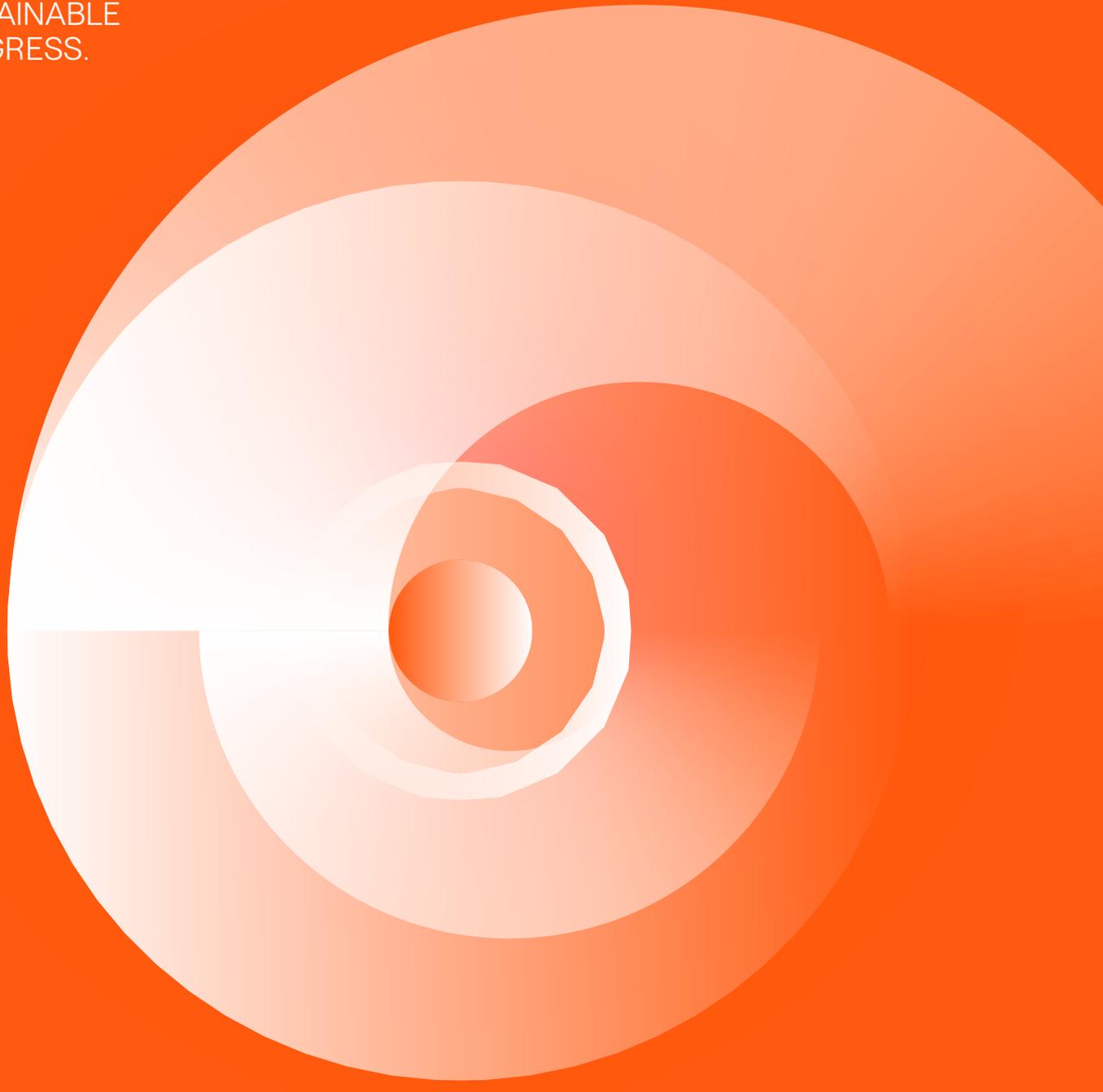


**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



Relazione finanziaria semestrale
al 30 giugno 2023

enel



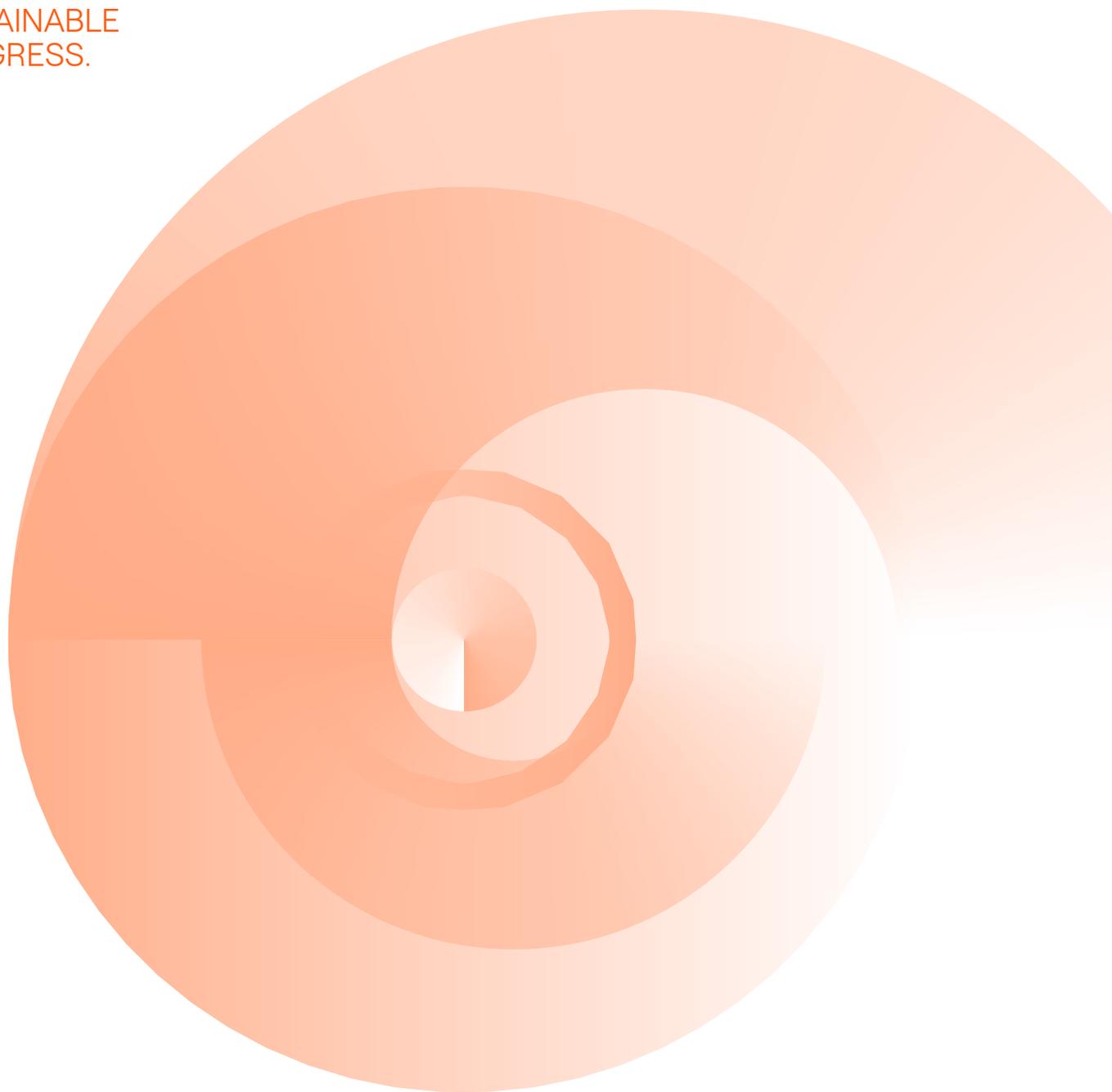
Viviamo in un mondo sempre più interconnesso dove le aziende che continueranno a prosperare nel lungo periodo saranno quelle in grado di agire collettivamente, creando e condividendo valore con tutti gli stakeholder.

È ciò che il progetto grafico del Corporate Reporting del Gruppo Enel esprime mediante l'elaborazione di forme collegate e in equilibrio.

Elementi ispirati alla natura, il cui movimento racconta armonia, crescita ed evoluzione.

**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



Relazione finanziaria semestrale
al 30 giugno 2023

Indice

Enel is Open Power

6

Guida alla navigazione del documento

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

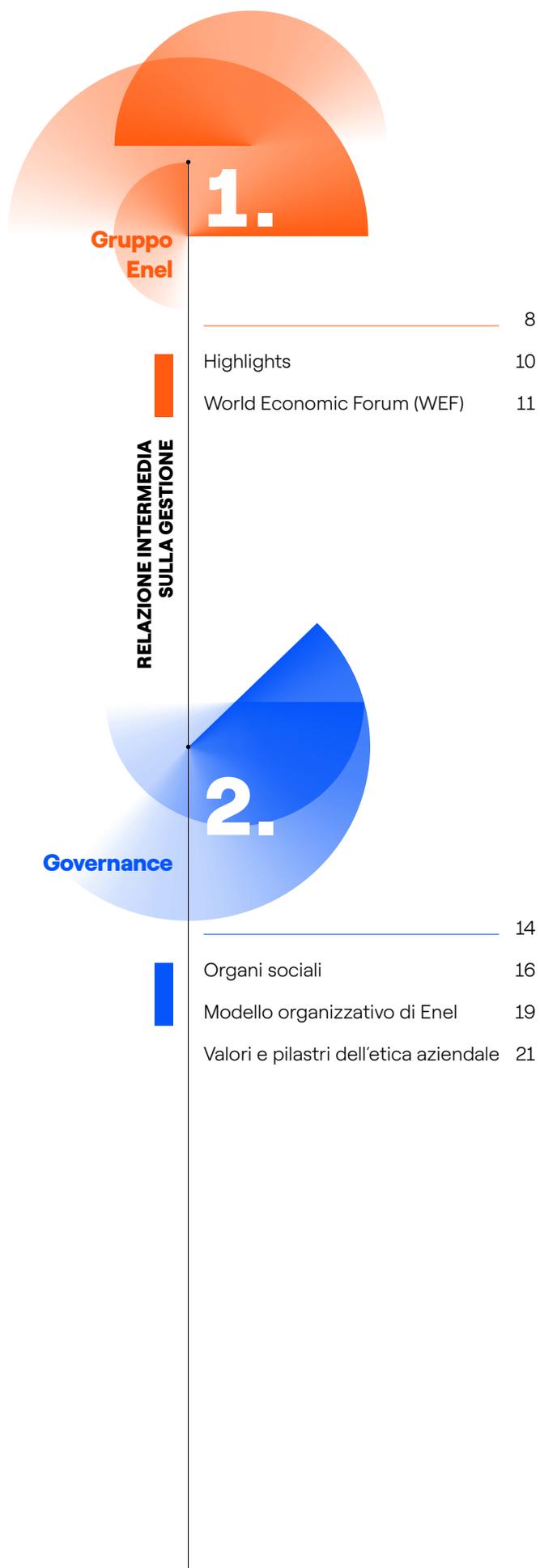
 Torna al menu generale

 Vai a...

 Ricerca

 Stampa

 Indietro/avanti



1.

Gruppo Enel

8

Highlights 10

World Economic Forum (WEF) 11

**RELAZIONE INTERMEDIA
SULLA GESTIONE**

2.

Governance

14

Organi sociali 16

Modello organizzativo di Enel 19

Valori e pilastri dell'etica aziendale 21

Strategia del Gruppo e gestione del rischio

3.



Strategia del Gruppo	26
Strategia del Gruppo	28
Scenario di riferimento	29
Risk management	35

Prospettive future

5.



Prevedibile evoluzione della gestione	148
Prevedibile evoluzione della gestione	150

Le performance del Gruppo

4.



Definizione degli indicatori di performance	54
Definizione degli indicatori di performance	56
Risultati del Gruppo	58
Risultati economici del Gruppo	65
Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder	70
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo	71
Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)	75
Innovazione e tecnologie	110
Economia circolare	113
Centralità delle persone	115
Fatti di rilievo del primo semestre 2023	123
Aspetti normativi e tariffari	124

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

6.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Conto economico consolidato	152
Conto economico consolidato	154
Prospetto di Conto economico consolidato complessivo	155
Stato patrimoniale consolidato	156
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	158
Rendiconto finanziario consolidato	160
Note illustrative	161
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto	220
Relazioni	
Relazione della Società di revisione	222
Allegati	
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2023	224

Enel is Open Power

PURPOSE

**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**
WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.

VISIONE

Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.

POSIZIONAMENTO

Open Power



COMPORAMENTI

- Prende decisioni nell'attività quotidiana e se ne assume le responsabilità.
- Condivide le informazioni mostrandosi collaborativo e aperto al contributo degli altri.
- Mantiene gli impegni presi, portando avanti le attività con determinazione e passione.
- Modifica velocemente le sue priorità se cambia il contesto.
- Porta i risultati puntando all'eccellenza.
- Adotta e promuove comportamenti sicuri e agisce proattivamente per migliorare le condizioni di salute, sicurezza e benessere.
- Si impegna per l'integrazione di tutti, riconoscendo e valorizzando le differenze individuali (cultura, genere, età, disabilità, personalità ecc.).
- Nel suo lavoro è attento ad assicurare la soddisfazione dei clienti e/o dei colleghi, agendo con efficacia e velocità.
- Propone nuove soluzioni e non si arrende di fronte a ostacoli o insuccessi.
- Riconosce il merito dei colleghi e dà feedback che ne migliorano il contributo.

MISSIONE

- Apriamo l'accesso all'energia a più persone.
- Apriamo il mondo dell'energia alle nuove tecnologie.
- Ci apriamo a nuovi usi dell'energia.
- Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente.
- Ci apriamo a nuove partnership.

VALORI

- Fiducia
- Proattività
- Responsabilità
- Innovazione

**RELAZIONE INTERMEDIA
SULLA GESTIONE**

1.



Gruppo Enel

Highlights

SDG	1° semestre			
	2023	2022	Variazione	
	Ricavi (milioni di euro)	47.095	65.630 ⁽¹⁾	-28,2%
	Margine operativo lordo (milioni di euro)	9.676	8.203 ⁽¹⁾	18,0%
	Margine operativo lordo ordinario (milioni di euro)	10.739	8.298	29,4%
	Risultato netto del Gruppo (milioni di euro)	2.513	1.692 ⁽²⁾	48,5%
	Risultato netto del Gruppo ordinario (milioni di euro)	3.279	2.157 ^{(2) (3)}	52,0%
	Indebitamento finanziario netto (milioni di euro)	62.159	60.068 ⁽⁴⁾	3,5%
	Cash flow da attività operativa (milioni di euro)	4.951	767 ⁽⁵⁾	-
	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (milioni di euro) ⁽⁶⁾	6.042	5.889	2,6%
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	82,2	84,6 ⁽⁴⁾	-2,8%
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	54,2	53,6 ⁽⁴⁾	1,1%
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	65,9%	63,3% ⁽⁴⁾	4,1%
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	0,88	1,54	-42,9%
	Produzione netta di energia elettrica (TWh) ⁽⁷⁾	102,0	115,5	-11,7%
7	Produzione netta di energia elettrica rinnovabile (TWh) ⁽⁷⁾	60,5	54,7	10,6%
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.028.666	2.024.038 ⁽⁴⁾	0,2%
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	239,6	253,4 ⁽⁸⁾	-5,4%
	Utenti finali (n.)	73.097.803	75.729.177	-3,5%
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽⁹⁾	46.273.352	45.450.182 ⁽⁸⁾	1,8%
	Energia venduta da Enel (TWh)	149,5	157,5	-5,1%
	Clienti retail (n.)	65.370.211	69.961.536	-6,6%
	- di cui mercato libero	28.243.849	26.968.406	4,7%
11	Storage (MW)	868	760 ⁽⁴⁾	14,2%
11	Punti di ricarica pubblici (n.) ⁽¹⁰⁾	24.052	22.112 ^{(4) (8)}	8,8%
11	Demand response (MW)	9.294	7.932	17,2%
	N. dipendenti	65.569	65.124 ⁽⁴⁾	0,7%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

(3) Per una più puntuale rappresentazione le imposte relative alle partite ordinarie del primo semestre 2022 sono state rideterminate per tener conto del carattere straordinario del contributo di solidarietà contabilizzato nel corso del primo semestre 2022 per complessivi 50 milioni di euro. Tale adeguamento ha comportato anche la rideterminazione del "Risultato netto del Gruppo ordinario" e della "Quota di interessenza del Gruppo" per il medesimo periodo.

(4) Al 31 dicembre 2022.

(5) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti in valuta in una nuova voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento.

(6) Il dato non include 382 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" (42 milioni di euro nel primo semestre 2022).

(7) Nel caso si includesse anche la produzione netta gestita attraverso joint venture la produzione totale nei primi sei mesi 2023 ammonterebbe a 108,4 TWh (121,1 TWh nel primo semestre 2022). Analogamente la produzione da fonte rinnovabile, nel primo semestre 2023, sarebbe pari a 66,8 TWh (60,3 TWh nel primo semestre 2022).

(8) Il dato tiene conto di una più puntuale determinazione.

(9) Di cui smart meter di seconda generazione 27,4 milioni nel primo semestre 2023 e 24,4 milioni nel primo semestre 2022.

(10) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 24.944 al 30 giugno 2023 e 22.617 al 31 dicembre 2022.

World Economic Forum (WEF)

L'International Business Council (IBC) del World Economic Forum ha sviluppato un report, denominato "Measuring Stakeholder Capitalism: Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation", con l'obiettivo di definire metriche comuni condivise per misurare, rendicontare e comparare i livelli di sostenibilità – in altri termini l'efficacia delle proprie azioni nel perseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile indicati

dall'ONU (SDG) – nel modello di business adottato per creare valore per gli stakeholder.

Le metriche si basano su standard esistenti e si propongono di aumentare la convergenza e la comparabilità tra i vari parametri utilizzati oggi nei report di sostenibilità.

Nella seguente tabella si riportano le rilevazioni dei 21 indicatori primari indicati nel report WEF.

WORLD ECONOMIC FORUM		Relazione finanziaria semestrale consolidata 2023						
Pillar	Theme	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	1° semestre			Sezione/capitolo che accoglie i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF	
				2023	2022	Variazione		
 Principles of Governance	Governing purpose	Setting purpose					Enel is Open Power	
	Quality of governing body	Governance body composition	Donne nel Consiglio di Amministrazione	n.	4	4	-	capitolo "Organi sociali" nella sezione "Governance"
	Stakeholder engagement	Material issues impacting stakeholders						si rimanda al capitolo "Basis of Presentation" della Relazione finanziaria annuale consolidata 2022
	Ethical behavior	Anti-corruption	Dipendenti che hanno ricevuto la formazione sulle politiche e procedure anticorruzione	%	21	32	-11	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
			Violazioni accertate per conflitto d'interesse/corruzione ⁽¹⁾	n.	3	5	(2)	
		Protected ethics advice and reporting mechanisms	Segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico ⁽¹⁾	n.	99	99	-	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
Risk and opportunity oversight	Integrating risk and opportunity into business process						capitolo "Risk management" nella sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio"	
 Planet	Climate change	Greenhouse Gas (GHG) emissions	Intensità delle emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia (SBTI)	gCO _{2eq} /kWh	173	236,0	(63,0)	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Intensità delle emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (SBTI)	gCO _{2eq} /kWh	182	221,0	(39,0)	
			Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale	mIn t _{eq}	11	13,68	(2,59)	
		TCFD implementation						sezioni: "Governance", "Strategia del Gruppo e gestione del rischio", "Le performance del Gruppo" e "Prospettive future"
	Nature loss	Land use and ecological sensitivity	Superficie interessata da progetti di ripristino di habitat naturali ⁽²⁾	ha	9.452	9.092	360	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
Freshwater availability	Water consumption and withdrawal in water-stressed areas	Totale prelievi di acqua ⁽³⁾	Megalitri	30.143,4	36.713,9	(6.570,5)	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale" nella sezione "Le performance del Gruppo"	
		Prelievo di acqua in zone water stressed ⁽³⁾	%	19,8	19,6	0,2		

Pillar	Theme	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	1° semestre			Sezione/capitolo che accoglie i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF		
				2023	2022	Variazione			
 People	Dignity and equality	Diversity and inclusion	Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti	%	23,4	23,4	-	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"	
		Pay equality	Equal Remuneration Ratio ⁽²⁾	%	80,7	81,1	-0,4	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"	
		Wage level	CEO Pay Ratio ⁽⁴⁾	%	60,0	91,0	-31,0		
	Health and well-being	Health and safety	Risk for incidents of child, forced or compulsory labor	Valutazione nella catena della fornitura della tutela del lavoro minorile e del rispetto del divieto del lavoro forzato					capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nel capitolo "Governance"
			Infortuni mortali - Enel	n.	-	-	-		
			Indice di frequenza infortuni mortali - Enel	i.	-	-	-		
			Infortuni "Life Changing" - Enel	n.	-	-	-	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"	
	Skills for the future	Training provided	Numero medio di ore di training per dipendente	h/pro capite	18,9	13,9	5,0	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"	
			Indice di frequenza infortuni "Life Changing" (LCA FR) - Enel	i.	-	-	-		
	 Prosperity	Employment and wealth generation	Absolute number and rate of employment	Persone assunte	n.	2.615	2.902	(287)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
Tasso di ingresso				%	4,0	4,3	-0,3		
Cessazioni				n.	1.705	2.177	(472)		
Turnover ⁽⁵⁾				%	2,6	3,2	-0,6		
Financial investment contribution		Economic contribution	Totale investimenti ⁽⁶⁾	milioni di euro	6.042	5.889	153	si rimanda al capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo" della Relazione finanziaria annuale consolidata 2022	
			Acquisto azioni proprie, dividendi e acconti sui dividendi pagati e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	milioni di euro	2.393	2.430	(37)	Bilancio consolidato semestrale abbreviato	
Innovation in better products and services		Total R&D expenses	Investimenti in ricerca e sviluppo ⁽²⁾	milioni di euro	105	130	(25)		
Community and social vitality		Total tax paid	Totale tasse pagate ⁽⁷⁾	milioni di euro	2.837	1.982	855	capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo"	

- (1) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione. Per maggiori approfondimenti si rimanda al capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance".
- (2) Dato al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.
- (3) I valori relativi al primo semestre 2022 sono stati ricalcolati per effetto dell'inclusione del contributo relativo all'acqua di raffreddamento in alcune centrali nucleari in Spagna e dei prelievi della fabbrica 3SUN.
- (4) Rapporto tra la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo nel 2022 e nel 2021.
- (5) Il dato del primo semestre 2022 tiene conto di una nuova metodologia di calcolo dal momento che a partire dal ciclo di reporting 2023 il tasso di termination by gender è stato sostituito dal tasso di turnover.
- (6) Il dato non include 382 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" del primo semestre 2023 (42 milioni di euro nel primo semestre 2022).
- (7) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 2 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.



**RELAZIONE INTERMEDIA
SULLA GESTIONE**

2.



