotto il credito oggetto di riscossione in circa 58 milioni di euro, oltre interessi. Tale provvedimento si inserisce nell’ambito del processo di riscossione al quale la UAESP ha dato nuovo impulso ad aprile 2024 – dopo averlo sospeso nel 2018 – all’esito di un contenzioso per rimborsi da sovrapproduzione tra la stessa e Codensa (oggi Enel

Colombia) conclusosi nel 2011 in senso sfavorevole per quest’ultima.

Con Risoluzione n. 237 del 29 aprile 2025, la UAESP ha approvato la proposta di pagamento rateale di Enel Colombia per l’importo totale del credito, accettando un pagamento iniziale del 30% dello stesso. All’esito dell’accordo di pagamento, Enel Colombia ha impugnato in sede amministrativa dinanzi alla UAESP le risoluzioni aventi a oggetto sia la rideterminazione del credito sia il calcolo relativo agli interessi. Poiché la UAESP, da ultimo, in data 15 settembre 2025, ha respinto tali ricorsi, Enel Colombia procederà con l’impugnazione dei provvedimenti in via giudiziale.

Arbitrato Kino – Messico

Con riguardo al lodo, notificato in data 4 agosto 2023, con il quale il tribunale arbitrale ha dichiarato di non avere giurisdizione nei confronti di Enel SpA e, in parziale accoglimento delle domande delle Società di Progetto, ha condannato Kino Contractor e Kino Facilities (ora, Enel Services México SA de Cv – Enel Services) al pagamento di penali contrattuali per un importo com-

plessivo pari a circa 77 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi al tasso del 6% annuo (“lodo”), per il quale è pendente il giudizio di impugnazione per nullità e per il riconoscimento e l’esecuzione del lodo in Messico, in attesa di sentenza, il 7 giugno 2025 è stata rigettata la richiesta cautelare di sequestro dei conti bancari di Enel Services e Kino Contractor presentata dalla controparte.

Contenziosi fiscali in Brasile

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024, al quale si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali di natura fiscale.

ICMS – Coelce

Lo Stato del Ceará ha emesso negli anni diversi avvisi di accertamento (per i periodi 2015–2020) alla società Companhia Energética do Ceará SA, così come a tutti gli altri distributori di energia in Brasile, esigendo l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) sui sussidi corrisposti dal Governo Federale a fronte degli sconti regolamentari riconosciuti a determinati consumatori. La società ha impugnato i singoli atti difendendo la propria posizione nei diversi gradi di giudizio. Il valore delle cause al 30 settembre 2025 è di circa 109 milioni di euro.

Crediti fiscali IRPJ/CSLL – Enel Brasil, Eletropaulo ed Enel Green Power Volta Grande

Le società Enel Brasil, Eletropaulo ed Enel Green Power Volta Grande hanno ricevuto alcuni avvisi di accertamento da parte dell'Autorità Fiscale Brasiliana con i quali vengono contestate le compensazioni effettuate attraverso crediti IRPJ (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas*) e CSLL (*Contribuição Social sobre o Lucro Líquido*) derivanti da imposte pagate in eccesso

nei precedenti esercizi in sede di acconti mensili.

In merito a Enel Brasil, l'Autorità Fiscale contesta i crediti IRPJ e CSLL portati in compensazione nel 2020 poiché, a causa di un errore materiale nella compilazione delle certificazioni per le ritenute subite su interessi finanziari, ha ritenuto non correttamente tassati i ricavi della Società. Enel Brasil ha impugnato l'accertamento, in quanto scaturito da un mero errore formale, difendendo, nei diversi gradi di giudizio, la correttezza dei crediti d'imposta utilizzati in compensazione.

Per Enel Green Power Volta Grande la mancata accettazione dei crediti IRPJ e CSLL in compensazione per l'anno 2019 è dovuta essenzialmente a una differenza riscontrata tra quanto dichiarato alla Tax Authority e quanto effettivamente la società aveva diritto a portare in compensazione. La società sostiene che il diritto al credito sussiste e può essere dimostrato attraverso le relative scritture contabili e ulteriore documentazione di supporto.