Governance

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE

Paolo Scaroni

**AMMINISTRATORE DELEGATO
E DIRETTORE GENERALE**

Flavio Cattaneo

**SEGRETARIO
DEL CONSIGLIO**

Leonardo Bellodi

CONSIGLIERI

Johanna Arbib

Mario Corsi

Olga Cuccurullo

Dario Frigerio

Fiammetta Salmoni

Alessandra Stabilini

Alessandro Zehentner

Collegio Sindacale

PRESIDENTE

Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI

Luigi Borré

Maura Campra

SINDACI SUPPLENTI

Carolyn A. Dittmeier

Tiziano Onesti

Piera Vitali

Società di revisione

KPMG SpA

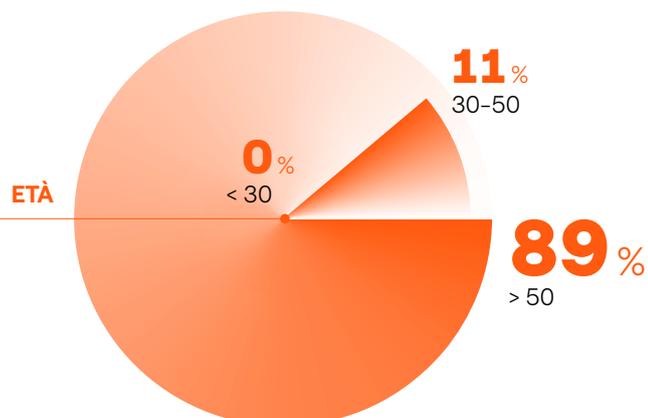
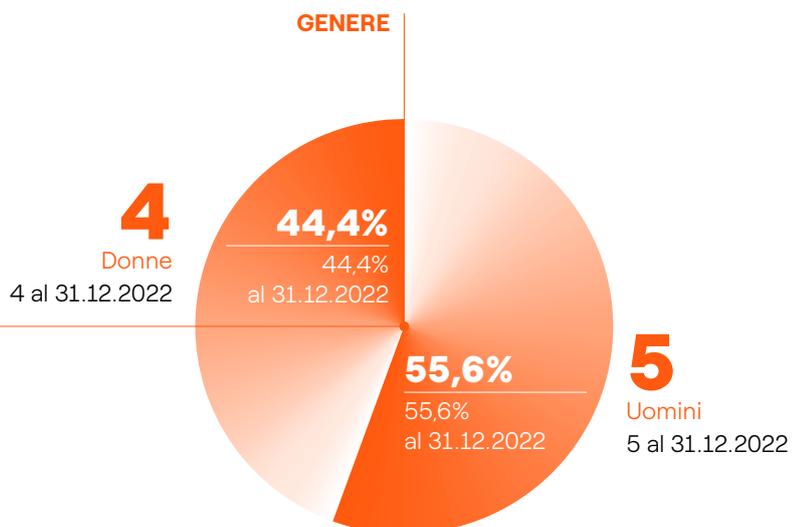
COMPOSIZIONE DEL
CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

AL 30.06.2023

1 membro esecutivo
1 al 31.12.2022

8 membri non esecutivi
8 al 31.12.2022

di cui 7 indipendenti⁽¹⁾
8 al 31.12.2022



(1) Il numero indicato si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance (Edizione 2020).

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che riten-

ga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione, ne fissa l'ordine del giorno e ne coordina i lavori, adoperandosi affinché adeguate informazioni sugli argomenti

all'ordine del giorno siano fornite a tutti gli Amministratori, e ha il compito di verificare l'attuazione delle deliberazioni consiliari. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 12 maggio 2023, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 12 maggio 2023, di tutti i poteri per l'amministrazione della

Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Modello organizzativo di Enel

Enel Group Chairman

P. Scaroni

Enel Group CEO

F. Cattaneo

Holding Function

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL

S. De Angelis

COMMUNICATIONS

R. Deambrogio

INNOVABILITY

E. Ciorra

PEOPLE AND ORGANIZATION

G. Stratta

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS

F. Puntillo

AUDIT

S. Fiori

GLOBAL PROCUREMENT

F. Di Carlo

GLOBAL CUSTOMER OPERATIONS

N. Melchiotti

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS

C. Bozzoli

Global Business Line



Enel Grids

G. V. Armani



Global Energy and Commodity Management

C. Machetti



Enel Green Power and Thermal Generation

S. Bernabei



Enel X Global Retail

F. Venturini



Global e-Mobility

E. Ripa

Country and Region

ITALY

N. Lanzetta

IBERIA

J. Bogas Gálvez

EUROPE

S. Mori

AFRICA, ASIA AND OCEANIA

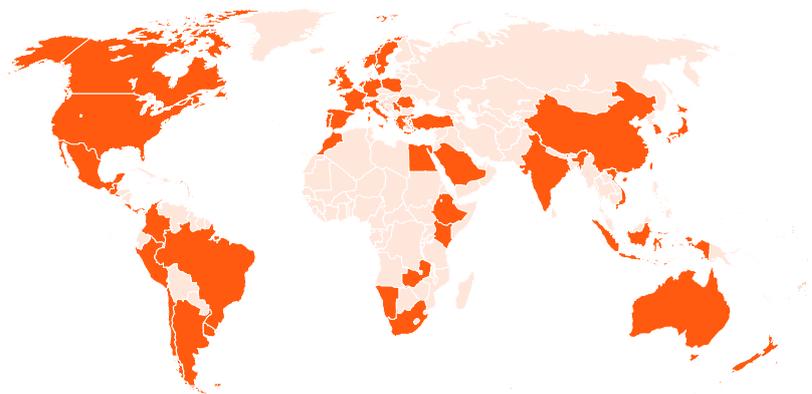
S. Bernabei

NORTH AMERICA

A. De Paoli

LATIN AMERICA

A. De Paoli



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

Linee di Business Globali

Alle Linee di Business Globali 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. Inoltre, 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 Investimenti⁽¹⁾, 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 che rispondono alle rinnovate linee strategiche, integrando in modo esplicito gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria e promuovendo un modello di business low carbon. 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.

Di recente è stata avviata la nuova Linea di Business Global e-Mobility, creata per rispondere, attraverso una maggiore focalizzazione delle attività, all'espansione globale del mercato della mobilità elettrica e delle soluzioni di ricarica e delle relative piattaforme per l'approvvigionamento energetico dei veicoli a zero emissioni. e-Mobility nasce dalla volontà di accelerare l'evoluzione tecnologica e la crescita su tutta la catena del valore legata al settore e-mobility, rispondendo alle esigenze degli utenti attuali e futuri con uno strutturato portafoglio di soluzioni di ricarica e software per il pubblico e il privato, promuovendo la crescita della mobilità elettrica tramite partnership e alleanze strategiche, e proseguendo il cammino di innovazione legato alla tecnologia di ricarica in cui oggi Enel è riconosciuta come grande e affidabile player internazionale.

Regioni e Paesi

Alle Regioni e Paesi è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, le Regioni 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:

Funzioni Globali di Servizio

Alle Funzioni Globali 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.

Le Funzioni Globali di Servizio sono inoltre focalizzate 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 Holding

Alle Funzioni di Holding è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo. In particolare, la Funzione Administration, Finance and Control è anche responsabile di consolidare l'analisi dello scenario e di gestire il processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

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

Valori e pilastri dell'etica aziendale

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale, che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana. Un sistema che si fonda su specifici Compliance Pro-

gram tra cui: il Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", la Policy sui Diritti Umani e gli altri modelli di compliance nazionali eventualmente adottati dalle società del Gruppo in conformità alla normativa locale.

Codice Etico

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico⁽²⁾, che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli stakeholder. Il Codice Etico è valido per tutto il Gruppo, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Enel richiede, inoltre, a tutti

i fornitori e partner di adottare una condotta in linea con i principi generali del Codice. Ogni violazione o sospetto di violazione degli Enel Compliance Program può essere segnalata anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point").

Relativamente al Codice Etico, la tabella di seguito evidenzia il totale delle segnalazioni ricevute e delle violazioni accertate.

		1° semestre		
		2023 ⁽²⁾	2022 ⁽³⁾	Variazioni
Totale segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico⁽¹⁾	n.	99	99	-
Violazioni accertate del Codice Etico	n.	12	18	(6)
- di cui violazioni per conflitto d'interesse/corruzione	n.	3	5	(2)

(1) Al Canale Etico possono essere indirizzate anche segnalazioni rilevanti ai fini degli impegni del Gruppo in materia di diritti umani.

(2) Alla data non sono state completate le analisi su tutte le segnalazioni ricevute nel primo semestre 2023 e pertanto i valori relativi alle segnalazioni rilevanti ai fini del Codice Etico e alle violazioni accertate potranno subire aggiornamenti nel corso dell'anno.

(3) Nel corso del 2022, a seguito del completamento delle analisi di tutte le segnalazioni ricevute nel primo semestre 2022, sono intervenute riclassificazioni che hanno comportato l'aggiornamento nel numero di segnalazioni rilevanti (da 102 a 99); sono state inoltre accertate ulteriori violazioni (da 13 a 18) tra le quali un'ulteriore violazione per conflitto di interesse/corruzione (da 4 a 5).

Si evidenzia inoltre che al 30 giugno 2023 la percentuale di persone formate in materia di anticorruzione si attesta

al 20,5%, in linea con quanto previsto dai programmi di formazione del Gruppo.

Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001

Il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società, per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Enel, per prima in Italia,

si è dotata di un Modello di organizzazione e gestione rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 231/2001 (Modello 231) già nel 2002, da allora costantemente aggiornato in linea con il quadro normativo di riferimento e il contesto organizzativo vigente.

(2) Ultimo aggiornamento, febbraio 2021.

Enel Global Compliance Program (“EGCP”)

A settembre 2016 Enel ha approvato il Global Compliance Program, rivolto alle società estere del Gruppo, che si qualifica come uno strumento di governance volto a rafforzare l’impegno etico e professionale del Gruppo nel prevenire la commissione all’estero di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d’impresa e i connessi rischi reputazionali. L’identificazione delle tipologie di reato rilevanti nell’Enel Global Compliance Program – cui si associa la

previsione di standard comportamentali e di aree da monitorare in funzione preventiva – si basa su condotte illecite generalmente considerate tali nella maggior parte dei Paesi, quali per esempio i reati di corruzione, delitti contro la pubblica amministrazione, falso in bilancio, riciclaggio, reati commessi in violazione delle norme sulla sicurezza sul lavoro, reati ambientali ecc.

Piano “Tolleranza Zero alla Corruzione” e sistema di gestione anticorruzione

In osservanza del decimo principio del Global Compact, in base al quale “le imprese si impegnano a contrastare la corruzione in ogni sua forma, incluse l’estorsione e le tangenti”, Enel intende perseguire il proprio impegno nella lotta alla corruzione. Per questo è stato adottato nel 2006 il Piano “Tolleranza Zero alla Corruzione” (il c.d. “Piano TZC”), confermando l’impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello 231, ad assicurare condizioni di

correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione e immagine, del lavoro dei propri dipendenti, delle aspettative dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder. A valle dell’ottenimento della certificazione anticorruzione ex ISO 37001 nel 2017 da parte di Enel SpA, il piano di certificazione 37001 è stato progressivamente esteso alle principali società controllate del Gruppo, italiane ed estere.

La gestione dei diritti umani

Il rispetto dei diritti umani è il filo conduttore che guida le attività di Enel, ed è pienamente integrato nel nostro purpose e nei nostri valori aziendali, in quanto parte del territorio e componente rilevante nella vita delle persone,

delle aziende e della società nel suo insieme. Enel ha fatto proprio l’approccio dei Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani, predisponendo un sistema di gestione dei diritti umani basato su tre pilastri:

IL NOSTRO IMPEGNO



Si articola in:

- il nostro **approccio strategico** ai diritti umani nelle attività di business
- il nostro **impegno pubblico**: la Policy sui Diritti Umani
- l’**integrazione** di tale impegno in:
 - politiche e procedure operative
 - formazione e pratiche di business
- la governance

IL NOSTRO PROCESSO DI DUE DILIGENCE



Si articola in:

- l’**identificazione** dei temi salienti
- la **gestione** dei temi salienti
- le **relazioni con gli stakeholder** (luogo di lavoro, processi di acquisto e relazioni con business partner, comunità, clienti e temi trasversali e specifici)

L’ACCESSO AL RIMEDIO



Si articola in:

- il nostro impegno a fornire un adeguato **rimedio** in caso di impatti
- le informazioni sui **canali di segnalazione**
- l’applicazione del **rimedio** nei progetti legacy

Il nostro approccio strategico

La protezione dell'ambiente e delle risorse naturali, le azioni contro i cambiamenti climatici e il contributo a uno sviluppo economico sostenibile sono fattori strategici nella pianificazione e nello sviluppo delle attività, unitamente al nostro impegno per accelerare i processi di decarbonizzazione ed elettrificazione, in linea con l'Accordo di Parigi e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDGs).

La mitigazione degli effetti del crescente degrado ambientale e del cambiamento climatico non può avvenire senza tener conto del loro impatto sociale, ed è per questo che

il Gruppo ritiene che il percorso verso il Net-Zero debba essere equo e inclusivo.

Enel agisce in modo tale che coloro che lavorano col Gruppo lo facciano in condizioni giuste e favorevoli, che la loro salute, sicurezza e benessere siano fondamentali per la creazione di valore e che i diritti delle comunità con cui interagisce, così come quelli dei propri clienti, siano rispettati.

Un approccio strategico volto non solo a mitigare i rischi in maniera reattiva, ma a gestirli in maniera proattiva identificando le relative opportunità e valorizzando il potenziale di crescita e la creazione di valore condiviso.

L'impegno pubblico di Enel: la Policy sui Diritti Umani

Dal 2013 Enel ha adottato una Policy sui Diritti Umani, approvata dal Consiglio di Amministrazione e aggiornata nel 2021 per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali e dei propri processi operativi, organizzativi e gestionali.

La policy fa leva sugli impegni previsti nei diversi codici di condotta, come il Codice Etico (adottato già nel 2002), il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i modelli di compliance globale, rafforzandone e ampliandone i contenuti. I diritti umani sono quelli internazionalmente riconosciuti e definiti nella Carta Internazionale dei Diritti Umani e nelle convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro sottese alla Dichiarazione Tripartita di Principi concernenti le Imprese Multinazionali e la Politica Sociale, e applicabili alla pratica di business.

L'impegno tiene anche conto:

- dei 10 principi del Global Compact, cui Enel ha aderito dal 2004 come membro attivo;
- della lettera di impegno delle Nazioni Unite, che Enel ha firmato nel 2019 e in cui le Nazioni Unite hanno chiesto alle aziende di tutto il mondo di impegnarsi per una transizione giusta e la creazione di posti di lavoro dignitosi;
- del framework delle Nazioni Unite "Proteggere, Rispettare e Rimediare", enunciato nei Principi Guida su Imprese e Diritti Umani e nelle Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali, due dei principali standard internazionali di soft law di riferimento.

I principi della policy sono 12 e sono suddivisi in due macro-tematiche: pratiche di lavoro e relazioni con le comu-

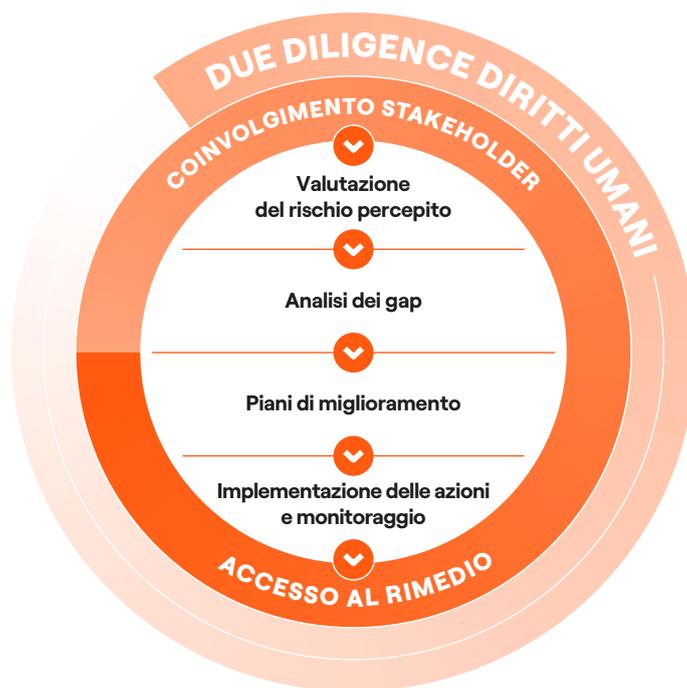
nità e società. In particolare, sanciscono il nostro rifiuto di pratiche come la schiavitù moderna, il lavoro forzato e il traffico di persone, tra gli altri, e l'impegno del Gruppo a favore della promozione della diversità, dell'inclusione, del pari trattamento e opportunità, e della garanzia che le persone vengano trattate degnamente e valutate per la loro unicità, oltre a enunciare la rilevanza della protezione dell'ambiente, perché un ambiente sicuro, pulito, sano e sostenibile è parte integrante del pieno godimento di altri diritti umani. I principi sono stati identificati in base alla rilevanza che assumono nell'ambito delle attività e relazioni di business del Gruppo, e al risultato della consultazione di stakeholder per Enel rilevanti (persone che lavorano all'interno dell'organizzazione, nonché fornitori, esperti di diritti umani, think tank, ONG, altre società) che si è svolta sulla base dei criteri elencati nella guida "UN Global Compact Guide for business: how to develop a Human Rights Policy". L'ascolto costante e la considerazione delle prospettive degli stakeholder interessati nel processo decisionale interno è, infatti, parte integrante dell'impegno di Enel a rispettare i diritti umani.

Il rispetto di tale impegno in materia di diritti umani è parte integrante dei processi decisionali aziendali rilevanti del Gruppo. Enel si basa su un modello organizzativo e di corporate governance, fondato su principi di trasparenza e responsabilità, che prevede la definizione di specifici compiti e responsabilità in capo ai principali organi di governo societario (Consiglio di Amministrazione, Comitato Controllo e Rischi, Comitato Corporate Governance e Sostenibilità).

Il processo di due diligence di Enel

Come richiesto dai Principi Guida su Imprese e Diritti Umani delle Nazioni Unite e dalla Guida dell'OCSE sul dovere di diligenza per la condotta d'impresa responsabile, Enel ha impostato un processo, codificato in una procedura interna applicata a livello globale, che, con riferimento all'intera catena del valore nei diversi Paesi in cui opera, ha l'obiettivo di valutare le sue procedure e i suoi processi operativi e

definire, se necessario, un piano di miglioramento per rafforzare i sistemi a presidio dei principi contenuti nella Policy sui Diritti Umani. Il processo è articolato in cicli di tre anni e coinvolge sia l'interno dell'Azienda a livello di Funzioni e singolo Paese, sia l'esterno, con esperti di diritti umani e stakeholder chiave.



Nel 2022 si è concluso il ciclo relativo al triennio 2020-2022. Il piano di miglioramento complessivo elaborato per tale ciclo conteneva circa 170 azioni, pari a una copertura del 100% delle operazioni e dei siti. A chiusura del ciclo, la percentuale di completamento di tale piano è risultata superiore all'80%.

Nel corso del secondo semestre 2023 sarà avviato il nuovo ciclo triennale 2023-2025 che porterà all'esecuzione della valutazione del rischio percepito e all'analisi dei gap rispetto agli impegni espressi nel testo della Policy sui Diritti Umani aggiornato nel 2021.



**RELAZIONE INTERMEDIA
SULLA GESTIONE**

3.



Strategia del Gruppo e gestione del rischio

Strategia del Gruppo

Nel Capital Markets Day di novembre 2022 il Gruppo ha dichiarato la propria strategia per il Piano strategico e industriale 2023-2025. I risultati raggiunti nei primi sei mesi del 2023 stanno confermando la direzione intrapresa sulle principali azioni strategiche dichiarate. In particolare:

- **concentrarsi su una filiera industriale integrata verso un'elettificazione sostenibile**, sempre più necessaria nei sistemi energetici globali, decarbonizzando il mix di generazione e al contempo portando avanti l'elettificazione dei consumi finali, con l'incentivazione di nuovi prodotti e servizi per i clienti;
- **digitalizzare e potenziare le reti di distribuzione**, per far fronte alla transizione energetica in corso e garantire la qualità del servizio ai clienti;
- **conseguire un riposizionamento strategico dei business e delle aree geografiche** con un piano di dismissioni di circa 21 miliardi di euro nel periodo 2022-2025 in termini di contributo positivo alla riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo. L'execution nel 2023 di tale piano sta procedendo in linea con quanto dichiarato, conseguendo una struttura societaria più agile, focalizzata nei sei Paesi "core";
- **assicurare la crescita e la solidità finanziaria** coniugando un tasso di crescita annuale dell'utile netto ordinario con un livello di debito sostenibile, oltre a mantenere un DPS minimo pari a 0,43 euro nel periodo 2023-2025, in aumento rispetto ai 0,40 euro nel 2022.



Scenario di riferimento

Il contesto geopolitico

Negli ultimi anni la stabilità dell'Eurozona è stata influenzata da diversi eventi negativi, come la crisi pandemica COVID-19, che ha portato a significative interruzioni delle catene di approvvigionamento e a restrizioni delle attività economiche, e il più recente conflitto militare tra Russia e Ucraina. Data la vicinanza geografica all'area del conflitto e la forte dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia, le economie dell'Eurozona, tra le più esposte, hanno subito un significativo impatto, manifestatosi tanto in un rallentamento della crescita del PIL quanto in un aumento dei livelli d'inflazione. Questi ultimi sono stati inizialmente innescati dall'aumento esponenziale dei prezzi dell'energia e delle materie prime. Successivamente, il passaggio dei maggiori costi dei fattori produttivi delle imprese sui prezzi dei beni industriali non energetici ha generato dinamiche inflazionistiche persistenti che rappresentano tutt'oggi un fattore di rischio che richiede un attento monitoraggio. L'incremento dell'inflazione sta infatti erodendo il potere d'acquisto delle famiglie e pesando sulla produzione industriale. In risposta a tali pressioni inflattive, la Banca Centrale Europea (così come la maggior parte delle banche centrali delle economie avanzate ed emergenti) ha condotto una politica monetaria restrittiva che, se più consistente e prolungata, potrebbe avere impatti significativi sull'attività economica e sulla stabilità finanziaria dell'Eurozona.

Il 2023 è un anno nuovamente contrassegnato dall'evoluzione delle vicende legate al conflitto militare tra Russia e Ucraina, con effetti diretti sulla stabilità geopolitica e sociale su scala globale. Il contesto mondiale è interessato e condizionato dall'evoluzione del conflitto militare, che tuttora sta causando gravi conseguenze sociali ed economiche per i Paesi direttamente o indirettamente coinvolti. Sono aumentate le tensioni tra Paesi nel corso degli ultimi mesi, acuite dal fatto che il conflitto Russia-Ucraina non sembra ancora risolto, come anche da altre situazioni critiche in Asia e in altre parti del mondo.

Sul fronte del commercio permangono sistemi sanzionatori sul commercio internazionale che influenzano gli accordi commerciali tra Paesi e le politiche industriali in varie regioni: eventuali nuovi e ulteriori dazi doganali o restrizioni alle esportazioni potrebbero ulteriormente aggravare l'attuale contesto macroeconomico e rendere più incerto il quadro geopolitico.

I principali rischi per quanto riguarda le commodity energetiche sono da ricercarsi nell'incertezza che tuttora permane sulle forniture di gas in Europa. Nonostante l'attuale contesto sia di relativa distensione, con livelli di stoccaggi ragguardevoli e flussi di GNL costanti che hanno riportato i prezzi nel vecchio continente ai livelli pre-crisi, eventuali disruption sull'offerta di gas rischiano di intaccare gli equilibri attuali, riaccendendo al rialzo la volatilità ai livelli di quella osservata nell'anno passato.

In questa ipotesi ci sarebbero ripercussioni anche sugli indici del carbone e sui prezzi dell'energia elettrica, variabili fortemente correlate all'andamento del prezzo del gas.

Il contesto geopolitico teso e la prospettiva di crescita economica globale in difficoltà si stanno ripercuotendo anche sulla domanda dei metalli industriali, che continua a rimanere debole. Perfino la Cina, che ha trainato la crescita del comparto negli ultimi decenni, comincia a mostrare cenni di cedimento. Il settore delle costruzioni in difficoltà e l'attività manifatturiera in contrazione stanno costringendo il gigante asiatico a puntare su misure economiche e finanziarie espansive per ridare slancio all'economia nazionale. Per quanto riguarda i metalli più prettamente legati alle tecnologie rinnovabili, quali per esempio i metalli per le batterie e il silicio solar grade, il contesto continua a essere molto volatile e fortemente legato alla puntualità dell'ingresso di nuova capacità produttiva derivante dai nuovi progetti. Il mercato è al momento caratterizzato da un'abbondanza di offerta (in particolare per il silicio), con fornitori interessati ad abbassare le scorte, margini in contrazione e prezzi in mutamento repentino.

Il contesto macroeconomico

Nel primo semestre 2023 il contesto macroeconomico è stato caratterizzato da una resilienza dell'economia globale superiore alle attese, nonostante le pressioni inflazionistiche innescate dagli impatti della crisi pandemica e del conflitto armato tra Russia e Ucraina, con la conseguente direzione restrittiva delle politiche monetarie condotte dalle banche centrali. Alla resilienza del mercato del lavoro nei Paesi avanzati si è accompagnato un forte dinamismo del settore dei servizi che ha trainato la domanda interna. Considerati questi fattori, si rileva un tasso di crescita stimato del PIL mondiale intorno al 2,7% su base annuale nel secondo trimestre 2023, che segue un 2,3% rilevato su base annuale nel primo trimestre dell'anno.

Nel secondo trimestre 2023 negli Stati Uniti il tasso di crescita del PIL è atteso intorno al 2,4% su base annuale, rispetto all'1,8% del trimestre precedente. Il mercato del lavoro si è confermato resiliente, con un tasso di disoccupazione stimato del 3,6%. L'accordo raggiunto sull'innalzamento del tetto del debito ha scongiurato la minaccia di un default del debito sovrano, e il rallentamento dell'inflazione in questi primi mesi dell'anno ha indotto la Federal Reserve a non aumentare i tassi di interesse nel mese di giugno. Tuttavia, la persistenza dell'inflazione di "fondo" (al netto dei beni più volatili come energia e alimentari), unitamente alla resilienza del mercato del lavoro e della domanda interna, indica la possibilità di ulteriori incrementi dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve entro la fine dell'anno.

Il contesto economico per l'Eurozona rimane debole, facendo registrare nel secondo trimestre 2023 un tasso di crescita atteso del PIL dello 0,4% su base annuale, a fronte dell'1,0% registrato su base annuale nel primo trimestre dell'anno. In questo primo semestre si è registrato un calo dei consumi interni a seguito dell'inasprimento delle condizioni finanziarie dovuto al ciclo di restrizioni monetarie adottate dalla Banca Centrale Europea per contrastare le pressioni inflazionistiche. L'inflazione nell'Eurozona si attesta intorno al 6,2% su base annuale nel secondo trimestre 2023, in diminuzione rispetto all'8,0% registrato nel primo trimestre dell'anno, indicando una riduzione delle pressioni inflazionistiche dovute al calo della componente energetica e alle distorsioni delle catene di approvvigionamento. Tuttavia, la resilienza del mercato del lavoro, con un tasso di disoccupazione stimato intorno al 6,5% nel secondo trimestre 2023 a fronte del 6,6% registrato nel primo trimestre, e una dinamica salariale sostenuta costituiscono fattori di persistenza dell'inflazione di fondo.

La dinamica della crescita reale ha mostrato divergenze nella regione, facendo registrare in Italia e in Spagna una performance migliore della media dell'Eurozona. L'Italia ha difatti registrato un tasso di crescita atteso del PIL intorno all'1,0% su base annuale nel secondo trimestre 2023, a fronte dell'1,9% su base annuale nel primo trimestre

dell'anno. La crescita dell'economia è stata trainata principalmente dalla domanda interna per servizi e dai consumi privati. L'inflazione si attesta al 7,8% su base annuale nel secondo trimestre 2023, in calo rispetto al 9,5% registrato nel primo trimestre dell'anno. Restano persistenti, tuttavia, la componente di fondo e quella dei servizi che, unitamente agli elevati tassi di interesse e alla fragilità del contesto esterno, comportano rischi al ribasso per la crescita nei trimestri successivi.

Per la Spagna si rileva un tasso di crescita atteso del PIL intorno all'1,8% su base annuale nel secondo trimestre 2023, a fronte del 3,8% su base annuale registrato nel primo trimestre dell'anno. La dinamica della crescita dell'economia è stata guidata da un mercato del lavoro resiliente, dal settore del turismo e da una riduzione maggiore delle attese delle pressioni inflazionistiche, dovuta in particolare alla caduta dei prezzi dell'energia. L'inflazione si attesta intorno al 2,8% su base annuale nel secondo trimestre 2023, in calo rispetto al 5% su base annuale registrato nel primo trimestre dell'anno.

Alla luce di un quadro economico globale incerto e non privo di rischi, l'America Latina ha continuato a mostrare un elevato grado di resilienza grazie al consolidamento fiscale e alle politiche monetarie restrittive adottate tempestivamente a partire dal 2022. Tuttavia, ciò non ha evitato nel secondo trimestre dell'anno in corso un rallentamento dell'attività economica, accompagnato da un graduale rientro dell'inflazione in tutte le economie dell'area. Il calo è stato guidato da una diminuzione delle pressioni inflazionistiche dei beni più volatili (alimentari ed energia); di contro, si rilevano pressioni inflazionistiche ancora persistenti nel settore dei servizi.

In Brasile, il tasso di crescita del PIL si è dimezzato nel secondo trimestre, passando da un 4,0% su base annuale a un tasso atteso del 2,2%. Il risultato è spiegato principalmente dal calo atteso dei consumi privati, non sufficientemente compensato dalla crescita degli investimenti e dell'export, rimasti per lo più invariati. L'inflazione brasiliana è tra le più contenute dell'America Latina. Nonostante i segnali positivi di un graduale processo di disinflazione, la banca centrale ha perseguito una politica monetaria fortemente restrittiva, lasciando prudenzialmente invariato il tasso di riferimento al 13,75%. La revisione delle regole fiscali, orientata al consolidamento del bilancio pubblico, unitamente alla riforma della tassazione, volta a semplificare le imposte statali, federali e municipali, dovrebbe agevolare la gestione del bilancio e il contenimento del rapporto debito/PIL nel breve-medio termine.

In Cile, nel secondo trimestre il tasso di crescita stimato del PIL ha registrato una contrazione meno severa delle attese, pari a -0,5% su base annuale. Il risultato è influenzato dal dissolversi degli stimoli fiscali elargiti nel corso del 2022 derivanti dalla possibilità di ritiro anticipato delle pensioni.

L'inflazione al consumo a maggio è scesa all'8,7% su base annuale registrando un calo per il sesto mese consecutivo e trainata da una diminuzione dei prezzi alimentari e dei trasporti. La banca centrale ha deciso di mantenere negli ultimi mesi il tasso di interesse di riferimento all'11,25% in attesa di una riduzione più ampia e consolidata dell'inflazione di fondo, che mostra ancora chiari segnali di persistenza.

In Colombia, nel secondo trimestre è attesa una decelerazione dell'economia reale rispetto ai primi tre mesi del 2023 con una crescita stimata dell'1,3% su base annuale

rispetto al 3,0%. La perdita di slancio è spiegata da un raffreddamento della domanda interna, dovuto a un calo dei consumi privati e degli investimenti, e da un rallentamento significativo dell'export. Dopo il picco raggiunto nel primo trimestre dell'anno, 13,3% su base annuale, l'inflazione al consumo ha mostrato i primi segnali di rallentamento a partire da marzo. In risposta a tali livelli alti d'inflazione, la banca centrale ha continuato a perseguire una politica monetaria restrittiva in questo secondo trimestre, con il tasso di interesse di riferimento al 13,25%.

Variatione dell'indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	1° semestre		
	2023	2022	Variatione
Italia	8,65	6,70	1,95
Spagna	3,88	8,40	-4,52
Argentina	107,13	56,25	50,88
Brasile	4,68	11,33	-6,65
Cile	10,25	9,90	0,35
Colombia	12,90	8,58	4,32
Perù	8,01	7,25	0,76

Tassi di cambio

	1° semestre		
	2023	2022	Variatione
Euro/Dollaro statunitense	1,08	1,09	-0,9%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,84	4,8%
Euro/Franco svizzero	0,99	1,03	-3,9%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	134,95	123,15	9,6%
Dollaro statunitense//Dollaro canadese	1,35	1,27	6,3%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,48	1,39	6,5%
Dollaro statunitense/Rublo russo	77,42	77,97	-0,7%
Dollaro statunitense/Peso argentino	212,58	112,40	89,1%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,07	5,07	-
Dollaro statunitense/Peso cileno	805,95	826,57	-2,5%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	4.585,62	3.915,40	17,1%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,76	3,78	-0,5%
Dollaro statunitense/Peso messicano	18,16	20,26	-10,4%
Dollaro statunitense/Lira turca	19,94	14,87	34,1%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	82,22	76,22	7,9%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	18,22	15,40	18,3%

Il settore dell'energia

Il contesto energetico – Commodity primo semestre 2023

Nel primo semestre 2023 i mercati delle commodity energetiche hanno mostrato una forte tendenza ribassistica, determinata *in primis* dall'allentarsi delle tensioni registrate sul mercato del gas nel 2022 a causa del conflitto tra Russia e Ucraina.

Il TTF, benchmark europeo per il gas naturale, ha registrato una marcata contrazione, di oltre il 50% rispetto al primo semestre 2022, pur non tornando ai livelli pre-crisi. Le ragioni di questo decremento sono legate al livello degli stoccaggi, che alla fine dell'inverno erano ai massimi storici, grazie ai sostenuti flussi di GNL pervenuti in Europa e alla bassa domanda.

Anche i prezzi del carbone hanno subito una forte contrazione rispetto al 2022, seguendo le dinamiche del mercato del gas; l'alto livello degli stoccaggi presso i principali porti, unito a una inversione delle dinamiche di fuel switching, ha permesso una normalizzazione del livello dei prezzi, che risultano comunque attestarsi a valori superiori alle medie storiche precedenti la crisi.

In decremento anche gli indici del mercato petrolifero, che scontano da un lato un progressivo accumularsi delle scorte e dall'altro una domanda che fatica a ripartire. Rispetto al primo semestre 2022 i prezzi sono diminuiti di oltre il 20%, attestandosi in media a 80 \$/bl.

Per quanto riguarda il mercato della CO₂, si rileva un lieve incremento (+4%). Nel primo semestre 2022 il prezzo della commodity è risultato piuttosto volatile e si è mosso nell'intervallo 70-100 €/t. Negli ultimi mesi la maggiore convenienza della generazione a gas e la conseguente minor domanda hanno fatto sì che il prezzo si sia stabilizzato tra gli 80 e i 90 €/t.

Analogamente a quanto accaduto per le commodity energetiche, il mercato delle materie prime è stato debole negli ultimi sei mesi, con prezzi in calo per tutti i metalli, pur rimanendo a livelli sostenuti se confrontati con le medie storiche.

La debolezza del settore manifatturiero e delle costruzioni in Cina e un diffuso sentiment macroeconomico negativo, alimentato dai timori di una recessione, hanno indebolito la domanda dei metalli di base quali rame e alluminio, che nonostante presentino ancora tensioni lato fornitura e scorte basse, hanno visto prezzi in calo e in generale a livelli inferiori rispetto alle aspettative di mercato.

Anche il prezzo del nickel è risultato in contrazione rispetto ai picchi record del 2022, principalmente a causa di una bassa domanda dal settore degli acciai, che ha più che compensato la robusta domanda del settore delle batterie, innescando una complessiva discesa dei prezzi.

	1° semestre		
	2023	2022	Variazione
Indicatori di mercato			
Prezzo medio del greggio ICE Brent (\$/bbl)	80,1	104,4	-23,3%
Prezzo medio CO ₂ (€/t)	86,8	83,3	4,2%
Prezzo medio del carbone (\$/t CIF ARA) ⁽¹⁾	136,5	281,2	-51,5%
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	44,6	95,6	-53,3%
Prezzo medio del rame (\$/t)	8.700	9.771	-11,0%
Prezzo medio dell'alluminio (\$/t)	2.329	3.071	-24,2%
Prezzo medio del nickel (\$/t)	24.250	28.551	-15,1%

(1) Indice API2.

(2) Indice TTF.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

2° trimestre			TWh	1° semestre		
2023	2022	Variazione		2023	2022	Variazione
73,2	77,7	-5,8%	Italia	150,6	158,0	-4,7%
53,1	57,5	-7,7%	Spagna	112,3	118,3	-5,1%
32,9	35,0	-5,8%	Argentina ⁽¹⁾	72,4	69,5	4,2%
152,3	148,7	2,4%	Brasile	311,2	308,2	1,0%
20,7	20,9	-1,0%	Cile	41,6	41,6	-
19,8	19,3	2,6%	Colombia	38,8	38,0	2,1%
14,6	13,6	7,4%	Perù	29,2	27,3	7,0%

(1) Il dato relativo al primo semestre 2022 ha subito una più puntuale rideterminazione.
Fonte: TSO nazionali, i dati possono subire variazioni nel corso dell'anno.

Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, nel primo semestre 2023 l'andamento della domanda di energia elettrica è risultato in diminuzione sia in Italia (-4,7%) sia in Spagna (-5,1%). I consumi in questi Paesi sono stati penalizzati sia dai prezzi molto alti registrati durante il 2022 sia da una maggiore attenzione ai consumi.

Generalmente positivo invece l'andamento delle domande in America Latina, con l'Argentina in aumento (+4,2% rispetto al primo semestre 2022), a causa di temperature calde e sussidi che hanno incentivato i consumi. Positivo anche il Perù (+7,0%), mentre risultano stabili Cile, Brasile e Colombia.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° semestre 2023 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° semestre 2023 - 1° semestre 2022	Prezzo medio peakload 1° semestre 2023 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° semestre 2023 - 1° semestre 2022
Italia	136,3	-45,0%	146,8	-46,0%
Spagna	88,9	-57,0%	91,6	-56,0%

La diminuzione dei prezzi del gas e del carbone e le migliori performance della generazione rinnovabile, hanno determinato un marcato storno dei prezzi dell'energia elettrica,

che rispetto al primo semestre 2022 sono diminuiti del 45,0% in Italia e del 57,0% in Spagna.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

2° trimestre				Miliardi di m ³	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
11,8	13,3	(1,5)	-11,3%	Italia	32,2	38,6	(6,4)	-16,6%
6,9	7,0	(0,1)	-1,4%	Spagna	14,8	16,6	(1,8)	-10,8%

Sia in Italia sia in Spagna la domanda di gas naturale nel primo semestre 2023 risulta in flessione rispetto allo stesso periodo del 2022 (rispettivamente -16,6% e -10,8%), nonostante la diminuzione dei prezzi della materia prima. Que-

sta tendenza è dovuta a un insieme di fattori, quali l'inverno particolarmente mite, la maggiore produzione rinnovabile a fronte di una minor domanda elettrica e la stagnazione dei consumi industriali.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre				Miliardi di m ³	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
4,1	4,3	(0,2)	-4,7%	Reti di distribuzione	15,6	18,3	(2,7)	-14,8%
2,9	3,2	(0,3)	-9,4%	Industria	5,9	6,6	(0,7)	-10,6%
4,6	5,5	(0,9)	-16,4%	Termoelettrico	9,9	12,8	(2,9)	-22,7%
0,2	0,3	(0,1)	-33,3%	Altro ⁽¹⁾	0,8	0,9	(0,1)	-11,1%
11,8	13,3	(1,5)	-11,3%	Totale	32,2	38,6	(6,4)	-16,6%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2023 si attesta a 32,2 miliardi di metri cubi, registrando una contrazione del 16,6% rispetto allo stesso periodo del

2022. La diminuzione è stata generalizzata in tutti i settori, particolarmente marcato nel termoelettrico (-22,7%) e nelle reti di distribuzione (-14,8%).

Risk management

Il modello di risk governance del Gruppo Enel

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale e commerciale, è esposto a rischi che potrebbero influenzare i risultati economici e finanziari se non efficacemente monitorati, gestiti e mitigati.

A tal riguardo, in coerenza con l'architettura del sistema di

controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR) adottato da Enel, il Gruppo si è dotato anche di un modello di risk governance basato su alcuni "pilastri" di seguito descritti, nonché di una tassonomia omogenea dei rischi (c.d. "risk catalogue") che ne agevola la gestione e la rappresentazione organica.

I "pilastri" della risk governance

Enel ha adottato un framework di riferimento in materia di risk governance che viene declinato in maniera puntuale mediante specifici presidi di gestione, monitoraggio, controllo e reporting per ciascuna delle categorie di rischio individuate.

Il modello di risk governance del Gruppo è in linea con le migliori pratiche nazionali e internazionali di gestione dei rischi e si fonda sui seguenti pilastri:



- **Linee di difesa.** Il Gruppo adotta presidi strutturati su tre linee di difesa per le attività di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi, nel rispetto della segregazione dei ruoli nei principali perimetri in relazione ai rischi rilevanti.
- **Group Risk Committee.** A tale organo, istituito a livello manageriale e presieduto dall'Amministratore Delegato, spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi attraverso:
 - l'analisi delle principali esposizioni e i principali temi di rischio del Gruppo;
 - l'adozione di specifiche policy di rischio applicabili alle società del Gruppo, al fine di individuare i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi, nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi;
 - l'approvazione di specifici limiti operativi, autorizzazione, laddove necessario e opportuno, deroghe operative a fronte di specifiche circostanze o esigenze;
 - la definizione di strategie di risposta al rischio.

Il Group Risk Committee si riunisce generalmente quattro volte l'anno e può essere altresì convocato, laddove se ne ravvisi la necessità, dall'Amministratore Delegato e dal responsabile dell'unità "Risk Control", collocata all'interno della Funzione "Administration, Finance and Control".

- **Sistema integrato e diffuso di comitati rischi localizzati.** La presenza di specifici comitati rischi locali, articolati secondo le principali linee globali di business e aree geografiche del Gruppo e presieduti dai rispettivi responsabili apicali, garantisce un adeguato presidio sui rischi maggiormente caratterizzanti a livello locale. Il coordinamento di tali comitati con il Group Risk Committee facilita l'opportuna condivisione con il top management del Gruppo delle informazioni e delle strategie di mitigazione delle esposizioni più rilevanti, nonché l'attuazione a livello locale degli indirizzi e delle strategie definite a livello di Gruppo.
- **Risk Appetite Framework (RAF).** Il Risk Appetite Framework costituisce il quadro di riferimento per la determinazione della propensione al rischio ed è un sistema integrato e formalizzato di elementi che consentono la definizione e l'applicazione di un approccio univoco alla

gestione, misurazione e controllo di ciascun rischio. Il RAF è sintetizzato nel Risk Appetite Statement, documento che descrive in maniera sinottica le strategie di rischio identificate e gli indicatori e/o limiti applicabili a ciascun rischio.

- **Policy di rischio.** L’allocazione delle responsabilità, i meccanismi di coordinamento e le principali attività di controllo sono rappresentate in specifiche policy e documenti organizzativi definiti secondo specifici *iter* approvativi che

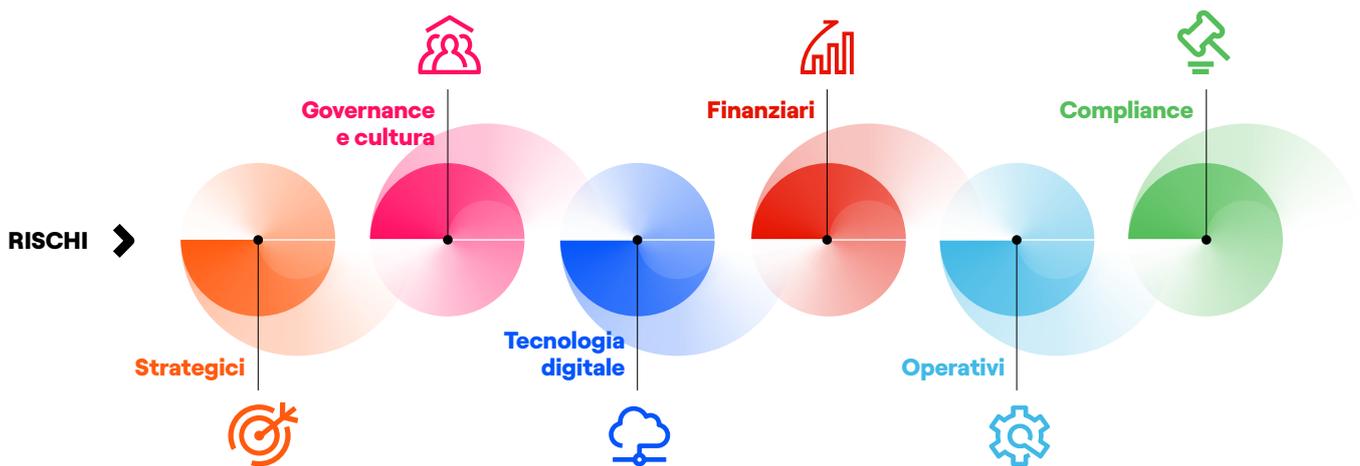
coinvolgono delle strutture aziendali direttamente interessate.

- **Reporting.** Appositi e regolari flussi informativi su esposizioni e metriche di rischio, declinati a livello di Gruppo e di singole linee globali di business o geografie, consentono al top management e agli organi sociali di Enel di avere una visione integrata delle principali esposizioni al rischio del Gruppo, sia attuali sia prospettiche.

Il “risk catalogue” di Gruppo

Enel si è dotata di un “risk catalogue” che rappresenta il punto di riferimento a livello di Gruppo e per tutte le strutture aziendali coinvolte nei processi di gestione e di monitoraggio dei rischi. L’adozione di un linguaggio comune agevola la mappatura e la rappresentazione organica dei rischi all’interno del Gruppo, permettendo così l’identificazione delle principali tipologie di rischio che influiscono sui processi aziendali e dei ruoli delle unità organizzative coinvolte nella loro gestione.

Nell’ambito del suddetto “risk catalogue”, le tipologie di rischio sono raggruppate in macrocategorie, che comprendono, come di seguito rappresentato, i rischi strategici, finanziari e operativi, i rischi di (non) compliance, i rischi legati alla governance e alla cultura nonché alla tecnologia digitale.



Nella tabella che segue è riportato l'elenco dei singoli rischi attualmente individuati e classificati all'interno delle summenzionate macrocategorie.