Per quanto riguarda Eletropaulo, le compensazioni contestate hanno riguardato le annualità 2000 e 2002 in quanto effettuate con crediti non approvati, derivanti da acconti in eccesso versati nel 1998. La società, a seguito delle decisioni sfavorevoli di primo e secondo grado amministrativo, ha presentato una richiesta di chiarimenti alla stessa Corte affinché venga presa in considerazione la giurisprudenza consolidata in merito alla possibilità di utilizzo in compensazione dei crediti derivanti dai pagamenti in eccesso dell'IRPJ o del CSLL, anche se non omologati o in attesa di approvazione. Il valore complessivo delle cause al 30 settembre 2025 è di circa 107 milioni di euro.

113

9. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Enel aumenta di 285 MW la capacità rinnovabile consolidata negli Stati Uniti

In data 1° ottobre Enel Green Power North America (EGPNA), società del Gruppo controllata tramite Enel North America, ha perfezionato un'operazione di asset swap con Gulf Pacific Power. Per effetto del relativo accordo, EGPNA ha incrementato la partecipazione in alcune società titolari di impianti eolici portandola al 51%; parallelamente, la società ha ceduto alcune parte-

cipazioni di minoranza in impianti eolici e l'intera partecipazione in un impianto eolico di minore dimensione, versando un corrispettivo per cassa di circa 50 milioni di dollari statunitensi soggetto a un meccanismo di aggiustamento tipico per questo tipo di operazioni.

Di conseguenza, Enel ha aumentato la propria capacità installata netta consolidata negli Stati Uniti di 285

MW; l'operazione è in linea con la strategia di crescita della capacità di generazione da fonti rinnovabili del

Gruppo Enel anche attraverso l'acquisizione di asset già in esercizio (brownfield).

Enel e Masdar perfezionano l'accordo di partnership firmato nel marzo 2025 per 446 MW fotovoltaici operativi in Spagna

In data 2 ottobre Enel Green Power España, società del Gruppo controllata tramite Endesa, ha perfezionato la vendita a Masdar, il leader nell'energia pulita degli Emirati Arabi Uniti, di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99% del capitale sociale, in EGPE Solar 2, veicolo che detiene quattro asset fotovoltaici di Endesa operativi in Spagna per una capacità installata complessiva di 446 MW.

In linea con l'accordo firmato il 24 marzo 2025, Masdar ha pagato un corrispettivo di 184 milioni di euro per

l'acquisizione del 49,99% del capitale sociale di EGPE Solar 2, corrispettivo soggetto ai meccanismi di aggiustamento tipici di operazioni di questo genere.

Questa operazione, che fa seguito alla partnership già perfezionata con Masdar nel dicembre 2024 relativa a un portafoglio di 2 GW di altri asset solari operativi in Spagna, è in linea con il Piano Strategico 2025-2027 con la finalità di mantenere il controllo degli asset strategici e massimizzare la produttività e i ritorni sul capitale investito.

Nasce LENE, la nuova digital company del Gruppo Enel

In data 28 ottobre 2025, il Gruppo ha costituito LENE, una nuova società a vocazione digitale, che offrirà servizi di luce e successivamente anche di gas, con

l'obiettivo di presidiare un segmento di mercato in crescita, caratterizzato da una domanda orientata all'utilizzo di canali digitali.



ATTESTAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO DI ENEL S.p.A.
EX ART. 154-BIS, COMMA 2, DEL TESTO UNICO DELLA FINANZA,
AL RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2025

Ai sensi e per gli effetti di quanto disposto dall'art. 154-*bis*, comma 2, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, si attesta che l'informativa contabile contenuta nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2025 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri ed alle scritture contabili.

Roma, 13 novembre 2025

Enel S.p.A.

Il Dirigente preposto alla
redazione dei documenti contabili societari
(Dott. Stefano De Angelis)



Firmato
digitalmente da
Stefano De
Angelis
Data: 13/11/2025
08:29:25 CET

Concept design e realizzazione

Mercurio GP

Revisione testi

postScriptum di **Paola Urbani**

Pubblicazione fuori commercio

A cura di

Comunicazione Enel

Enel

Società per azioni

Sede legale 00198 Roma

Viale Regina Margherita, 137

Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.

Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580

R.E.A. 756032 Partita IVA 15844561009

© Enel SpA

00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137

enel

enel.com