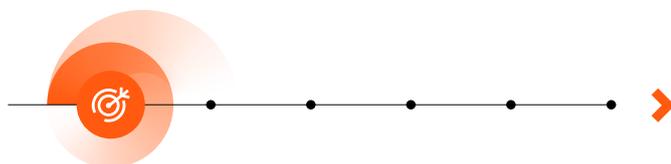
Categoria	Rischio	Defnizione
 Strategici	 Cambiamenti climatici	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio dei rischi relativi al cambiamento climatico – causati da eventi climatici acuti e cronici (rischio fisico) e dagli effetti delle tendenze normative, tecnologiche e di mercato derivanti dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio (rischio di transizione) – tramite iniziative strategiche e operative di adattamento e mitigazione dei rischi climatici.
	 Panorama competitivo	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio delle tendenze evolutive del mercato che possono avere un impatto sul posizionamento competitivo sui mercati, sulla crescita e sulla redditività del Gruppo.
	 Innovazione	Rischio di inefficace sviluppo, esecuzione e diffusione di soluzioni innovative a causa di inadeguatezza dello scouting tecnologico o di analisi errate o incomplete su incertezza, complessità, sostenibilità, grado di fattibilità, aspettative del mercato, competenze interne e sostegno finanziario ai progetti innovativi.
	 Evoluzioni legislative e regolatorie	Rischio di evoluzioni legislative e regolatorie avverse e/o di inefficace identificazione, valutazione, gestione e monitoraggio delle evoluzioni legislative e regolatorie in termini di comunicazione dei nuovi obblighi di conformità, di attività di advocacy e di analisi dei gap interni. Rischio di un carente processo sistematico di valutazione delle esposizioni regolatorie derivanti da nuove iniziative strategiche e di business.
	 Tendenze macroeconomiche e geopolitiche	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio delle tendenze economico-finanziarie, politiche e sociali globali, nonché di evoluzioni delle politiche monetarie, fiscali e commerciali.
	 Pianificazione strategica e allocazione del capitale	Rischio di inefficaci processi di pianificazione strategica e di allocazione del capitale, causati da ipotesi di scenario non coerenti e dall'incapacità di cogliere tendenze emergenti o di gestire tempestivamente cambiamenti rilevanti, che possono influenzare negativamente il processo decisionale.
 Governance e cultura	 Cultura ed etica aziendale	Rischi derivanti da (i) inadeguata integrazione dei principi etici definiti dal Gruppo all'interno dei processi e delle attività aziendali; (ii) mancata adozione e attuazione di politiche e processi idonei a garantire il rispetto dei principi di diversità e pari opportunità; (iii) mancato sanzionamento di comportamenti, posti in essere dai dipendenti e dal management, in contrasto con i valori etici del Gruppo.
	 Governance aziendale	Rischio di strutture/regole di corporate governance inefficaci e/o di mancanza di integrità e trasparenza nei processi decisionali.
	 Reputazione	Rischio di un impatto negativo sull'immagine pubblica della Società e del Gruppo che possa danneggiare il rapporto di fiducia con gli stakeholder.
	 Coinvolgimento degli stakeholder	Rischio di coinvolgimento inefficace dei principali stakeholder relativamente al posizionamento strategico di Enel in materia di sostenibilità e obiettivi finanziari, a causa della mancanza di comprensione, anticipazione od orientamento delle loro aspettative, che potrebbero non essere adeguatamente integrate all'interno dei processi di pianificazione della strategia di business e di sostenibilità del Gruppo, con un impatto negativo sulla sua reputazione e competitività.
 Tecnologia digitale	 Cyber security	Rischio di attacchi cyber e furti di dati sensibili o massivi relativi all'azienda e ai clienti, imputabili alla mancanza di sicurezza delle reti, dei sistemi operativi e dei database.
	 Digitalizzazione	Rischio di gestione inefficace dei processi aziendali e di costi operativi più elevati a causa della mancanza di digitalizzazione in termini di copertura dei flussi di lavoro, integrazione di sistemi e adozione di nuove tecnologie.
	 Efficacia IT	Rischio di inefficace supporto dei sistemi IT ai processi di business e alle attività operative.
	 Continuità del servizio	Rischio di esposizione dei sistemi IT/OT a interruzioni del servizio e perdite di dati.

Categoria	Rischio	Definizione
 Finanziari	 Adeguatazza della struttura del capitale e accesso ai finanziamenti	Rischio che il rapporto di indebitamento o il mix tra il debito a lungo e breve termine della Società e/o del Gruppo possano non essere adeguati a: (i) supportare la flessibilità finanziaria, (ii) consentire l'accesso a diverse fonti di finanziamento e (iii) raggiungere i target relativi al costo del debito.
	 Commodity	Rischio di (i) tendenze avverse del mercato delle commodity e/o volatilità dei prezzi (rischio prezzo) e/o (ii) mancanza di domanda o disponibilità di commodity, risorse naturali e materie prime o semilavorati (rischio volume).
	 Credito e Controparte	Rischio di: (i) incapacità della controparte di adempiere agli obblighi contrattuali di pagamento o di consegna, (ii) deterioramento del credito o di default della controparte, (iii) esposizione significativa a una singola controparte (concentrazione su un unico soggetto) o (iv) a controparti operanti nello stesso settore o appartenenti alla stessa area geografica (concentrazione settoriale/geografica).
	 Tasso di cambio	Rischio di variazioni avverse dei tassi di cambio, che influenzano negativamente: (i) i costi e i ricavi denominati in valuta estera rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo o è stata presa la decisione di investimento (rischio economico), (ii) le rivalutazioni o gli adeguamenti del fair value di attività e passività finanziarie sensibili ai tassi di cambio (rischio transattivo), (iii) il consolidamento di società controllate con valute contabili diverse (rischio traslativo).
	 Tasso di interesse	Rischio di fluttuazioni avverse dei tassi di interesse con impatto sugli oneri finanziari netti e sugli adeguamenti del fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di interesse.
	 Liquidità	Rischio di non soddisfare i fabbisogni finanziari a breve termine data l'incapacità o i maggiori costi sostenuti per (i) raccogliere fondi a breve termine (funding liquidity risk) o (ii) liquidare le attività sui mercati finanziari (asset liquidity risk).
	 Operativi	 Protezione del patrimonio
 Interruzione del business		Rischio di interruzione parziale o totale delle attività aziendali derivante da guasti tecnici, malfunzionamenti di beni e impianti, errori umani, sabotaggi, indisponibilità di materie prime e/o semilavorati o eventi climatici avversi.
 Esigenze e soddisfazione dei clienti		Rischio di mancato raggiungimento delle aspettative e delle esigenze dei clienti in termini di qualità, accessibilità, sostenibilità e innovazione dei prodotti e servizi del Gruppo.
 Ambiente		Rischio che operazioni di lavoro o macchinari inadeguati possano avere un impatto negativo sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi coinvolti. Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti ambientali internazionali, nazionali o locali.
 Salute e sicurezza		Rischio che ambienti di lavoro, strutture, macchinari e operazioni aziendali inadeguati possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute e sicurezza dei dipendenti e degli altri stakeholder coinvolti. Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti internazionali, nazionali o locali in materia di salute e sicurezza.
 Proprietà intellettuale		Rischio di violazioni o uso fraudolento della proprietà intellettuale del Gruppo.
 Persone e organizzazione		Rischio di inadeguatezza delle strutture organizzative del Gruppo o mancanza di competenze interne dovute ad assenza o inadeguatezza dei programmi di formazione, inefficacia dei sistemi di incentivazione, inadeguatezza del processo di pianificazione del turnover o incapacità di definire efficaci processi di reclutamento e politiche di retention dei dipendenti.
 Efficienza del processo		Rischio di sostenere maggiori costi operativi, ritardi nelle tempistiche o minori ricavi a causa di una gestione inadeguata delle attività e dei processi operativi, di mancanza di qualità dei dati, di un monitoraggio e reporting incompleto o inefficace delle prestazioni.
 Procurement, logistica e supply chain		Rischio di attività di approvvigionamento o di gestione dei contratti inefficaci, dovute a inadeguatezza nella definizione dei requisiti o del processo di qualificazione dei fornitori, frequente ricorso all'affidamento diretto, carenze nelle attività di scouting, scarso monitoraggio dell'adempimento dei doveri contrattuali, mancata applicazione di penali.
 Gestione della qualità del servizio		Rischio di incapacità da parte di terzi o fornitori di servizi interni di soddisfare i livelli di servizio concordato.

Categoria	Rischio	Definizione
 Compliance	 Conformità contabile	Rischio di mancato adempimento delle leggi e dei regolamenti contabili o di non corretta applicazione e/o interpretazione dei principi contabili internazionali adottati dal Gruppo (Enel GAAP) e dei principi contabili nazionali (Local GAAP).
	 Conformità antitrust e diritti dei consumatori	Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti in materia di antitrust e diritti dei consumatori.
	 Corruzione	Rischio di comportamenti intenzionalmente scorretti o corruttivi posti in essere da persone all'interno o all'esterno del Gruppo al fine di ottenere un vantaggio improprio o illecito.
	 Data protection	Rischio di violazione della normativa sulla protezione dei dati e sulla privacy.
	 External disclosure	Rischio di diffusione di relazioni, documenti contabili, comunicazioni o altri avvisi contenenti informazioni errate, inaccurate o incomplete.
	 Conformità alla regolamentazione finanziaria	Rischio di violazione di leggi e regolamenti internazionali e nazionali in materia di mercati finanziari.
	 Conformità alla normativa fiscale	Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti internazionali o nazionali in materia fiscale.
	 Conformità alle altre leggi e regolamenti	Rischio di violazione di leggi e regolamenti internazionali, nazionali o locali in materie non già ricomprese in altre tipologie di rischio (per es., in materia di mercati dell'energia elettrica, distribuzione, generazione, procurement, permitting, mercati azionari).

Rischi strategici

Questa sezione è dedicata alla disclosure sui seguenti rischi strategici:



- Evoluzioni legislative e regolatorie
- Tendenze macroeconomiche e geopolitiche
- Cambiamenti climatici
- Panorama competitivo

Evoluzioni legislative e regolatorie

Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento dei vari sistemi, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, influiscono sull'andamento della gestione e dei risultati della Holding.

In questo senso le evoluzioni legislative e regolamentari vengono costantemente monitorate, come per esempio:

- i processi di revisione periodica della regolazione in ambito distribuzione;
- i processi di liberalizzazione dei mercati elettrici, con particolare attenzione all'accelerazione prevista sul perimetro Italia, e alle aspettative di evoluzione in Sud America;

- le evoluzioni sui meccanismi di capacity payment in ambito produzione;
- gli interventi regolatori atti a calmierare l'impatto dello scenario dei prezzi.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali evoluzioni, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto legislativo e regolamentare.

Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

Il contesto economico nel 2023 rimane fragile a causa della persistenza di eventi macroeconomici e geopolitici sovrapposti, tra cui il conflitto militare tra Russia e Ucraina, il forte inasprimento delle politiche monetarie per contenere gli alti livelli di inflazione e le più recenti tensioni del settore bancario nelle economie avanzate che possono compromettere ulteriormente l'attività economica attraverso condizioni di credito più restrittive. Sebbene in questo primo semestre dell'anno i livelli d'inflazione diano i primi segnali di rallentamento, alcune dinamiche inflazionistiche sottostanti legate ai servizi e beni finali sembrano mostrare maggiore persistenza. In risposta, molte banche centrali continuano a posticipare il processo di normalizzazione delle proprie politiche monetarie esacerbando ulteriormente le condizioni finanziarie. Ciò rappresenta un forte rischio soprattutto nei mercati emergenti come l'America Latina, dove un ulteriore aggravarsi generalizzato della propensione al rischio può portare a una ulteriore fuoriuscita di capitali e a un maggiore onere nelle emissioni obbligazionarie dei Governi locali. Lo spazio fiscale di molti Paesi emergenti era infatti già stato logorato durante la crisi pandemica al fine di supportare la ripresa economica, e a oggi le preoccupazioni per la sostenibilità del debito in molti Paesi sono ulteriormente aumentate date le condizioni finanziarie globali sempre meno favorevoli.

La forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzato in varie regioni, tra cui Sud America, Nord America e Africa – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, istituzionale, sociale, climatica, e in quelli associati al settore energetico, il cui verificarsi potrebbe determinare un significativo effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sul valore degli asset aziendali. Enel, a tal proposito, si è dotata di un modello di valutazione quantitativa di Open Country Risk capace di monitorare puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro.

Il modello di Open Country Risk mira a superare la tradizionale definizione di rischio Paese focalizzata sulla capacità

di un Governo di ripagare il proprio debito emesso, offrendo invece una visione più completa dei fattori di rischio che possono impattare un Paese. Nello specifico, il modello si articola di quattro componenti di rischio: fattori economici, istituzionali e politici, sociali, ed energetici.

Più nello specifico, il modello di Open Country Risk ha pertanto l'ambizione di misurare la resilienza economica dei singoli Paesi, definita come equilibrio della loro posizione verso l'esterno, l'efficacia delle politiche interne, la vulnerabilità del sistema bancario e corporativo che possono far presagire crisi sistemiche, la sua appetibilità in termini di crescita economica, e infine una quantificazione degli eventi climatici estremi come causa di stress a livello ambientale ed economico (economic factors). A ciò si aggiunge una valutazione sulla robustezza delle istituzioni e del contesto politico (institutional and political factors), una approfondita analisi dei fenomeni sociali e dei diritti umani volta a misurare il livello di benessere, inclusione e progresso sociale (social factors), l'efficacia del sistema energetico e il suo posizionamento all'interno del processo di transizione energetica, fattori indispensabili per valutare la sostenibilità degli investimenti in un orizzonte di medio-lungo termine (energy factors).

Nello specifico, l'introduzione di eventi climatici estremi all'interno dell'Open Country Risk consente di elaborare una valutazione sull'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello Paese su scala globale in maniera omogenea.

Infine, per la parte di analisi relativa al processo di transizione energetica, il modello di Open Country Risk include anche analisi di rischio e opportunità in ottica previsionale quantificando le azioni e il percorso intrapreso dai singoli Paesi. Per esempio, il modello include diversi fattori relativi al peso delle fonti rinnovabili nella generazione energetica, al processo di elettrificazione e al grado di sostenibilità ambientale del sistema energetico nazionale, che, complessivamente, rappresentano caratteristiche cruciali per valutare le potenzialità di crescita e attrattività del Paese nel medio-lungo termine.

Cambiamenti climatici

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico

I cambiamenti climatici e la transizione energetica avranno effetti sulle attività del Gruppo secondo varie dinamiche. Nella Relazione finanziaria annuale consolidata è descritto in maniera estesa l'approccio del Gruppo nell'individuazione, valutazione e gestione dei rischi e delle opportunità relativi al cambiamento climatico.

Il Gruppo sviluppa scenari di breve, medio e lungo termine, in ambito energetico e macroeconomico finanziario, al fine di supportare l'attività di pianificazione strategica e industriale, e la valutazione degli investimenti e delle operazioni straordinarie. In tali scenari il ruolo del cambiamento climatico è sempre più importante e produce effetti analizzabili in termini di fenomeni legati alla transizione energetica (per es., legati alle dinamiche tecnologiche e di mercato) e fenomeni fisici, sia acuti sia cronici (per es., gli

effetti dovuti ai fenomeni fisici particolarmente intensi o al cambiamento strutturale della temperatura o dei pattern delle precipitazioni). Gli scenari vengono sviluppati secondo un framework complessivo che assicuri la coerenza tra le proiezioni climatiche, che definiscono il cosiddetto “scenario fisico”, e le assunzioni che caratterizzano lo “scenario di transizione”.

Il processo che traduce i fenomeni di scenario in informazioni utili alle decisioni industriali e strategiche può essere sintetizzato in cinque passi:

- identificazione dei trend e dei fenomeni rilevanti per il business;
- sviluppo di funzioni link tra scenari climatici/di transizione e variabili operative;
- individuazione dei rischi e delle opportunità;
- calcolo degli impatti;
- definizione e implementazione di azione strategiche.

In questo processo sono identificate in maniera esplicita le principali relazioni tra variabili di scenario e tipologie di rischio e opportunità, in coerenza con le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), indicando le modalità di gestione strategiche e operative che considerano anche misure di mitigazione e adattamento.

Panorama competitivo

L'analisi del panorama competitivo è uno degli elementi fondamentali dell'analisi del contesto in cui il Gruppo opera e definisce le sue ambizioni di business.

I rischi legati alle tendenze evolutive del mercato vengono mitigati anche dal monitoraggio periodico delle performance comparate a livello industriale e finanziario dei competitor.

L'attività di assessment è svolta mediante un framework finalizzato a (i) identificare i competitor e i peer più rilevanti, (ii) analizzarne risultati, i principali driver di business, gli obiettivi strategici e industriali, (iii) comprenderne il posizionamento attuale e prospettico.

Allo scopo di facilitare la corretta identificazione e gestione di rischi e opportunità legati al cambiamento climatico, nel 2021 è stata pubblicata una policy di Gruppo che descrive le linee guida comuni per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico. La policy “Climate change risks and opportunities” definisce un approccio condiviso per l'integrazione dei temi relativi al cambiamento climatico e alla transizione energetica nei processi e nelle attività del Gruppo, informando così le scelte industriali e strategiche per migliorare la resilienza del business e la creazione di valore sostenibile sul lungo termine, in coerenza con la strategia di adattamento e mitigazione.

Nella Relazione finanziaria annuale consolidata, a partire da questo framework di rischi e opportunità, sono descritte le best practice implementate e le evidenze quantitative dell'assessment di rischi e opportunità in merito sia ai fenomeni fisici sia a quelli di transizione. Analogamente a quanto avviene per i fenomeni fisici, anche per quanto riguarda la transizione, come mostrato anche nella descrizione della strategia all'interno della Relazione finanziaria annuale consolidata, il Gruppo mette in campo iniziative volte a mitigare i potenziali rischi e sfruttare le opportunità relative alle variabili di transizione. Grazie a una strategia industriale e finanziaria che incorpora i fattori ESG con un approccio integrato in ottica di sostenibilità e innovazione, è possibile creare valore condiviso nel lungo termine.

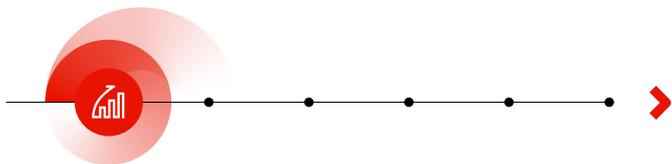
Il processo di identificazione delle aziende di riferimento è periodicamente aggiornato per garantire tempestività nella raccolta di informazioni, KPI ed elementi segnaletici utili alle attività di posizionamento e pianificazione strategica del Gruppo.

In particolare, l'assessment comparato dei piani strategici e industriali dei competitor è particolarmente rilevante per valutare potenziali rischi derivanti da possibili mutamenti del contesto competitivo e, soprattutto, fornire elementi di benchmark economico e industriale per contribuire a migliorare le performance del Gruppo.

Rischi finanziari

Nell'esercizio della sua attività, Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato.

I rischi che saranno analizzati nei paragrafi successivi sono i seguenti:



- Tasso di interesse
- Commodity
- Tasso di cambio
- Credito e Controparte
- Liquidità

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR) prevede la definizione di policy che identificano i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi.

La governance dei rischi finanziari prevede, inoltre, la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e

di singole Regioni e Paesi, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema dei limiti operativi costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.

Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 33 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value. L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie del Gruppo e anche attraverso la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati Over the Counter (OTC).

Il controllo del rischio attraverso specifici processi, indicatori di rischio e limiti operativi consente di contenere i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato grado di flessibilità.

Al 30 giugno 2023 il 30,3% dell'indebitamento finanziario lordo totale è indicizzato a tasso variabile (38,2% al 31 dicembre 2022). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio di tasso di interesse risulta pari al 26,5% (34,7% al 31 dicembre 2022).

Per quanto riguarda invece l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 30 giugno 2023 il 22,2% è indicizzato a tasso variabile (22,3% al 31 dicembre 2022). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio di tasso di interesse risulta pari al 17,9% (18,0% al 31 dicembre 2022).

Al 30 giugno 2023, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 31 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge.

Tasso di interesse

Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 31 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a seguito del decremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge.

Al 30 giugno 2023, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, avremmo avuto un impatto a Conto economico di 24 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a causa della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura.

Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più bassi, a parità di ogni altra variabile, avremmo avuto un impatto a Conto economico di -24 milioni di euro (-25 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a causa della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura.

Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse sul debito finanziario lordo a lungo termine di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito lordo, pari a circa 32 milioni di euro (32 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Commodity

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta al rischio di subire perdite economiche o finanziarie sia a causa di una maggiore volatilità dei prezzi delle commodity energetiche – tra cui energia elettrica, gas e combustibili – e delle materie prime, come minerali e metalli (rischio di prezzo), sia per la mancanza di domanda sia per l'indisponibilità di commodity energetiche e materie prime (rischio di volume).

Questi rischi, se non efficacemente gestiti, ne possono influenzare in modo significativo i risultati. Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata sia dell'approvvigionamento dei combustibili e dei materiali sia delle forniture ai clienti finali e agli operatori del mercato all'ingrosso.

Enel si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sui mercati regolamentati e sui mercati Over the Counter (OTC). Il processo di controllo del rischio di commodity consente di limitare l'impatto sui margini delle variazioni impreviste dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato margine di flessibilità che consente di cogliere opportunità nel breve termine.

Allo scopo di mitigare il rischio di interruzione delle forniture di combustibili e materie prime, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche.

Nel primo semestre 2023 si è verificata una discesa generalizzata dei prezzi delle principali commodity energetiche e delle materie prime. Il principale motivo risiede nella diminuzione della domanda globale, dovuta a un rallentamento economico, in concomitanza a un aumento dell'offerta, in particolare per il litio, il silicio e i metalli come rame e alluminio. Per quanto riguarda le commodity energetiche, nonostante continui a protrarsi il conflitto Russia-Ucraina, l'inverno particolarmente mite in Europa ha contribuito a una domanda di gas inferiore alle aspettative, permettendo così di raggiungere un livello di riempimento maggiore degli stoccaggi di gas rispetto alla media stagionale. Tutto ciò ha di conseguenza portato a una riduzione del prezzo del gas e del prezzo dell'energia elettrica, che dipende fortemente da tale risorsa.

In questo contesto, Enel ha registrato nel primo semestre 2023 un rischio associato alle commodity energetiche inferiore ai limiti stimati per l'anno 2023, grazie principalmente a una significativa riduzione della volatilità dei prezzi di mercato.

In ragione della diversificazione geografica, dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito e dell'operatività sulle commodity, le società del Gruppo sono esposte al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra la divisa di conto e le altre divise generino variazioni inattese delle grandezze economiche e patrimoniali riportate nei rispettivi bilanci di esercizio.

Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

- flussi di cassa connessi alla compravendita di combustibili ed energia;
- flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni;
- flussi di cassa connessi a rapporti commerciali;
- attività e passività finanziarie.

I possibili impatti del rischio cambio si riflettono su:

- costi e ricavi denominati in valuta estera rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo o è stata presa la decisione di investimento (rischio economico);
- rivalutazioni o adeguamenti al fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di cambio (rischio di transazione);
- il consolidamento delle società controllate aventi valute contabili diverse (rischio di conversione).

La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, a eccezione del rischio di conversione.

Appositi processi operativi garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging, che tipicamente impiegano contratti finanziari derivati stipulati sui mercati Over the Counter (OTC).

Il controllo del rischio attraverso specifici processi e indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la gestione dei flussi di cassa dei portafogli gestiti.

Nel corso dell'anno la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della citata politica di gestione dei rischi, senza difficoltà da rilevare nell'accesso al mercato dei derivati.

Si evidenzia inoltre che, al 30 giugno 2023, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 3.126 milioni di euro (3.434 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se l'euro, alla stessa data, si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 3.819 milioni di euro (4.193 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Al 30 giugno 2023, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, avremmo avuto un impatto a Conto economico di 731 milioni di euro (880 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi classificati non di copertura.

Viceversa, al 30 giugno 2023, se il tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, avremmo avuto un impatto a Conto economico di -891 milioni di euro (-1.073 milioni di euro al 31 dicembre 2022) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi classificati non di copertura.

Il rischio credito e controparte è definito come: (i) incapacità della controparte di adempiere agli obblighi contrattuali di pagamento o di consegna, (ii) deterioramento del credito o inadempienza di una controparte, (iii) esposizione significativa a una singola controparte (concentrazione su un unico soggetto) o (iv) a controparti operanti nello stesso settore o appartenenti alla stessa area geografica (concentrazione settoriale/geografica).

L'esposizione al rischio credito e controparte è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- attività di negoziazione in strumenti finanziari con sottostante commodity (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione in strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario);
- negoziazione con i fornitori.

Il processo di controllo basato su specifici indicatori di rischio e, dove possibile, di limiti, consente di assicurare che gli impatti economico-finanziari, legati per esempio al possibile deterioramento del merito creditizio, siano contenuti entro livelli sostenibili. Al contempo, viene salvaguardata la necessaria flessibilità per ottimizzare la gestione dei portafogli.

La gestione del rischio di credito e controparte prevede una serie di azioni di mitigazione, quali:

- valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti;
- scambio di garanzie;
- adozione di master agreement standardizzati (per es., ISDA);
- netting delle esposizioni con la stessa controparte.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione.

Nonostante i peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di una riserva prudenziale di liquidità, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di rispettare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento, cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari, e un profilo di scadenze equilibrato.

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli, o che sia in presenza di vincoli al disinvestimento di attività con conseguenti minusvalenze, a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica (per es., credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.

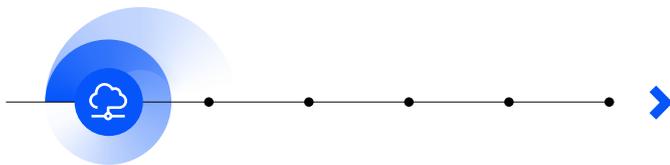
Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Nel corso del 2023 il profilo di rischio di Enel non ha subito variazioni rispetto a dicembre 2022 evidenziando i seguenti rating: Fitch "BBB+" con outlook stabile, Standard & Poor's "BBB+" con outlook negativo e Moody's "Baa1" con outlook negativo.

Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di tesoreria è in larga parte accentrata a livello di Holding, provvedendo al fabbisogno di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze.

Tecnologia digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



- Cyber security
- Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Cyber security

La velocità dello sviluppo tecnologico, suscettibile di generare sfide sempre nuove, la frequenza e l'intensità degli attacchi informatici in costante aumento, così come la tendenza a colpire infrastrutture critiche e settori industriali strategici, evidenziano il rischio che, in casi estremi, la normale operatività aziendale possa subire una battuta d'arresto. Gli attacchi informatici sono cambiati radicalmente negli ultimi anni: il numero è cresciuto esponenzialmente, così come il loro grado di complessità e impatto (risultando sempre più difficile identificarne la fonte in modo tempestivo). Nell'ambito del Gruppo la gestione del rischio cyber security è tra le altre cose conseguente ai numerosi contesti in cui esso si trova a operare (dati, industria e persone), una circostanza che deve essere sommata alla complessità intrinseca e all'interconnessione delle risorse che, peraltro, nel corso degli anni sono state sempre più integrate nei quotidiani processi operativi del Gruppo.

Il Gruppo ha disegnato e adottato un framework di processi olistici volto alla governance delle tematiche di cyber security, trasversalmente applicabile ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things). Il framework si basa sull'impegno del top management, sulla direzione strategica globale e sul coinvolgimento di tutte le aree di business nonché delle unità impegnate nel disegno e nell'implementazione dei sistemi. Il Gruppo fa leva, inoltre, sulle migliori tecnologie disponibili sul mercato, agendo anche sul fattore umano attraverso iniziative volte ad aumentare la consapevolezza e la conoscenza in materia cyber security da parte delle persone, costituendo queste ultime la prima leva di difesa aziendale. Inoltre, il framework indirizza i requisiti normativi relativi alla sicurezza informatica, così come l'esecuzione di approfonditi test (in ambienti IT, OT e IoT) volti all'identificazione e rimozione delle vulnerabilità identificate. In aggiunta, il Gruppo ha definito e adottato una metodologia di gestione del rischio per la sicurezza informatica basata su approcci "risk-based" e "cyber security by design", rendendo così l'analisi dei rischi aziendali il passo fondamentale di tutte le decisioni strategiche, da un lato, e integrando i requisiti di sicurezza lungo tutto il ciclo di vita di soluzioni e servizi, dall'altro. Enel ha, inoltre, creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti di sicurezza informatica.

Inoltre, già dal 2019, al fine di mitigare l'esposizione non solamente con contromisure tecniche, il Gruppo ha stipulato un'assicurazione sui rischi legati alla cyber security.

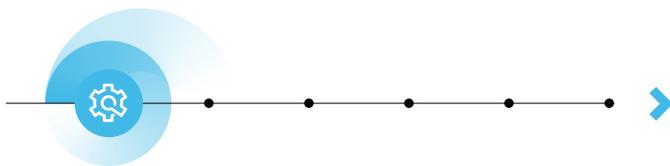
**Digitalizzazione,
efficacia IT
e continuità
del servizio**

Il Gruppo sta effettuando una completa trasformazione digitale della gestione dell'intera catena del valore dell'energia, sviluppando nuovi modelli di business e digitalizzando i suoi processi aziendali, integrando i sistemi e adottando nuove tecnologie. Una conseguenza di tale trasformazione digitale è che il Gruppo è via via sempre più esposto a rischi legati al funzionamento dei sistemi IT (Information Technology) integrati in tutta l'Azienda, con impatti sui processi e le attività operative, che potrebbero condurre all'esposizione dei sistemi IT e OT a interruzioni del servizio o a perdite di dati.

Il presidio di tali rischi è garantito da una serie di misure interne sviluppate dal Gruppo allo scopo di guidare la trasformazione digitale. In particolare, è stato predisposto un sistema di controllo interno che, introducendo punti di controllo lungo tutta la catena del valore dell'Information Technology, consente di evitare il concretizzarsi di rischi relativi ad aspetti quali la realizzazione di servizi non aderenti alle esigenze del business, la mancanza di adozione di adeguate misure di sicurezza e le interruzioni di servizio. Il sistema di controllo interno presidia sia le attività svolte internamente sia quelle affidate a collaboratori e provider esterni. Enel sta inoltre promuovendo la diffusione di cultura e competenze digitali all'interno del Gruppo, al fine di guidare con successo la trasformazione digitale e minimizzare i rischi associati.

Rischi operativi

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



- Salute e sicurezza
- Ambiente
- Procurement, logistica e supply chain
- Persone e organizzazione

Salute e sicurezza

I principali rischi per la salute e la sicurezza cui è esposto il personale di Enel e delle imprese appaltatrici sono da ricondursi allo svolgimento delle attività operative presso i siti e gli asset del Gruppo. Infatti, la violazione del rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle procedure vigenti in materia di salute e sicurezza, ambienti di lavoro, gestione delle strutture, asset e processi aziendali, che possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute di dipendenti, lavoratori e stakeholder, può innescare il rischio di incorrere in sanzioni amministrative o giudiziarie e relativi impatti economico-finanziari e reputazionali.

I principali rischi operativi per la salute e la sicurezza vengono valutati approfonditamente in ciascun sito o asset aziendale.

A livello di Gruppo, l'analisi dei principali eventi degli ultimi tre anni mostra che, in termini di probabilità di accadimento, i rischi di tipo meccanico (cadute, urti, schiacciamenti e tagli) sono i più comuni, mentre, in termini di potenziale impatto associato, i rischi di tipo elettrico sono quelli che comportano le conseguenze più gravi (infortuni mortali).

Peraltro, in relazione alla presenza del Gruppo in differenti

contesti geografici a livello mondiale, dipendenti e appaltatori potrebbero essere esposti a rischi sanitari correlati a potenziali malattie infettive emergenti, di carattere epidemico e potenzialmente pandemico, suscettibili di impattare sulla loro salute e sul loro benessere.

Enel si è dotata di una Dichiarazione di impegno per la Salute e Sicurezza, sottoscritta dal top management del Gruppo. Nell'attuazione della Politica, ogni Linea di Business del Gruppo è dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale UNI ISO 45001 che si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia delle misure di prevenzione e protezione e sulle eventuali azioni correttive. Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e di protezione, funzionale anche allo sviluppo di una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psicofisica e del benessere organizzativo dei lavoratori, nonché all'equilibrio tra vita personale e professionale.

Questo sistema considera anche il rigore nella selezione e nella gestione degli appaltatori e dei fornitori e la promozione del loro coinvolgimento nei programmi di miglioramento continuo delle performance di sicurezza.

In particolare, questo assetto organizzativo e i relativi processi gestionali consentono di indirizzare, integrare e mo-

Ambiente

Negli ultimi anni è maturata una crescente sensibilità da parte di tutta la collettività rispetto ai rischi legati a modelli di sviluppo che generano impatti sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi, con lo sfruttamento di risorse naturali scarse (tra cui materie prime e acqua).

In alcuni casi, gli effetti sinergici tra questi impatti, come per esempio il riscaldamento globale e il crescente sfruttamento e degrado delle risorse idriche, accrescono il rischio di insorgenza di emergenze ambientali nelle aree più sensibili del pianeta, con il rischio di competizione per i diversi usi della risorsa idrica, quali quello industriale, agricolo e civile.

Le istituzioni, in risposta a queste esigenze, aggiornano le normative ambientali in senso più restrittivo, ponendo vincoli sempre più stringenti allo sviluppo di nuove iniziative industriali e, nei settori considerati più impattanti, favoriscono o impongono il superamento di tecnologie considerate non più sostenibili.

Crescente è anche l'impegno internazionale verso la mitigazione degli impatti sulla biodiversità, già presente in Europa nel Green Deal e nel 2022 sancito dal Global Biodiversity Framework approvato alla COP 15 a Montreal.

In questo contesto, le aziende di ciascun settore, e le aziende leader su tutte, sempre più consapevoli che i rischi ambientali sono anche rischi economici, sono chiamate a un accresciuto impegno e a una maggiore responsabilità nell'individuazione e adozione di soluzioni tecniche e modelli di sviluppo innovativi e sostenibili.

Enel ha posto il requisito di un'efficace prevenzione e minimizzazione degli impatti e dei rischi ambientali quale elemento fondamentale alla base di ogni progetto, lungo il suo intero ciclo di vita.

L'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale certificati ai sensi della ISO 14001 nel Gruppo garantisce la presenza di politiche e procedure strutturate per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità ambientali associate a ogni attività aziendale.

monitorare, a livello sia di Gruppo sia di Paese, tutte le azioni di prevenzione, protezione e intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e degli appaltatori in relazione a fattori di rischio sanitari esogeni non strettamente correlati all'attività lavorativa.

Un piano di controlli strutturato abbinato ad azioni e obiettivi di miglioramento ispirati alle migliori pratiche ambientali, con requisiti superiori rispetto a quelli legati alla semplice compliance normativa ambientale, mitiga il rischio di impatti sulla matrice ambientale, di danni reputazionali e di contenziosi legali. Contribuisce inoltre la molteplicità delle azioni per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di miglioramento ambientale fissati da Enel, riguardanti per esempio le emissioni atmosferiche, i rifiuti prodotti i consumi idrici, soprattutto in aree a elevato water-stress e gli impatti su habitat e specie.

Il rischio di scarsità idrica è mitigato direttamente dalla strategia di sviluppo di Enel, basata sulla crescita della generazione da fonti rinnovabili, che sostanzialmente non sono dipendenti dalla disponibilità di acqua per il loro esercizio. Particolare attenzione è poi posta agli asset presenti in aree a elevato livello di stress idrico, con l'obiettivo di individuare soluzioni tecnologiche per ridurre i consumi. La collaborazione costante con le autorità locali di gestione dei bacini idrografici consente di adottare le strategie condivise più efficaci per la gestione sostenibile degli asset di generazione idroelettrica.

Infine, sugli ecosistemi vengono poste in atto opportune azioni per proteggere, restaurare e conservare la biodiversità, nelle specie e habitat naturali, rispettando il principio della mitigation hierarchy (evitare, ridurre, rimediare e compensare), oltre che opportune attività di monitoraggio terrestre, marino e fluviale per verificare l'efficacia delle misure adottate.

Enel è parte attiva nel dibattito internazionale con gli stakeholder e i network più influenti sul tema (per es., Business for Nature, Taskforce on Nature-related Financial Disclosure, World Business Council for Sustainable Development e Science Based Targets for Nature) sulle tematiche riguardanti la natura e la biodiversità.

Procurement, logistica e supply chain

I processi di acquisto del Global Procurement e i relativi documenti di governance costituiscono un sistema strutturato di norme e punti di controllo che consentono di coniugare la realizzazione degli obiettivi economici di business al pieno rispetto dei principi fondamentali espressi nel Codice Etico, nell'Enel Global Compliance Program, nel Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e nella Policy sui Diritti Umani, senza rinunciare alla promozione di iniziative volte a uno sviluppo economico sostenibile.

Tali principi sono stati declinati nei processi e nei presidi organizzativi di cui Enel, in via di autoregolamentazione, ha deciso di dotarsi allo scopo di instaurare rapporti di fiducia con tutti i propri stakeholder, nonché definire relazioni stabili e costruttive che non garantiscano esclusivamente competitività economica ma che tengano conto delle migliori pratiche in ambiti essenziali per il Gruppo, quali la tutela del lavoro minorile, le condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e la responsabilità ambientale. Grazie alla maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale, il processo di acquisto assume sempre più un ruolo centrale nella creazione del valore. Il Global Procurement contribuisce a una catena di fornitura resiliente e sostenibile, a ragionare in ottica di economia circolare e a favorire l'innovazione, condividendo i valori e gli obiettivi del Gruppo con i fornitori che, in questo modo, diventano abilitatori del raggiungimento dei target di Enel.

Più specificamente, nelle gare sono introdotti fattori premianti volti a generare comportamenti virtuosi da parte dei nostri fornitori: a titolo di esempio, l'impatto ambientale di qualsiasi cliente è fortemente influenzato dall'impatto della catena di fornitura a monte ed è per questo che il Global Procurement spinge i propri fornitori a misurare oggettivamente la propria carbon footprint e a intraprendere percorsi di miglioramento.

Dal punto di vista del processo di approvvigionamento, le diverse Unità di Approvvigionamento adottano – pressoché sistematicamente – lo strumento della gara, assicurando così la massima concorrenza e pari opportunità di accesso a tutti gli operatori che siano in possesso dei requisiti tec-

nici, economico/finanziari, ambientali, di sicurezza, di diritti umani, legali ed etici. L'approvvigionamento con affidamento diretto e senza procedura competitiva può avvenire solamente in casi eccezionali, opportunamente motivati, nel rispetto della normativa vigente in materia.

Inoltre, il sistema globale di qualificazione dei fornitori, unico per tutto il Gruppo Enel, ancora prima che il processo di approvvigionamento abbia inizio, verifica che i potenziali fornitori che intendano partecipare alle procedure di acquisto siano in linea con la visione strategica e le aspettative aziendali su tutti i profili e requisiti citati e che aderiscano ai medesimi valori.

Relativamente al sistema di governance dei rischi, il Global Procurement è focalizzato sull'applicazione delle metriche che indichino il livello di rischio prima e dopo l'azione di mitigazione, al fine di attuare azioni precauzionali per ridurre l'incertezza a un livello tollerabile o mitigare gli eventuali impatti in tutte le aree di business, tecnologiche e geografiche. L'efficacia della gestione del rischio della supply chain viene monitorata attraverso specifici indicatori – tra i quali la probabilità di insolvenza, la concentrazione dei contratti verso singoli fornitori o gruppi industriali, la dipendenza del fornitore verso Enel, l'indice di performance sulla correttezza dei comportamenti in sede di gara, qualità, puntualità e sostenibilità nell'esecuzione del contratto, il country risk ecc. – per i quali si definiscono soglie che indirizzano la definizione della strategia di approvvigionamento, di negoziazione e di aggiudicazione di una gara, consentendo scelte consapevoli di rischio e beneficio potenziale (saving).

Per contrastare le conseguenze della situazione geopolitica in Ucraina che ha aumentato la volatilità dei mercati stressando ulteriormente la supply chain, già messa a dura prova nel periodo della pandemia COVID-19, il Global Procurement monitora costantemente le attività inerenti alla catena di fornitura/logistica, anche con la partecipazione attiva dei fornitori stessi, attraverso uno specifico obbligo contrattuale di monitoraggio, per mitigare i rischi derivanti da shortage di mercato, da criticità logistiche e interruzioni di attività.

Persone e organizzazione

Enel ha messo la sostenibilità al centro della sua strategia come cuore del proprio modello di business al fine di contribuire al raggiungimento gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Il Gruppo ha declinato la sostenibilità nei differenti contesti geografici, economici e sociali con l'obiettivo di guidare la Just Transition, essenziale per il futuro del Pianeta, accelerando il processo di decarbonizzazione del proprio mix energetico attraverso la crescita delle rinnovabili e la sempre maggiore elettrificazione dei consumi.

Le profonde trasformazioni sociali, economiche e culturali che stiamo vivendo, dalla transizione energetica ai processi di digitalizzazione e innovazione tecnologica, incidono profondamente anche sul mondo del lavoro, rinnovandone i paradigmi e imponendo importanti cambiamenti di carattere culturale e organizzativo, che richiedono nuovi profili e competenze professionali.

Per affrontare il cambiamento è indispensabile agire in maniera inclusiva, mettendo al centro la Persona nella sua dimensione sociale e lavorativa, con strumenti adeguati ad affrontare questa trasformazione epocale.

Le organizzazioni devono sempre più orientarsi verso nuovi modelli di lavoro e di business, agili e flessibili, sostenibili lungo l'intera catena del valore; è altresì fondamentale l'adozione di politiche di valorizzazione delle diversità e dei talenti di ciascuno, nella consapevolezza che il contributo del singolo rappresenta un tassello essenziale per la creazione di valore diffuso e condiviso.

Riconoscimento del valore della persona nella sua unicità, ascolto costante, empatia, condivisione, passione, coinvolgimento, sono alcune delle parole chiave che guidano il nostro modo di lavorare e di vivere l'Azienda, in un percorso che parte dall'io per arrivare al Noi.

La centralità delle persone e la gestione del capitale umano assumono un ruolo fondamentale nella transizione energetica, in quanto fattore abilitante, e costituiscono le priorità cui sono legati specifici obiettivi i principali dei quali sono: lo sviluppo di capacità e di competenze digitali; la promozione di programmi di reskilling e upskilling

per le nostre persone (continui, personalizzati, flessibili, accessibili e trasversali) al fine di assicurare la long life employability; la condivisione di best practice di settore e una formazione rivolta anche a coloro che lavorano con le nostre persone, sia fornitori sia appaltatori; il corretto coinvolgimento diffuso del purpose aziendale, che garantisca il raggiungimento dei risultati a fronte di una maggiore soddisfazione per le persone intesa come motivazione e benessere; lo sviluppo di sistemi di valutazione dell'ambiente lavorativo e delle performance; la diffusione in tutti i Paesi di presenza del Gruppo della politica di diversità e inclusione, nonché di una cultura organizzativa inclusiva fondata sui principi di non discriminazione e pari opportunità, driver fondamentali per attrarre e mantenere talenti.

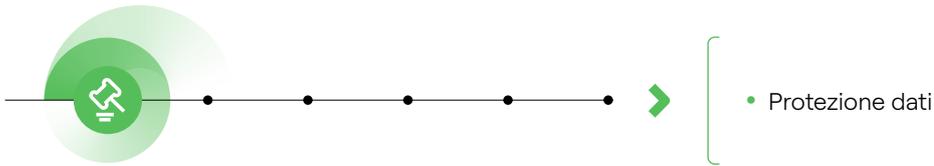
Il Gruppo è impegnato nel potenziamento della resilienza e della flessibilità dei modelli organizzativi attraverso la semplificazione e la digitalizzazione dei processi, al fine di abilitare autonomia e responsabilità di singoli e team rafforzando i processi di people empowerment e favorendo l'approccio imprenditoriale attraverso un modello di leadership 'gentile' che valorizzi i talenti, le attitudini e le aspirazioni delle persone nell'affermazione del Noi. La modalità di lavoro ibrido, che coniuga lavoro in presenza e lavoro da remoto in proporzioni flessibili che tengano conto delle esigenze di ciascuno, così come il ricorso a modelli organizzativi innovativi e flessibili, sono strumenti volti proprio a sostenere questa evoluzione della cultura organizzativa in chiave di fiducia e responsabilità piuttosto che gerarchia e controllo.

In linea con tale strategia sta evolvendo anche il dialogo sociale verso un modello che rafforzi sempre di più la centralità della persona; è stato per esempio siglato da Enel e le OO.SS. italiane lo "Statuto della Persona", un innovativo protocollo centrato su benessere, coinvolgimento, motivazione e partecipazione dell'individuo, i cui principi sono stati peraltro accolti con favore e recepiti anche negli altri Paesi di presenza del Gruppo.

L'impegno è rivolto inoltre alla creazione di figure all'interno dell'organizzazione che, in qualità di "ambassador", promuovano l'adozione di modelli e comportamenti condivisi e incentrati sulla sostenibilità delle relazioni.

Compliance

In questa sezione è riportato il rischio indicato di seguito:



Rischi connessi alla protezione dei dati personali

Nell'era della digitalizzazione e della globalizzazione dei mercati, la strategia di business di Enel si è focalizzata sull'accelerazione del processo di trasformazione verso un modello di business basato su piattaforma digitale, attraverso un approccio data driven e incentrato sul cliente, che si sta sviluppando lungo l'intera catena del valore.

Il Gruppo, presente in oltre 40 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (circa 65 milioni di clienti), mentre circa 65.000 persone sono attualmente impiegate dalla Società; di conseguenza, il nuovo modello di business del Gruppo richiede la gestione di un volume di dati personali sempre più importante e crescente, per raggiungere i risultati finanziari e di business previsti nel Piano Strategico 2023-2025.

Ciò implica un'esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali (anche in considerazione della sempre più corposa normativa in materia di privacy in gran par-

te dei Paesi in cui Enel è presente). Tali rischi si possono concretizzare in una perdita di confidenzialità, integrità e disponibilità dei dati personali di clienti, dipendenti e terze parti (per es., fornitori), causando sanzioni proporzionate al fatturato globale, interdizioni di processi e conseguenti perdite economiche o finanziarie, nonché danni reputazionali.

Al fine di gestire e mitigare questo rischio, Enel ha adottato un modello di governance globale di dati personali mediante l'attribuzione di ruoli di privacy a tutti i livelli (inclusa la nomina dei Responsabili della Protezione dei Dati personali – RPD – a livello globale e di Paese), nonché strumenti di compliance digitale per mappare applicativi e processi e gestire rischi rilevanti ai fini della protezione dei dati personali, nel rispetto delle specificità delle normative di settore locali.



RELAZIONE INTERMEDIA
SULLA GESTIONE

4.



Le performance del Gruppo

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzare 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 nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato che il management ritiene utili 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.

Gli Orientamenti aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013) a esclusione di quelle riguardanti gli emittenti che svolgono attività speciali di cui all'Allegato n. 29 del Regolamento Delegato (UE) 2019/980, le quali non sono state convertite in Orientamenti e rimangono tuttora applicabili. Tali Orientamenti 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: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship, integrato con il margine operativo lordo ordinario delle discontinued operation. Esclude, inoltre,

gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale ed eventuali contributi straordinari solidaristici a carico delle imprese del settore energetico.

Risultato operativo ordinario: è definito come il "Risultato operativo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship, integrato con i risultati operativi ordinari delle discontinued operation.

È determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo ordinario ed escludendo gli impairment significativi rilevati sugli asset e/o gruppi di asset a esito di un processo di impairment test (ivi incluse le relative riprese di valore) o a seguito della classificazione tra le "Attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship.

È pari al "Risultato netto del Gruppo" rettificato principalmente del contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico, nonché delle partite precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario" al netto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

EBITDA ordinario low carbon: rappresenta il margine operativo lordo ordinario dell'insieme dei prodotti, servizi e tecnologie low carbon ricompresi nelle seguenti Linee di Business: Enel Green Power, Enel Grids, Enel X e Mercati finali (escludendo il gas).

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

- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Titoli" e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- dei "Benefici ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri (quota non corrente)";
- delle "Passività per imposte differite".

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

- della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Titoli", dei "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
- dei "Fondi rischi e oneri (quota corrente)";
- degli "Altri debiti finanziari" inclusi nelle "Altre passività correnti".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività 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" e del "Capitale circolante netto", dei "Fondi rischi e oneri", 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", dai "Finanziamenti a breve termine" e dalle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", tenendo conto dei "Debiti finanziari a lungo e a breve termine" inclusi rispettivamente nelle "Altre passività finanziarie non correnti" e nelle "Altre passività finanziarie correnti";
- al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Titoli correnti" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- al netto dei "Titoli non correnti" e dei "Crediti finanziari non correnti" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- al netto dei "Derivati attivi di cash flow hedge su cambio connessi a finanziamenti" e dei "Derivati attivi di fair value hedge su cambio connessi a finanziamenti";
- dai "Derivati passivi di cash flow hedge su cambio connessi a finanziamenti" e dai "Derivati passivi di fair value hedge su cambio connessi a finanziamenti".

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.

Risultati del Gruppo

Di seguito si illustrano i risultati operativi, gli indicatori di sostenibilità e i risultati economici del Gruppo.

Dati operativi

SDG	1° semestre			
	2023	2022	Variazione	
	Produzione netta di energia elettrica (TWh) ⁽¹⁾	102,0	115,5	(13,5)
	di cui:			
7	- rinnovabile (TWh) ⁽¹⁾	60,5	54,7	5,8
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	82,2	84,6 ⁽²⁾	(2,4)
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	54,2	53,6 ⁽²⁾	0,6
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	65,9%	63,3% ⁽²⁾	2,6
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	0,88	1,54	(0,66)
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	239,6	253,4 ⁽³⁾	(13,8)
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽⁴⁾	46.273.352	45.450.182 ⁽³⁾	823.170
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.028.666	2.024.038 ⁽²⁾	4.628
	Utenti finali (n.)	73.097.803	75.729.177	(2.631.374)
	Energia venduta da Enel (TWh)	149,5	157,5	(8,0)
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	5,0	6,1	(1,1)
	Clienti retail (n.)	65.370.211	69.961.536	(4.591.325)
	- di cui mercato libero	28.243.849	26.968.406	1.275.443
11	Demand response (MW)	9.294	7.932	1.362
11	Punti di ricarica pubblici (n.) ⁽⁵⁾	24.052	22.112 ^{(2) (3)}	1.940
11	Storage (MW)	868	760 ⁽²⁾	108

(1) 108,4 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile gestita (121,1 TWh nel primo semestre 2022); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale nel primo semestre 2023 a 66,8 TWh (60,3 nel primo semestre 2022).

(2) Al 31 dicembre 2022.

(3) Il dato tiene conto di una più puntuale determinazione.

(4) Di cui smart meter di seconda generazione 27,4 milioni nel primo semestre 2023 e 24,4 milioni nel primo semestre 2022.

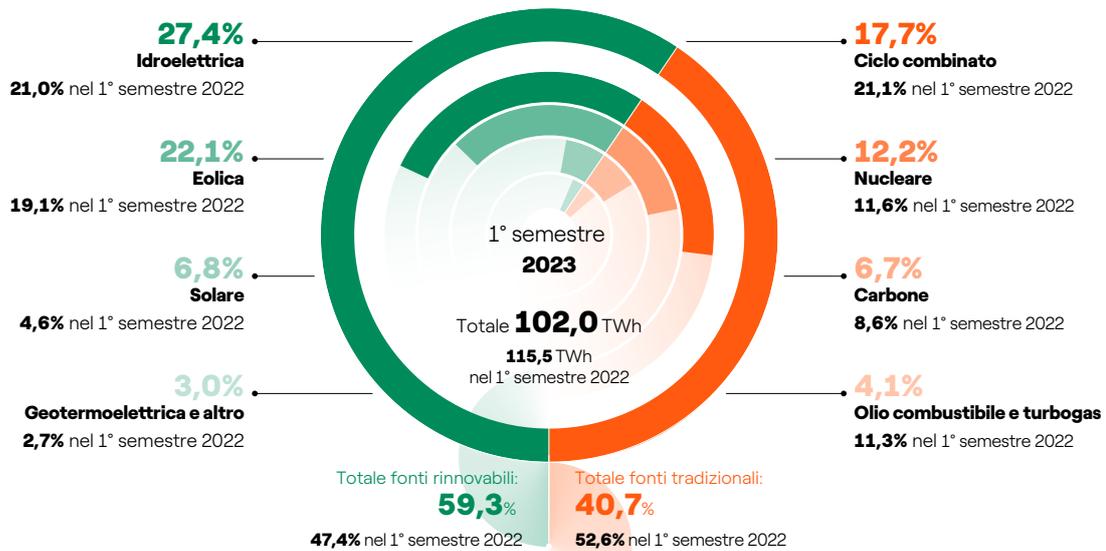
(5) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 24.944 al 30 giugno 2023 e 22.617 al 31 dicembre 2022.

Generazione di energia elettrica

L'energia netta prodotta da Enel nel primo semestre 2023 registra un decremento di 13,5 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2022 (-11,7%), da attribuire a una minore produzione da fonte termoelettrica (-18,2 TWh), principalmente per un minore apporto degli impianti a olio combustibile e turbogas (-8,8 TWh) e a ciclo combinato (-6,3 TWh) prevalentemente in Argentina, Italia, Spagna, Cile e Russia, per quest'ultima in seguito al completo deconsolidamento delle società presenti, che ha portato a una diminuzione dell'energia netta prodotta di 10,1 TWh.

Al netto delle variazioni imputabili alla cessione di attivi afferenti all'annunciato piano di dismissioni, la produzione risulta sostanzialmente stabile (+0,7%). In diminuzione anche la produzione derivante dagli impianti nucleari per 1 TWh. La produzione dalle fonti rinnovabili ha registrato un incremento di 5,8 TWh rispetto al valore rilevato nell'analogo periodo del 2022, in particolare da fonte idroelettrica (+3,7 TWh) prevalentemente in Italia e Colombia, solare (+1,6 TWh) principalmente in Cile e Spagna ed eolica (+0,5 TWh) prevalentemente in Brasile e Spagna.

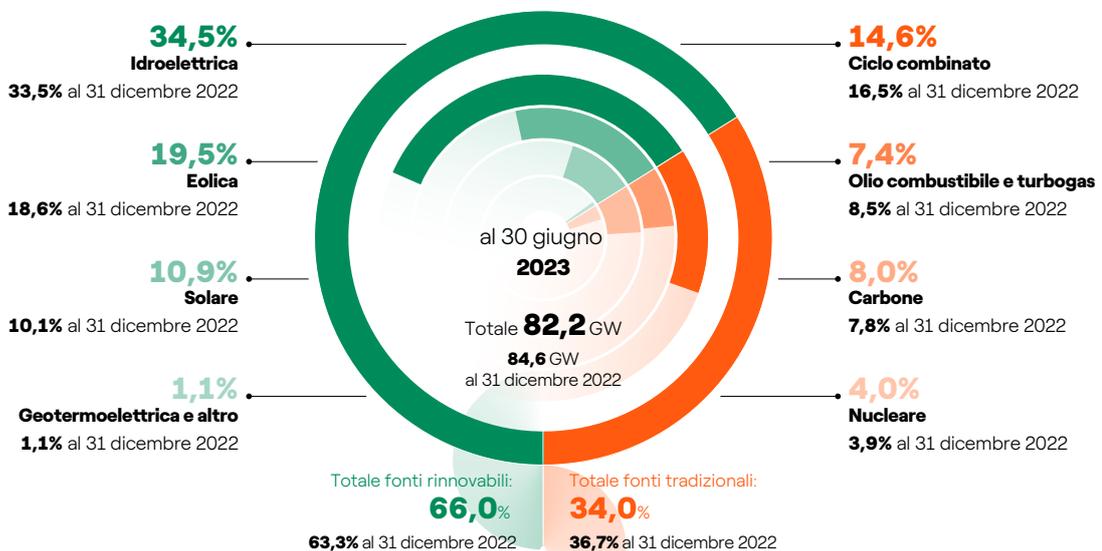
Energia elettrica netta prodotta per fonte nel 1° semestre 2023



La **potenza efficiente netta installata totale** del Gruppo è diminuita di 2,4 GW nel primo semestre 2023, principalmente a seguito del deconsolidamento delle società argentine Enel Generación Costanera e Central Dock Sud, che ha comportato una diminuzione della potenza di 1,2

GW nell'oil & gas e di 1,9 GW nel ciclo combinato. Tale diminuzione è stata solo parzialmente compensata dalla maggiore capacità netta eolica registrata in Brasile e Cile, e solare in Perù, Colombia e Stati Uniti.

Potenza efficiente installata netta per fonte al 30 giugno 2023



Distribuzione e accesso all'energia elettrica, ecosistemi e piattaforme

		1° semestre			
		2023	2022	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	TWh	239,6	253,4	(13,8)	-5,4%
SAID ⁽²⁾	minuti medi	203,9	230,5 ⁽⁴⁾	(26,6)	-11,5%
Utenti finali con smart meter attivi ^{(1) (2)}	n.	46.273.352	45.450.182	823.170	1,8%
<hr/>					
Energia venduta da Enel	TWh	149,5	157,5	(8,0)	-5,1%
Clienti retail	n.	65.370.211	69.961.536	(4.591.325)	-6,6%
<hr/>					
Punti di ricarica pubblici ^{(1) (3)}	n.	24.052	22.112 ⁽⁴⁾	1.940	8,8%
Demand response	MW	9.294	7.932	1.362	17,2%

(1) Il dato del 2022 tiene conto di una più puntuale determinazione.

(2) Di cui smart meter di seconda generazione 27,4 milioni nel primo semestre 2023 e 24,4 milioni nel primo semestre 2022.

(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 24.944 al 30 giugno 2023 e 22.617 al 31 dicembre 2022.

(4) Al 31 dicembre 2022.

L'elettrificazione degli usi finali è la leva strategica cardine per decarbonizzare progressivamente l'economia, rendere più efficienti i trasporti, ridurre gli impatti ambientali e digitalizzare le nostre case e città. L'accesso a soluzioni sostenibili che risultino convenienti, innovative, flessibili e digitali non può prescindere dall'efficientamento e dalla digitalizzazione delle infrastrutture, in particolare le reti di distribuzione, così come dalla partecipazione al cambiamento da parte dei clienti, che possono attivamente contribuire, fornendo il supporto necessario, nel percorso di elettrificazione e accesso a un'energia conveniente, sicura e verde.

Il Gruppo Enel, quindi, come grande player globale si pone alla guida e al servizio del cambiamento per sviluppare la rete del futuro, 'intelligente', moderna e flessibile, impegnandosi a garantire un servizio di qualità, accessibile e affidabile attraverso una rete elettrica efficiente, digitalizzata e integrata nel territorio e con le comunità. Consapevole del ruolo strategico di tale infrastruttura e della sua potenzialità di interconnettere i diversi attori del mercato dell'energia, il Gruppo ha lanciato quindi Grid Futurability®, un approccio industriale globale e orientato al cliente che Enel sta adottando per rinnovare, rafforzare ed espandere le proprie reti nei prossimi anni. Nell'ambito del piano Grid Futurability® e coerentemente con la strategia del Gruppo, è stato avviato un lavoro sinergico con i diversi attori della catena del valore, finalizzato a definire il percorso verso le emissioni zero e la completa decarbonizzazione della rete, attraverso il coinvolgimento attivo dei principali stakeholder (associazioni settoriali, università, centri di ricerca, altri

Distribution System Operator (DSO), fornitori, appaltatori ecc.).

Inoltre, proseguono le attività legate a Gridspertise, una nuova realtà industriale e commerciale che offre soluzioni innovative, flessibili, sostenibili e integrate agli operatori del settore elettrico e della distribuzione (DSO), proponendosi al mercato come partner affidabile per dare slancio alla trasformazione digitale delle reti elettriche di tutto l'ecosistema di settore, nel quadro della transizione energetica. Nel corso del 2022 Enel ha rivisto interamente la catena del valore applicando il concetto del Sustainable by Design e ha ridisegnato i processi produttivi e di gestione a fine vita degli asset di rete con l'obiettivo di ridurre il consumo di materie prime e gli impatti ambientali a esso associati, massimizzando nello stesso tempo il valore economico degli asset. In quest'ottica, la rete rappresenta infatti anche una 'miniera di materiali' che opportunamente rigenerati possono essere utilizzati come input per la produzione di nuovi asset o di nuovi prodotti in altre filiere produttive.

Il Gruppo Enel si impegna, inoltre, a promuovere l'accesso a un servizio elettrico sostenibile, affidabile, e sicuro, garantendo che l'erogazione di tale servizio raggiunga il maggior numero di clienti, anche quelli a rischio e più vulnerabili. L'accesso universale all'energia è una delle principali forze trainanti per combattere la povertà e garantire una crescita economica e sostenibile nel lungo periodo. In quest'ambito, si segnala che al 30 giugno 2023 i beneficiari di nuove connessioni in aree rurali e suburbane sono circa 297.000⁽³⁾.

(3) Per tale indicatore è stato riportato un valore pari al consuntivo al 31 maggio e per il solo mese di giugno un valore stimato sulla base di proiezioni.

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo semestre 2023 è pari a 239,6 TWh, in diminuzione di 13,8 TWh (-5,4%, -2,6% al netto della variazione relativa al perimetro di consolidamento) rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2022, prevalentemente in Italia (-7,2 TWh), in Brasile (-6,7 TWh) e in Cile (-1,3 TWh), solo parzialmente compensata dalla maggiore energia trasportata in Spagna (+1 TWh) e Argentina (+0,7 TWh).

L'energia venduta da Enel nel primo semestre 2023 è pari a 149,5 TWh e registra un decremento di 8,0 TWh (-5,1%, -1,7% a parità di perimetro) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

In particolare, si rilevano minori quantità vendute principalmente sul mercato regolato in Italia (-4,0 TWh), in Brasile (-4,0 TWh) per effetto della vendita di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) nel 2022 e in Spagna (-0,8 TWh). Tale variazione è stata solo parzialmente compensata dall'aumento rilevato in Argentina (+0,6 TWh), Cile (+0,5 TWh) e Perù (+0,2 TWh).

Le azioni del Gruppo a favore del miglioramento continuo dei processi di gestione dei clienti in termini di efficienza, efficacia e soddisfazione hanno portato, nel corso del primo semestre 2023, a un incremento dei clienti digitali, ovvero clienti registrati tramite servizi online, web o app. Ciò è attribuibile alle sei "regole d'oro" delineate nel 2022 e attuate strutturalmente in tutti i Paesi al fine di promuovere l'uso dei servizi digitali da parte dei clienti attraverso l'implementazione di iniziative specifiche su tutti i canali disponibili: completa copertura dei punti di contatto del cliente, "call to action" chiaro ed esplicito, semplificazione del Customer Journey, campagne outbound che promuovono la registrazione e l'utilizzo di applicazioni "mobile",

coinvolgimento di tutti i canali di contatto (telefonici e fisici), incentivazione del programma fedeltà esistente. Al 30 giugno 2023 i clienti digitali risultano pari al 40,7% sul totale della customer base Enel.

Enel prosegue inoltre il suo impegno per favorire la partecipazione attiva dei clienti alla transizione energetica, attraverso lo sviluppo di nuovi servizi, il supporto nella comprensione dei consumi da parte dei clienti e un maggiore controllo degli stessi, rendendo l'uso dell'energia elettrica pulita sempre più accessibile e diffuso nelle case (B2C), nelle imprese (B2B) e nel settore pubblico (B2G) e accelerando al contempo la digitalizzazione dei servizi per una maggiore efficienza nell'uso dell'energia stessa.

Inoltre, l'attenzione nei confronti delle vulnerabilità rappresenta anche una fonte di stimolo e di innovazione sociale continua, come dimostra per esempio il servizio di interpretariato per la lingua dei segni, sottotitolatura e traduzione, sviluppato insieme a due startup (VEASYT e Pedius) e lanciato lo scorso aprile all'interno di cinque punti vendita in Italia.

Infine, nel settore della mobilità, il Gruppo conta al 30 giugno 2023 un numero di punti di ricarica pubblici pari a 24.052 unità, di cui 1.940 sono le unità installate nel corso del primo semestre 2023 (principalmente in Italia e Spagna). Enel, dunque, continua a rafforzare il proprio ruolo di abilitatore alla transizione energetica lungo l'intera catena del valore, promuovendo una mobilità sostenibile, attraverso lo sviluppo di tecnologie di ricarica avanzate e soluzioni flessibili volte a migliorare l'esperienza del cliente e al contempo supportare l'elettrificazione dei trasporti per consumatori, imprese e città.

Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale

Principali indicatori legati al cambiamento climatico e alla sostenibilità ambientale⁽⁴⁾

		1° semestre		
		2023	2022	Variazioni
Intensità delle emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia (SBTi) ⁽¹⁾	(gCO _{2eq} /kWh)	173	236	(63,0) -26,7%
Intensità delle emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (SBTi) ⁽²⁾	(gCO _{2eq} /kWh)	182	221	(39,0) -17,6%
Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale ⁽³⁾	(MtCO _{2eq})	11,09	13,68	(2,6) -18,9%
Emissioni specifiche SO ₂	(g/kWh)	0,09	0,07	- 28,6%
Emissioni specifiche NO _x	(g/kWh)	0,26	0,37	(0,11) -29,7%
Emissioni specifiche polveri	(g/kWh)	0,01	0,01	- -
Prelievo di acqua in zone water stressed ⁽⁴⁾	(%)	19,8	19,6	0,2 1,0%
Prelievo specifico di acqua dolce ⁽⁴⁾	(l/kWh)	0,19	0,23	(0,04) -17,4%
Produzione da fonti rinnovabili sul totale	(%)	59,3	47,4	11,9 25,1%
Prezzo di riferimento della CO ₂	(€/t)	86,8	83,3	3,5 4,2%
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon	(milioni di euro)	8.678	5.867	2.811 47,9%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon	(milioni di euro)	6.109	5.500	609 11,1%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale	(%)	95,1	92,7	2,4 2,6%

- (1) KPI corrispondente al nuovo target certificato da SBTi nel 2022. Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni dirette (Scope 1) relative alla produzione di elettricità (incluse CO₂, CH₄, N₂O), rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore ed esclusa la produzione a pompaggio.
- (2) KPI corrispondente al nuovo target certificato da SBTi nel 2022. Le emissioni specifiche sono calcolate considerando la combinazione del totale delle emissioni dirette (Scope 1) relative alla produzione di elettricità (incluse CO₂, CH₄, N₂O) e delle emissioni GHG indirette di Gruppo (Scope 3) derivanti dalla generazione di energia elettrica acquistata e venduta ai clienti finali, rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore ed esclusa la produzione a pompaggio, e al totale dell'acquisto di elettricità.
- (3) KPI corrispondente al nuovo target certificato da SBTi nel 2022, relativo all'utilizzo del gas venduto ai clienti finali. Il valore delle emissioni derivanti dalla combustione del gas naturale è calcolato a partire dal valore in energia (TWh) del gas venduto per il suo fattore di emissione (fonte: IPCC per CO₂, N₂O e CH₄).
- (4) I valori relativi al primo semestre 2022 sono stati ricalcolati per effetto dell'inclusione del contributo relativo all'acqua di raffreddamento in alcune centrali nucleari in Spagna e dei prelievi della fabbrica 3SUN.

Nel primo semestre 2023 l'intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia, pari a 173 gCO_{2eq}/kWh, si è ridotta del 26,7% rispetto al primo semestre 2022 a seguito di una riduzione nella produzione termoelettrica e della vendita degli impianti termoelettrici in Russia e in Argentina. Inoltre, l'intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power, pari a 182 gCO_{2eq}/kWh, si è ridotta del 17,6% a seguito di quanto sopra riportato e di una riduzione nei volumi di vendita di energia. Infine, le emissioni assolute di GHG Scope 3 relative al Gas Retail, pari a 11,09 MtCO_{2eq}, si sono ridotte del 18,9% a seguito di una riduzione nei volumi di vendita di gas al cliente finale.

L'energia prodotta da Enel nel primo semestre 2023 da fonti rinnovabili si attesta al 59,3% della produzione totale, in aumento di circa 12 punti percentuali rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

La riduzione degli impatti ambientali associati all'esercizio dei propri impianti e asset è per Enel un obiettivo strategico, perseguito attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili e delle migliori pratiche internazionali.

Per quanto riguarda le emissioni di inquinanti in atmosfera legate alla produzione termoelettrica, nel primo semestre 2023 si sono registrati valori specifici di NO_x pari a 0,26 g/kWh, ridotti del 29,7% rispetto al primo semestre 2022, legati alla minore produzione complessiva degli impianti a gas e CCGT. Le emissioni specifiche di polveri sono rimaste pressoché invariate, con un valore pari a 0,01 g/kWh, mentre le emissioni specifiche di SO₂, pari a 0,09 g/kWh, sono aumentate del 28,6% a seguito di una maggior produzione a carbone e a combustibile liquido.

(4) I valori relativi alle emissioni e acque per il primo semestre 2023 riportati nel presente paragrafo sono stati calcolati considerando il dato consuntivato dal 1° gennaio 2023 al 31 maggio 2023 e il valore di budget per il periodo 1° giugno 2023 - 30 giugno 2023.

Protezione e valorizzazione del capitale naturale

La protezione del capitale naturale e la lotta ai cambiamenti climatici sono considerati fattori strategici e integrati nella pianificazione, nell'esercizio e nello sviluppo delle attività del Gruppo, per promuovere lo sviluppo economico sostenibile delle comunità in cui operiamo, nonché determinanti per consolidare la leadership dell'Azienda nei mercati dell'energia.

Come azienda energetica, le attività operative dipendono dalle risorse naturali, ma allo stesso tempo hanno un impatto su di esse; per questo motivo Enel integra valutazioni

di rischio e opportunità nei propri processi decisionali allineati ai principali framework internazionali (TCFD e TNFD) e nella governance del Gruppo, attraverso la definizione di target misurabili e con tempistiche definite.

La decarbonizzazione del mix energetico, insieme agli obiettivi di riduzione degli impatti sulla natura, di recupero di habitat e della condivisione dei benefici dei servizi ecosistemici con le comunità con cui interagiamo, sono elementi cardine della strategia di sostenibilità dell'Azienda.

Gestione responsabile della risorsa idrica

		1° semestre			
		2023	2022 ⁽¹⁾	Variazioni	
Totale prelievi di acqua	Megalitri	30.143,4	36.713,9	(6.570,5)	-17,9%
Prelievo di acqua in zone water stressed	%	19,8	19,6	0,2	1,0%

(1) I valori relativi al primo semestre 2022 sono stati ricalcolati per effetto dell'inclusione del contributo relativo all'acqua di raffreddamento in alcune centrali nucleari in Spagna, e dei prelievi della fabbrica 3SUN.

L'acqua rappresenta un elemento essenziale per la produzione elettrica, in particolar modo per la produzione termoelettrica e nucleare, per quanto il progressivo passaggio alle fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico, ne stanno riducendo il fabbisogno complessivo. I fabbisogni complessivi di acqua per l'attività produttiva vengono coperti attraverso il prelievo da fonti cosiddette "non scarse" (acqua di mare) e da fonti scarse (acque dolci superficiali, sotterranee e a uso civile). Nel primo semestre 2023 il prelievo complessivo di acqua è stato pari a 30.143,4 megalitri, in riduzione del 17,9% rispetto al primo semestre 2022 per effetto della diminuzione della produzione termoelettrica convenzionale e dell'interruzione delle attività della fabbrica 3SUN per upgrade della linea di produzione. A partire dal 2022, Enel ha rinnovato e rilanciato il suo impegno a preservare la risorsa idrica adottando un nuovo target ancora più sfidante rivolto alla riduzione del prelievo specifico

di acqua dolce. Nel primo semestre 2023 il prelievo specifico complessivo di acqua dolce è stato pari a 0,19 l/kWh, in calo del 17,4% rispetto allo stesso periodo del 2022.

Enel effettua il costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica (aree "water stressed") al fine di garantire la più efficiente gestione della risorsa. In particolare, per i siti di produzione individuati come "critici"⁽⁵⁾, ossia ricadenti in aree water stressed e che effettuano prelievi di acqua dolce per esigenze di processo, vengono analizzate le modalità di gestione delle acque al fine di minimizzare i consumi e massimizzare i prelievi da fonti non scarse (acque reflue, industriali e di mare).

I prelievi di acqua nelle aree "water stressed" sono stati pari al 19,8% del valore complessivo, pressoché invariati rispetto allo stesso periodo del 2022 (19,6%).

L'impegno di Enel per la biodiversità

Enel ha una consolidata esperienza nella gestione e tutela della biodiversità nei pressi dei propri siti produttivi in un numero sempre crescente di Paesi. Come presidio generale, Enel si è dotata dal 2019 di una Linea Guida di Gruppo, che delinea i principi e le procedure per la gestione degli impatti sulla biodiversità durante l'intero ciclo di vita degli

impianti, dalla fase di sviluppo fino all'esercizio e al decommissioning.

L'identificazione dei potenziali impatti sulla biodiversità e la natura è fondamentale al fine di definire le strategie più efficaci per evitare, minimizzare, rimediare o compensare gli effetti associati, in linea con quanto previsto dalla Mitiga-

(5) Mappatura effettuata in linea con i criteri del GRI con riferimento alle condizioni di "(baseline) Water Stress" indicate dal World Resources Institute Aqueduct Water Risk Atlas.

tion Hierarchy. Analogamente, l'identificazione delle dipendenze dalla biodiversità e dal capitale naturale consente di identificare le strategie più opportune per ridurre i rischi per l'Azienda derivanti da queste dipendenze.

Nei diversi territori in cui il Gruppo è presente vengono promossi specifici progetti allo scopo di contribuire alla salvaguardia degli ecosistemi, delle specie e dei relativi habitat. I progetti comprendono una vasta gamma di interventi: inventari e monitoraggi, programmi di tutela spe-

cifici per la conservazione di particolari specie a rischio di estinzione, studi e ricerche metodologiche, ripopolamenti e reimpianti, realizzazione di supporti infrastrutturali per favorire la presenza e il movimento delle specie (per es., nidi artificiali nelle linee di distribuzione per l'avifauna, scale di risalita presso gli impianti idroelettrici per la fauna ittica), programmi di restaurazione ecologica e riforestazioni. Esempi di misure di mitigazione degli impatti sulla biodiversità, in applicazione della relativa policy, sono disponibili nella sezione Sostenibilità del sito Enel.com.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	Conto economico ordinario ⁽¹⁾				Conto economico			
	1° semestre		1° semestre		1° semestre		1° semestre	
	2023	2022	Variazioni		2023	2022 ⁽²⁾	Variazioni	
Ricavi	48.817	67.258	(18.441)	-27,4%	47.095	65.630	(18.535)	-28,2%
Costi	36.498	60.369	(23.871)	-39,5%	35.835	58.836	(23.001)	-39,1%
Risultati netti da contratti su commodity	(1.580)	1.409	(2.989)	-	(1.584)	1.409	(2.993)	-
Margine operativo lordo	10.739	8.298	2.441	29,4%	9.676	8.203	1.473	18,0%
Ammortamenti e impairment	3.644	3.671	(27)	-0,7%	3.551	3.680	(129)	-3,5%
Risultato operativo	7.095	4.627	2.468	53,3%	6.125	4.523	1.602	35,4%
Proventi finanziari	3.829	6.260	(2.431)	-38,8%	3.822	6.255	(2.433)	-38,9%
Oneri finanziari	5.417	7.282	(1.865)	-25,6%	5.443	7.250	(1.807)	-24,9%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.588)	(1.022)	(566)	-55,4%	(1.621)	(995)	(626)	-62,9%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	101	62	39	62,9%	27	62	(35)	-56,5%
Risultato prima delle imposte	5.608	3.667	1.941	52,9%	4.531	3.590	941	26,2%
Imposte	1.565	996 ^{(3) (4)}	569	57,1%	1.519	1.007 ⁽⁴⁾	512	50,8%
Risultato netto delle continuing operation	4.043	2.671^{(3) (4)}	1.372	51,4%	3.012	2.583⁽⁴⁾	429	16,6%
Risultato netto delle discontinued operation	-	-	-	-	71	(632)	703	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	4.043	2.671^{(3) (4)}	1.372	51,4%	3.083	1.951⁽⁴⁾	1.132	58,0%
Quota di interessenza del Gruppo	3.279	2.157 ^{(3) (4)}	1.122	52,0%	2.513	1.692 ⁽⁴⁾	821	48,5%
Quota di interessenza di terzi	764	514 ⁽⁴⁾	250	48,6%	570	259 ⁽⁴⁾	311	-

- (1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti. 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).
- (2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
- (3) Per una più puntuale rappresentazione le imposte relative alle partite ordinarie del primo semestre 2022 sono state rideterminate per tener conto del carattere straordinario del contributo di solidarietà contabilizzato nel corso del primo semestre 2022 per complessivi 50 milioni di euro. Tale adeguamento ha comportato anche la rideterminazione del "Risultato netto del periodo" e della "Quota di interessenza del Gruppo" per il medesimo periodo.
- (4) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022 ⁽¹⁾	Variazioni	
Vendite energia elettrica	25.923	31.629	(5.706)	-18,0%
Trasporto energia elettrica	5.670	5.519	151	2,7%
Corrispettivi da gestori di rete	705	386	319	82,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	689	410	279	68,0%
Vendite e trasporto gas	4.728	4.642	86	1,9%
Vendite di combustibili	1.319	2.215	(896)	-40,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	427	385	42	10,9%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	520	881	(361)	-41,0%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo	4.889	17.325	(12.436)	-71,8%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	760	657	103	15,7%
Altri proventi	1.465	1.581	(116)	-7,3%
Totale	47.095	65.630	(18.535)	-28,2%

- (1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation". Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Nel primo semestre 2023 i **ricavi** hanno registrato un decremento da ricondurre alla riduzione delle quantità di energia prodotte e vendute unitamente alla diminuzione dei prezzi di vendita delle commodity rilevata nel corso del periodo che ha anche significativamente impattato la valorizzazione dei contratti di vendita con consegna fisica.

La riduzione dei ricavi ha risentito, inoltre, degli effetti derivanti dall'uscita dal perimetro di consolidamento di talune società cedute nel corso del secondo semestre 2022 (in particolare Enel Transmisión Chile, Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e CGT Fortaleza in Brasile) e dalla rilevazione nel primo semestre 2022 del provento realizzato dalla cessione di Ufnet (220 milioni di euro).

Costi

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022 ⁽¹⁾	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	12.681	22.041	(9.360)	-42,5%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.409	3.315	94	2,8%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	7.384	20.594	(13.210)	-64,1%
Materiali	1.117	1.898	(781)	-41,1%
Costo del personale	2.477	2.270	207	9,1%
Servizi e godimento beni di terzi	7.293	8.038	(745)	-9,3%
Oneri per certificati ambientali	1.352	1.366	(14)	-1,0%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	349	-	349	-
Contributi straordinari di solidarietà	208	-	208	-
Altri costi	1.120	733	387	52,8%
Costi capitalizzati	(1.555)	(1.419)	(136)	-9,6%
Totale	35.835	58.836	(23.001)	-39,1%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation". Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Analogamente a quanto commentato per i ricavi anche i **costi** nel primo semestre 2023 hanno subito un significativo decremento prevalentemente per gli effetti connessi alla riduzione delle quantità acquistate in un regime di

prezzi medi decrescenti delle commodity che, anche in questo caso, hanno generato un effetto nella valorizzazione dei contratti con consegna fisica.

Risultati netti da contratti su commodity

I **proventi netti da contratti su commodity** connessi alle attività di copertura nel primo semestre 2023 hanno registrato

un decremento di 2.993 milioni di euro prevalentemente per effetto della stabilizzazione dei prezzi di mercato.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.807	2.722	(915)	-33,6%
Enel Green Power	2.160	1.335	825	61,8%
Enel Grids	4.207	3.650	557	15,3%
Mercati finali	2.554	253	2.301	-
Enel X	158	406	(248)	-61,1%
Holding, Servizi e Altro	(147)	(68)	(79)	-
Totale	10.739	8.298	2.441	29,4%

Il **marginale operativo lordo ordinario** è in aumento di 2.441 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente nonostante egli effetti connessi alle variazioni di perimetro dovute alle operazioni di cessione di taluni asset nel corso del secondo semestre 2022. Escludendo il provento di 220 milioni di euro rilevato nel primo semestre 2022 per la cessione parziale di Ufnet, il business integrato della Global Power Generation, del Trading e del Global Retail ha registrato un incremento complessivo di 2.183 milioni di euro. Tale variazione positiva è essenzialmente riconducibile al miglioramento dei risultati nelle vendite sui Mercati finali, principalmente in Italia e Spagna, che riflettono una normalizzazione dei margini rispetto al primo semestre 2022, caratterizzato da una significativa instabilità

nei prezzi. Con riferimento alla generazione, la maggiore produzione di energia rinnovabile (+5,8 TWh), in particolare da fonte idroelettrica, unitamente al diverso andamento del prezzo di vendita nelle attività di trading, ha sostanzialmente compensato gli effetti delle minori quantità di energia prodotte da fonte convenzionale e della rilevazione del clawback in Italia (233 milioni di euro).

Il margine operativo lordo ordinario di Enel Grids è in crescita di 557 milioni di euro essenzialmente per gli adeguamenti tariffari in Brasile e in Italia e per il riconoscimento in Romania dei differenziali di prezzo sulle quantità connesse alle perdite di rete (234 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Il **marginale operativo lordo** ammonta nel primo semestre 2023 a 9.676 milioni di euro (8.203 milioni di euro nel primo semestre 2022).

Gli elementi non ricorrenti inclusi nel margine operativo lordo al 30 giugno 2023 sono relativi alle cessioni di Central Dock Sud (194 milioni di euro) ed Enel Generación Costanera (155 milioni di euro), alla cessione dei motogeneratori

di El Chocón (18 milioni di euro) e ai contributi straordinari di solidarietà rilevati in Spagna (208 milioni di euro). Infine, il margine operativo lordo non include i risultati operativi inerenti alle discontinued operation rilevati in una voce separata di Conto economico così come previsto dall'IFRS 5 per le attività nette classificate come discontinued operation.

Milioni di euro	1° semestre 2023						Totale
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi, Altro ed elisioni	
Margine operativo lordo ordinario	1.807	2.160	4.207	2.554	158	(147)	10.739
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(349)	(18)	-	-	-	-	(367)
Contributi straordinari di solidarietà	-	-	-	-	-	(208)	(208)
Risultati ordinari su discontinued operation	(4)	(141)	(289)	(40)	(12)	(2)	(488)
Margine operativo lordo	1.454	2.001	3.918	2.514	146	(357)	9.676

Milioni di euro	1° semestre 2022 ⁽¹⁾						Totale
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi, Altro ed elisioni	
Margine operativo lordo ordinario	2.722	1.335	3.650	253	406	(68)	8.298
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(54)	-	(10)	(2)	(1)	(8)	(75)
Risultati ordinari su discontinued operation	(30)	(137)	44	115	(9)	15	(2)
Costi da COVID-19	(3)	(3)	(8)	(1)	-	(3)	(18)
Margine operativo lordo	2.635	1.195	3.676	365	396	(64)	8.203

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation". Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.422	2.290	(868)	-37,9%
Enel Green Power	1.368	592	776	-
Enel Grids	2.710	2.173	537	24,7%
Mercati finali	1.811	(510)	2.321	-
Enel X	67	297	(230)	-77,4%
Holding, Servizi e Altro	(283)	(215)	(68)	-31,6%
Totale	7.095	4.627	2.468	53,3%

Il **risultato operativo ordinario** del primo semestre 2023 si incrementa di 2.468 milioni di euro sostanzialmente in linea con il margine operativo lordo ordinario tenuto conto che le minori svalutazioni dei crediti commerciali sono

state sostanzialmente compensate dai maggiori ammortamenti del periodo per l'entrata in funzione di nuovi impianti realizzati negli ultimi 12 mesi.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre 2023						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi, Altro ed elisioni	Totale
Risultato operativo ordinario	1.422	1.368	2.710	1.811	67	(283)	7.095
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(349)	(18)	-	-	-	-	(367)
Contributi straordinari di solidarietà	-	-	-	-	-	(208)	(208)
Risultati ordinari su discontinued operation	(3)	(113)	(246)	(22)	(10)	(1)	(395)
Risultato operativo	1.070	1.237	2.464	1.789	57	(492)	6.125

Milioni di euro	1° semestre 2022 ⁽¹⁾						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi, Altro ed elisioni	Totale
Risultato operativo ordinario	2.290	592	2.173	(510)	297	(215)	4.627
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(62)	-	(10)	(2)	(1)	(8)	(83)
Adeguamenti di valore	(71)	(8)	(15)	(3)	-	-	(97)
Risultati ordinari su discontinued operation	(18)	(108)	86	126	(8)	16	94
Costi da COVID-19	(3)	(3)	(8)	(1)	-	(3)	(18)
Risultato operativo	2.136	473	2.226	(390)	288	(210)	4.523

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation". Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Si segnala che gli adeguamenti di valore del primo semestre 2022 per complessivi 97 milioni di euro includono l'adeguamento di valore al fair value delle attività nette rife-

rite alla società di generazione brasiliana CGT Fortaleza (71 milioni di euro).

Risultato netto delle discontinued operation

Il risultato netto delle discontinued operation accoglie, nel primo semestre 2023, i risultati economici relativi alle discontinued operation delle società che compongono le aree geografiche di Romania e Grecia che soddisfano i requisiti previsti dall'IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate". Si evidenzia che nei valori "reported" sono inclusi gli effetti dell'ulteriore adeguamento di valore delle società rumene (per 218 mi-

lioni di euro al netto dell'effetto fiscale) per allineare il loro valore contabile al 30 giugno 2023 al presumibile valore di realizzo desumibile dagli accordi con la controparte. Si precisa che i dati riportati nel prospetto di Conto economico del 2022, ai soli fini comparativi, sono stati oggetto di rideterminazione. Si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato abbreviato al 30 giugno 2023 per maggiori dettagli.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del primo semestre 2023 ammonta a 3.279 milioni di euro, con un incremento di 1.122 milioni di euro rispetto ai 2.157 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+52,0%). In particolare, il citato incremento del risultato operativo ordinario è stato solo in parte compensato dalla gestione

finanziaria, i cui maggiori oneri netti risultano connessi sia al rialzo dei tassi di interesse sia all'incremento dell'indebitamento finanziario medio nei due periodi a confronto e dal maggior onere fiscale conseguente il miglioramento della gestione operativa.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** del primo semestre 2023 ammonta a 2.513 milioni di euro (1.692 milioni di euro nel primo semestre 2022), con un incremento di 821 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2022. Nella tabella seguente è presentata la riconciliazione tra il risultato net-

to del Gruppo ordinario e il risultato netto del Gruppo nel primo semestre 2023, 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	1° semestre	
	2023	2022
Risultato netto del Gruppo ordinario	3.279	2.157⁽¹⁾(2)
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(306)	-
Risultati non ordinari su discontinued operation	(211)	(297)
Contributi straordinari di solidarietà	(148)	(50) ⁽¹⁾
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	(74)	(24)
Adeguamenti di valore	(27)	(55)
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	-	(28)
Costi da COVID-19	-	(11)
Risultato netto del Gruppo	2.513	1.692⁽²⁾

(1) Per una più puntuale rappresentazione le imposte relative alle partite ordinarie del primo semestre 2022 sono state rideterminate per tener conto del carattere straordinario del contributo di solidarietà contabilizzato nel corso del primo semestre 2022 per complessivi 50 milioni di euro. Tale adeguamento ha comportato anche la rideterminazione del "Risultato netto del periodo" e della "Quota di interessenza del Gruppo" per il medesimo periodo.

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder

Milioni di euro	1° semestre		
	2023	2022	Variazione
Valore economico generato direttamente	47.433	65.750	(18.317)
Valore economico distribuito direttamente			
Costi operativi	33.762	54.282	(20.520)
Costo del personale e benefit	2.006	1.817	189
Pagamenti a finanziatori di capitale (azionisti e finanziatori)	4.151	3.580	571
Pagamenti alla Pubblica Amministrazione	2.837	1.982	855
	42.756	61.661	(18.905)
Valore economico trattenuto	4.677	4.089	588

Il valore economico generato⁽⁶⁾ e distribuito direttamente da Enel fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo abbia creato ricchezza per tutti gli stakeholder. Il decremento del valore economico generato direttamente e dei costi operativi risente prevalentemente del decremento dei prezzi medi e dei volumi intermediati di commodity energetiche, in particolare del gas e dell'energia elettrica.

I pagamenti ai finanziatori di capitale si incrementano essenzialmente per l'incremento degli interessi passivi, principalmente per effetto dell'aumento dei tassi di interesse, conseguente alle politiche monetarie restrittive implementate per fronteggiare le crescenti pressioni inflattive, e dell'incremento del debito medio del periodo.

(6) Valore economico elaborato in base al principio GRI 201-1.

Analisi della struttura patrimoniale 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 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	106.355	106.135	220	0,2%
- avviamento	13.197	13.742	(545)	-4,0%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.397	1.281	116	9,1%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(3.160)	(5.139)	1.979	38,5%
Totale attività immobilizzate nette	117.789	116.019	1.770	1,5%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	15.770	16.605	(835)	-5,0%
- rimanenze	4.430	4.853	(423)	-8,7%
- crediti/(debiti) netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.912)	(1.083)	(2.829)	-
- altre attività/(passività) correnti nette	(11.539)	(11.193)	(346)	-3,1%
- debiti commerciali	(11.327)	(17.641)	6.314	35,8%
Totale capitale circolante netto	(6.578)	(8.459)	1.881	22,2%
Capitale investito lordo	111.211	107.560	3.651	3,4%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.439)	(2.202)	(237)	-10,8%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.567)	(5.999) ⁽¹⁾	(568)	-9,5%
Totale fondi diversi	(9.006)	(8.201)	(805)	-9,8%
Attività nette possedute per la vendita	5.824	2.789	3.035	-
Capitale investito netto	108.029	102.148	5.881	5,8%
Patrimonio netto complessivo	45.870	42.080⁽¹⁾	3.790	9,0%
Indebitamento finanziario netto	62.159	60.068	2.091	3,5%

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2023 è pari a 108.029 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 45.870 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 62.159 milioni di euro. L'incremento del capitale investito netto deriva principalmente:

- dall'incremento delle altre attività non correnti nette, dovuto soprattutto alla minor incidenza dei derivati passivi sulle commodity energetiche per la riduzione dei prezzi delle stesse;
- dall'incremento del capitale circolante netto, legato alla riduzione dei debiti verso fornitori prevalentemente per effetto della riduzione dei prezzi delle commodity.

Le **attività nette possedute per la vendita** si incrementano per effetto della classificazione delle attività inerenti alla generazione e alla distribuzione in Perù e di Arcadia, società di generazione rinnovabile in Cile, tenuto conto dello stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione.

Il **patrimonio netto complessivo** al 30 giugno 2023 si incrementa di 3.790 milioni di euro soprattutto per il rafforzamento delle valute estere nei confronti dell'euro che ha comportato una variazione positiva della riserva di conversione di 508 milioni di euro, per la variazione delle riserve di

cash flow hedge (positiva per 1.588 milioni di euro), per le nuove emissioni di obbligazioni ibride perpetue per complessivi 986 milioni di euro, al netto di riacquisti e cancellazioni, per l'adeguamento all'iperinflazione in Argentina pari a 427 milioni di euro e per il risultato di periodo pari a 3.083

milioni di euro. Tale incremento è in parte compensato dai dividendi distribuiti nel primo semestre 2023 per 2.902 milioni di euro e dai coupon pagati ai titolari di obbligazioni ibride per 64 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto.

Milioni di euro	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	14.894	15.261	(367)	-2,4%
- obbligazioni	48.464	50.079	(1.615)	-3,2%
- debiti verso altri finanziatori	2.786	2.851	(65)	-2,3%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>66.144</i>	<i>68.191</i>	<i>(2.047)</i>	<i>-3,0%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.951)	(4.213)	262	6,2%
Indebitamento netto a lungo termine	62.193	63.978	(1.785)	-2,8%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.282	890	392	44,0%
- altri finanziamenti a breve verso banche	1.431	1.320	111	8,4%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.713</i>	<i>2.210</i>	<i>503</i>	<i>22,8%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	3.357	1.612	1.745	-
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	322	333	(11)	-3,3%
Commercial paper	4.816	13.838	(9.022)	-65,2%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.949	1.513	436	28,8%
Altri debiti finanziari a breve termine	207	1.721	(1.514)	-88,0%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>10.651</i>	<i>19.017</i>	<i>(8.366)</i>	<i>-44,0%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(2.629)	(2.838)	209	7,4%
Crediti finanziari - cash collateral	(4.257)	(8.319)	4.062	48,8%
Altri crediti finanziari a breve termine	(477)	(2.266)	1.789	78,9%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.193)	(11.119)	4.926	44,3%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(13.556)</i>	<i>(24.542)</i>	<i>10.986</i>	<i>44,8%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(192)	(3.315)	3.123	94,2%
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti	158	(595)	753	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	62.159	60.068	2.091	3,5%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	1.899	892	1.007	-

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 62.159 milioni di euro al 30 giugno 2023, non inclusivo al 30 giugno 2023 della posizione riferita alle attività nette classificate come disponibili per la vendita per un valore complessivo pari a 1.899 milioni di euro, registra un incremento di 2.091 milioni di euro rispetto ai 60.068 milioni di euro al 31 dicembre 2022 con una riduzione dell'indebitamento finanziario net-

to a lungo termine, pari a 1.161 milioni di euro, e un aumento in quello a breve termine, pari a 3.252 milioni di euro. Tali variazioni tengono conto della ripartizione tra breve e lungo termine della variazione dei derivati netti di cambio connessi a finanziamenti che è stata rispettivamente di 129 milioni di euro e 624 milioni di euro.

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto, pari a 2.091 milioni di euro (+3,5%), è dovuto principalmente al fabbisogno finanziario connesso: (i) agli investimenti del periodo (6.424 milioni di euro comprensivi di 382 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita); e (ii) al pagamento di dividendi per complessivi 2.393 milioni di euro, comprensivi di coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride per 64 milioni di euro.

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa, dalla componente di debito finanziario netto classificato tra le passività relative alle attività disponibili per la vendita,

soprattutto in Perù, e dalle emissioni di nuove obbligazioni ibride perpetue, nel corso dei primi sei mesi del 2023, al netto di riacquisti e cancellazioni effettuati.

In conseguenza di ciò, al 30 giugno 2023, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto **"rapporto debt to equity"**, è pari a 1,36 (1,43 al 31 dicembre 2022).

Al 30 giugno 2023 l'**indebitamento finanziario lordo** totale, in diminuzione di 9.910 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022, è pari a 79.508 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 30.06.2023			al 31.12.2022		
	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	71.105	8.403	79.508	71.026	18.392	89.418
di cui:						
- indebitamento cui sono associati obiettivi di sostenibilità	44.516	4.952	49.468	42.561	13.977	56.538
Indebitamento cui sono associati obiettivi di sostenibilità/Totale indebitamento lordo (%)			62%			63%

In particolare, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 71.105 milioni di euro, di cui 44.516 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili e risulta costituito da:

- obbligazioni per 51.821 milioni di euro, di cui 30.920 milioni di euro riferibili a prestiti obbligazionari sostenibili, in aumento di 130 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto delle nuove emissioni obbligazionarie, formate principalmente dal sustainability-linked bond di 1.500 milioni di euro emesso da Enel Finance International nel mese di febbraio 2023, parzialmente compensate dai rimborsi, dalle variazioni positive di cambio e dal deconsolidamento delle obbligazioni delle società peruviane;
- finanziamenti bancari per 16.176 milioni di euro, di cui 13.596 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, che aumentano di 25 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022;
- debiti verso altri finanziatori per 3.108 milioni di euro che diminuiscono di 76 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine** è pari a 8.403 milioni di euro, in diminuzione di 9.989 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022; tale variazione è riconducibile principalmente alla riduzione di commercial paper da 13.838 milioni di euro a 4.816 milioni di euro e degli altri debiti finanziari a breve termine da 1.721 milioni di euro a 207 milioni di euro.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari complessivamente a 17.507 milioni di euro, diminuiscono di 11.248 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022 principalmente per la riduzione di 4.926 milioni di euro delle disponibilità presso banche e titoli a breve e di 4.062 milioni di euro dei cash collateral versati.

I **derivati netti su cambio connesso a finanziamenti**, che fanno riferimento al fair value dei cross currency swap stipulati a copertura dei finanziamenti in valuta estera verso terze parti, evidenziano un saldo positivo pari a 158 milioni di euro a fronte di un saldo negativo pari a 595 milioni di euro del 31 dicembre 2022.

Flussi finanziari

Per maggiori dettagli sui flussi finanziari dell'anno si rimanda alla nota 32 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	323	324	(1)	-0,3%
Enel Green Power	2.610	2.557	53	2,1%
Enel Grids	2.559	2.390	169	7,1%
Mercati finali	288	392	(104)	-26,5%
Enel X	167	144	23	16,0%
Holding, Servizi e Altro	95	82	13	15,9%
Totale⁽¹⁾	6.042	5.889	153	2,6%

(1) Il dato non include 382 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" al primo semestre 2023 (42 milioni di euro al primo semestre 2022).

Gli **investimenti** del primo semestre 2023 ammontano a 6.042 milioni di euro, in aumento di 153 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

Al fine di rispondere agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli gli investimenti nella rete di distribuzione rappresentano un punto fermo per il Gruppo e nel primo semestre 2023 risultano in aumento in Italia (342 milioni di euro), in Spagna (58 milioni di euro) e in Colombia (20 milioni di euro) principalmente per interventi migliorativi, manutenzione correttiva sulla rete, attività di quality remote control e le smart grid. Tale incremento è stato parzialmente compensato dalle diminuzioni registrate prevalentemente in Brasile e Cile.

Il Gruppo Enel, inoltre, guidato da obiettivi di efficienza e

di transizione energetica, ha continuato a investire soprattutto nelle energie rinnovabili. In particolare, l'aumento ha riguardato principalmente l'Italia (506 milioni di euro), il Brasile (170 milioni di euro), la Colombia (87 milioni di euro) e la Spagna (87 milioni di euro). Tali aumenti sono solo in parte mitigati dai minori investimenti negli Stati Uniti (445 milioni di euro), in Canada (128 milioni di euro), in Cile (111 milioni di euro) e in India (37 milioni di euro).

L'incremento degli investimenti di Enel X si registra principalmente in Italia per 24 milioni di euro nei business e-Home e ViviMeglio e in Brasile per 11 milioni di euro.

In diminuzione gli investimenti nei Mercati finali, soprattutto in Italia (70 milioni di euro) e Spagna (30 milioni di euro).

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici per Linea di Business è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due semestri messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato e descritto in precedenza.

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Linea di Business;
- Settore secondario: Area Geografica.

La Linea di Business, quindi, 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 dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

HOLDING 							
Regioni/ Paesi	Linee di Business Globali					Business locali	
	Generazione Termoelettrica	Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Enel X	Mercati finali	Servizi
Italia							
Iberia							
Europa							
Africa, Asia e Oceania							
Nord America							
America Latina							

Il modello organizzativo continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Enel

Grids, Mercati finali, Enel X, Holding, Servizi e Altro) e Aree Geografiche (Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding).

Risultati per Settore primario (Linea di Business) del secondo trimestre 2023 e 2022

Secondo trimestre 2023⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	3.747	1.736	4.299	10.417	428	54	20.681	-	20.681
Ricavi e altri proventi intersettoriali	3.746	813	723	392	7	508	6.189	(6.189)	-
Totale ricavi e altri proventi	7.493	2.549	5.022	10.809	435	562	26.870	(6.189)	20.681
Risultati netti da contratti su commodity	(590)	(97)	-	(259)	(1)	3	(944)	-	(944)
Margine operativo lordo	474	1.018	1.925	1.484	87	(78)	4.910	1	4.911
Ammortamenti e impairment	187	392	718	329	44	67	1.737	-	1.737
Risultato operativo	287	626	1.207	1.155	43	(145)	3.173	1	3.174

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

Secondo trimestre 2022^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	12.306	1.613	4.476	12.541	521	37	31.494	-	31.494
Ricavi e altri proventi intersettoriali	4.779	589	788	1.158	1	535	7.850	(7.850)	-
Totale ricavi e altri proventi	17.085	2.202	5.264	13.699	522	572	39.344	(7.850)	31.494
Risultati netti da contratti su commodity	490	(31)	-	(206)	(10)	(2)	241	14	255
Margine operativo lordo	1.071	552	1.881	108	80	(39)	3.653	1	3.654
Ammortamenti e impairment	288	381	759	388	68	78	1.962	-	1.962
Risultato operativo	783	171	1.122	(280)	12	(117)	1.691	1	1.692

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

(2) I dati relativi al secondo trimestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Risultati per Settore primario (Linea di Business) del primo semestre 2023 e 2022

Primo semestre 2023⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	9.545	3.508	8.598	24.482	866	96	47.095	-	47.095
Ricavi e altri proventi intersettoriali	10.126	1.604	1.552	991	17	994	15.284	(15.284)	-
Totale ricavi	19.671	5.112	10.150	25.473	883	1.090	62.379	(15.284)	47.095
Risultati netti da contratti su commodity	(1.117)	4	-	(470)	(1)	-	(1.584)	-	(1.584)
Margine operativo lordo	1.454	2.001	3.918	2.514	146	(357)	9.676	-	9.676
Ammortamenti e impairment	384	764	1.454	725	89	135	3.551	-	3.551
Risultato operativo	1.070	1.237	2.464	1.789	57	(492)	6.125	-	6.125
Investimenti	323⁽²⁾	2.610⁽³⁾	2.559⁽⁴⁾	288⁽⁵⁾	167⁽⁶⁾	95⁽⁷⁾	6.042	-	6.042

(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" o "discontinued operation".

(3) Il dato non include 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

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

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

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

Primo semestre 2022^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	25.197	3.018	8.608	27.567	1.163	77	65.630	-	65.630
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.176	1.193	1.598	1.557	28	962	14.514	(14.514)	-
Totale ricavi	34.373	4.211	10.206	29.124	1.191	1.039	80.144	(14.514)	65.630
Risultati netti da contratti su commodity	1.221	62	-	105	(10)	3	1.381	28	1.409
Margine operativo lordo	2.635	1.195	3.676	365	396	(79)	8.188	15	8.203
Ammortamenti e impairment	499	722	1.450	755	108	146	3.680	-	3.680
Risultato operativo	2.136	473	2.226	(390)	288	(225)	4.508	15	4.523
Investimenti	324	2.557⁽³⁾	2.390	392	144⁽⁴⁾	82	5.889	-	5.889

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

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(3) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

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

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base alle diverse Regioni/Paesi.

Nella seguente tabella il margine operativo lordo ordinario è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo

di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Linea di Business, ma anche per Area Geografica.

Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda quindi al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Margine operativo lordo ordinario⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Enel Grids		
	1° semestre			1° semestre			1° semestre		
	2023	2022	Variazione	2023	2022	Variazione	2023	2022	Variazione
Italia	737	1.555	(818)	146	(367)	513	1.859	1.752	107
Iberia	1.002	952	50	440	261	179	858	838	20
America Latina	84	176	(92)	1.135	952	183	1.208	1.093	115
<i>Argentina</i>	15	47	(32)	12	12	-	(58)	(38)	(20)
<i>Brasile</i>	(10)	62	(72)	271	234	37	852	683	169
<i>Cile</i>	(2)	(27)	25	317	202	115	53	97	(44)
<i>Colombia</i>	4	18	(14)	373	347	26	241	248	(7)
<i>Perù</i>	78	77	1	114	97	17	120	103	17
<i>Panama</i>	(1)	(1)	-	44	38	6	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	4	22	(18)	-	-	-
Europa	9	48	(39)	134	139	(5)	282	(50)	332
<i>Romania</i>	9	1	8	103	83	20	282	(50)	332
<i>Russia</i>	-	47	(47)	(1)	14	(15)	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	32	42	(10)	-	-	-
Nord America	(35)	(11)	(24)	299	314	(15)	-	-	-
<i>Stati Uniti e Canada</i>	(34)	(10)	(24)	251	272	(21)	-	-	-
<i>Messico</i>	(1)	(1)	-	48	42	6	-	-	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	34	55	(21)	-	-	-
<i>Sudafrica</i>	-	-	-	22	47	(25)	-	-	-
<i>India</i>	-	-	-	7	4	3	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	5	4	1	-	-	-
Altro	10	2	8	(28)	(19)	(9)	-	17	(17)
Totale	1.807	2.722	(915)	2.160	1.335	825	4.207	3.650	557

(1) Il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Mercati finali			Enel X			Holding, Servizi e Altro			Totale		
1° semestre			1° semestre			1° semestre			1° semestre		
2023	2022	Variazione	2023	2022	Variazione	2023	2022	Variazione	2023	2022	Variazione
2.051	313	1.738	68	53	15	22	56	(34)	4.883	3.362	1.521
297	(174)	471	38	41	(3)	-	6	(6)	2.635	1.924	711
174	226	(52)	33	58	(25)	(64)	(45)	(19)	2.570	2.460	110
3	6	(3)	2	3	(1)	(4)	(2)	(2)	(30)	28	(58)
106	124	(18)	(2)	(1)	(1)	(17)	(11)	(6)	1.200	1.091	109
30	35	(5)	3	(2)	5	(43)	(32)	(11)	358	273	85
21	49	(28)	17	46	(29)	-	-	-	656	708	(52)
14	12	2	13	12	1	-	-	-	339	301	38
-	-	-	-	-	-	-	-	-	43	37	6
-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	22	(18)
40	(115)	155	11	18	(7)	-	(1)	1	476	39	437
40	(115)	155	9	8	1	1	1	-	444	(72)	516
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	61	(62)
-	-	-	2	10	(8)	(1)	(2)	1	33	50	(17)
(2)	1	(3)	11	22	(11)	(13)	(12)	(1)	260	314	(54)
(1)	-	(1)	8	22	(14)	(13)	(12)	(1)	211	272	(61)
(1)	1	(2)	3	-	3	-	-	-	49	42	7
-	-	-	(1)	(11)	10	(2)	(1)	(1)	31	43	(12)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	47	(25)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	4	3
-	-	-	(1)	(11)	10	(2)	(1)	(1)	2	(8)	10
(6)	2	(8)	(2)	225	(227)	(90)	(71)	(19)	(116)	156	(272)
2.554	253	2.301	158	406	(248)	(147)	(68)	(79)	10.739	8.298	2.441

Generazione Termoelettrica e Trading



Mauro, Referente Piombino, Livorno, Isola d'Elba, Enel Green Power e Thermal Generation Italia – Ex centrale termoelettrica di Piombino, sito in riqualificazione nell'ambito del percorso di transizione energetica.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Impianti a carbone	6.881	9.937	(3.056)	-30,8%
Impianti a olio combustibile e turbogas	4.184	13.026	(8.842)	-67,9%
Impianti a ciclo combinato	18.033	24.355	(6.322)	-26,0%
Impianti nucleari	12.441	13.447	(1.006)	-7,5%
Totale produzione netta	41.539	60.765	(19.226)	-31,6%
- di cui Italia	10.911	13.890	(2.979)	-21,4%
- di cui Iberia	22.198	24.924	(2.726)	-10,9%
- di cui America Latina	8.430	11.895	(3.465)	-29,1%
- di cui Europa	-	10.056	(10.056)	-

La generazione da fonte termoelettrica ha subito un decremento di 19.226 milioni di kWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2022 anche per effetto della maggiore produzione rinnovabile, soprattutto da fonte idroelettrica.

Il decremento della generazione da impianti a olio combustibile e turbogas e da impianti a ciclo combinato, rispettivamente per 8.842 milioni di kWh e 6.322 milioni di kWh, è riconducibile principalmente alla Russia, a seguito della cessione dell'intera partecipazione detenuta nel capitale

sociale di PJSC Enel Russia, nonché all'Argentina sia per la cessione dell'intera quota detenuta in CGTF - Central Generadora Termelétrica Fortaleza SA sia per la cessione di Enel Generación Costanera.

Il decremento della generazione da impianti a carbone per 3.056 milioni di kWh è riconducibile all'Italia (1.922 milioni di kWh), all'America Latina (748 milioni di kWh) e all'Iberia (386 milioni di kWh), mentre il decremento della generazione da impianti nucleari per 1.006 milioni di kWh è stato registrato in Spagna.

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Impianti a carbone	6.590	6.590	-	-
Impianti a olio combustibile e turbogas	6.087	7.204	(1.117)	-15,5%
Impianti a ciclo combinato	11.983	13.895	(1.912)	-13,8%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	27.988	31.017	(3.029)	-9,8%
- di cui Italia	11.610	11.569	41	0,4%
- di cui Iberia	12.751	12.751	-	-
- di cui America Latina	3.627	6.697	(3.070)	-45,8%

La potenza efficiente netta rispetto a fine 2022 si riduce di 3.029 MW principalmente a seguito della vendita dell'impianto a olio combustibile e turbogas e di quello a ciclo

combinato di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
7.493	17.085 ⁽¹⁾	(9.592)	-56,1%	Ricavi	19.671	34.373 ⁽¹⁾	(14.702)	-42,8%
474	1.071 ⁽¹⁾	(597)	-55,7%	Margine operativo lordo	1.454	2.635 ⁽¹⁾	(1.181)	-44,8%
664	1.107	(443)	-40,0%	Margine operativo lordo ordinario	1.807	2.722	(915)	-33,6%
287	783 ⁽¹⁾	(496)	-63,3%	Risultato operativo	1.070	2.136 ⁽¹⁾	(1.066)	-49,9%
476	892	(416)	-46,6%	Risultato operativo ordinario	1.422	2.290	(868)	-37,9%
				Investimenti	323 ⁽²⁾	324	(1)	-0,3%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

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

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni di dettaglio della Generazione Termoelettrica e Trading relative ai soli ricavi della generazione termoelettrica e nucleare.

Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare

Milioni di euro	1° semestre		
	2023	2022	Variazione
Ricavi^{(1) (2)}			
Ricavi da generazione termoelettrica	7.121	9.553	-25,5%
- di cui da generazione a carbone	1.921	3.283	-41,5%
Ricavi da generazione nucleare	712	824	-13,6%
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	15,1%	14,6%	
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	4,1%	5,0%	
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	1,5%	1,3%	

(1) I ricavi oggetto di analisi si riferiscono a quelli di "settore" e comprendono le partite verso terzi e gli scambi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2023.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
4.728	12.687	(7.959)	-62,7%	Italia		12.589	26.622	(14.033)	-52,7%
2.187	3.560	(1.373)	-38,6%	Iberia		5.628	6.249	(621)	-9,9%
582	788	(206)	-26,1%	America Latina		1.399	1.456	(57)	-3,9%
(6)	48	(54)	-	- di cui Argentina		23	82	(59)	-72,0%
165	260	(95)	-36,5%	- di cui Brasile		322	486	(164)	-33,7%
275	367	(92)	-25,1%	- di cui Cile		780	668	112	16,8%
74	49	25	51,0%	- di cui Colombia		133	98	35	35,7%
74	64	10	15,6%	- di cui Perù		141	122	19	15,6%
40	62	(22)	-35,5%	Nord America		66	86	(20)	-23,3%
-	12	(12)	-	Europa		-	19	(19)	-
-	12	(12)	-	- di cui Romania		-	19	(19)	-
19	20	(1)	-5,0%	Altro		41	49	(8)	-16,3%
(63)	(44)	(19)	-43,2%	Elisioni e rettifiche		(52)	(108)	56	51,9%
7.493	17.085	(9.592)	-56,1%	Totale		19.671	34.373	(14.702)	-42,8%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I ricavi dei primi sei mesi del 2023 sono pari a 19.671 milioni di euro, con un decremento di 14.702 milioni di euro rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2022. La variazione è

dovuta prevalentemente al decremento della produzione di energia termoelettrica.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
579	536	43	8,0%	Italia		737	1.555	(818)	-52,6%
149	474	(325)	-68,6%	Iberia		1.002	952	50	5,3%
(50)	97	(147)	-	America Latina		84	176	(92)	-52,3%
(4)	29	(33)	-	- di cui Argentina		15	47	(32)	-68,1%
(6)	36	(42)	-	- di cui Brasile		(10)	62	(72)	-
(86)	(21)	(65)	-	- di cui Cile		(2)	(27)	25	92,6%
7	12	(5)	-41,7%	- di cui Colombia		4	18	(14)	-77,8%
40	41	(1)	-2,4%	- di cui Perù		78	77	1	1,3%
(1)	-	(1)	-	- di cui altri Paesi		(1)	(1)	-	-
(18)	(19)	1	5,3%	Nord America		(35)	(11)	(24)	-
(1)	21	(22)	-	Europa		9	48	(39)	-81,3%
(1)	4	(5)	-	- di cui Romania		9	1	8	-
-	17	(17)	-	- di cui Russia		-	47	(47)	-
5	(2)	7	-	Altro		10	2	8	-
664	1.107	(443)	-40,0%	Totale		1.807	2.722	(915)	-33,6%

Il decremento del margine operativo lordo ordinario, pari a 915 milioni di euro, è da ricondurre prevalentemente alla minore produzione da fonte termoelettrica. Il mix di generazione ha favorito il ricorso alla generazione da fonte rinnovabile anche per la maggiore idraulicità del periodo.

La riduzione riflette anche la variazione del perimetro di consolidamento legata alle cessioni di CGT Fortaleza in Brasile, Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina.

Il **marginale operativo lordo** pari a 1.454 milioni di euro (2.635 milioni di euro nel primo semestre 2022) risente, oltre a quanto già commentato per il margine operativo lordo ordinario, della diversa incidenza, nei due periodi a confronto, delle partite non ordinarie. In particolare, nel primo semestre 2023 ammontano a 353 milioni di euro,

relativi principalmente agli oneri connessi alla cessione di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina (349 milioni di euro), mentre nel primo semestre 2022 le partite non ordinarie ammontavano complessivamente a 87 milioni di euro.

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
541	500	41	8,2%	Italia	664	1.491	(827)	-55,5%
19	347	(328)	-94,5%	Iberia	740	688	52	7,6%
(68)	50	(118)	-	America Latina	36	85	(49)	-57,6%
2	6	(4)	-66,7%	- di cui Argentina	10	4	6	-
(7)	34	(41)	-	- di cui Brasile	(10)	57	(67)	-
(93)	(31)	(62)	-	- di cui Cile	(17)	(46)	29	63,0%
-	8	(8)	-	- di cui Colombia	(6)	9	(15)	-
32	33	(1)	-3,0%	- di cui Perù	63	62	1	1,6%
(2)	-	(2)	-	- di cui altri Paesi	(4)	(1)	(3)	-
(19)	(19)	-	-	Nord America	(36)	(11)	(25)	-
(2)	16	(18)	-	Europa	8	36	(28)	-77,8%
(2)	4	(6)	-	- di cui Romania	8	1	7	-
-	12	(12)	-	- di cui Russia	-	35	(35)	-
5	(2)	7	-	Altro	10	1	9	-
476	892	(416)	-46,6%	Totale	1.422	2.290	(868)	-37,9%

La variazione del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario e dei minori ammortamenti e perdite di valore per 47 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, soprattutto per la cessione delle società argentine di generazione, Enel Generación Costanera e Central Dock Sud.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2023 pari a 1.070 milioni di euro (2.136 milioni di euro nel primo semestre 2022) risente di quanto già commentato per il risultato operativo ordinario e della variazione delle partite non ordinarie già commentate per il margine operativo lordo, relative agli oneri connessi alla cessione di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre		
	2023	2022	Variazioni
Italia	167	170	(3) -1,8%
Iberia	112	92	20 21,7%
America Latina	43	49	(6) -12,2%
Europa	-	13	(13) -
Totale	323⁽¹⁾	324	(1) -0,3%

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

Gli **investimenti** del primo semestre 2023 sono sostanzialmente in linea con il primo semestre 2022.



Enel Green Power



Davide, Shift Manager, Enel Green Power e Thermal Generation Italia - 3SUN Gigafactory, Catania, uno dei più grandi impianti di produzione di moduli fotovoltaici di nuova generazione in Europa.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Idroelettrica	27.980	24.286	3.694	15,2%
Geotermoelettrica	2.974	3.076	(102)	-3,3%
Eolica	22.526	22.020	506	2,3%
Solare	6.958	5.336	1.622	30,4%
Altre fonti	22	23	(1)	-4,3%
Totale produzione netta	60.460	54.741	5.719	10,4%
- di cui Italia	10.654	9.177	1.477	16,1%
- di cui Iberia	7.291	6.215	1.076	17,3%
- di cui America Latina	27.399	23.922	3.477	14,5%
- di cui Europa	1.163	1.310	(147)	-11,2%
- di cui Nord America	12.798	12.407	391	3,2%
- di cui Africa, Asia e Oceania	1.155	1.710	(555)	-32,5%

Nel primo semestre 2023 la produzione netta complessiva di energia elettrica registra un aumento rispetto ai valori prodotti nel primo semestre 2022 riconducibile alla maggiore produzione idroelettrica, solare ed eolica.

La maggiore produzione idroelettrica è stata registrata principalmente in Italia (+1.591 milioni di kWh), in Colombia (+1.389 milioni di kWh), in Cile (+268 milioni di kWh), in Argentina (+223 milioni di kWh) in Brasile (+188 milioni di kWh) e in Iberia (+147 milioni di kWh), in parte compensata dalla minore produzione del Perù (-105 milioni di kWh).

La produzione da fonte solare risulta in crescita prevalentemente in Cile (+732 milioni di kWh), in Iberia (+453 milioni di kWh), negli Stati Uniti (+338 milioni di euro) e in Brasile (+71 milioni di kWh).

La produzione da fonte eolica ha registrato gli aumenti più significativi in Brasile (+780 milioni di kWh), in Iberia (+475 milioni di kWh) e negli Stati Uniti (+167 milioni di kWh), in parte compensati dalla minore produzione registrata in Sudafrica (-561 milioni di kWh), Messico (-158 milioni di kWh) e Perù (-96 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Idroelettrica	28.360	28.355	5	-
Geotermoelettrica	931	931	-	-
Eolica	16.014	15.735	279	1,8%
Solare	8.939	8.534	405	4,7%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	54.250	53.561	689	1,3%
- di cui Italia	14.688	14.683	5	-
- di cui Iberia	9.293	9.293	-	-
- di cui America Latina	18.446	17.827	619	3,5%
- di cui Europa	1.083	1.020	63	6,2%
- di cui Nord America	9.702	9.532	170	1,8%
- di cui Africa, Asia e Oceania	1.038	1.206	(168)	-13,9%

L'incremento della potenza efficiente netta è dovuto principalmente alla costruzione di nuovi impianti solari in Colombia e negli Stati Uniti e di impianti eolici in Brasile e Cile.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
2.549	2.202 ⁽¹⁾	347	15,8%	Ricavi	5.112	4.211 ⁽¹⁾	901	21,4%
1.018	552 ⁽¹⁾	466	84,4%	Margine operativo lordo	2.001	1.195 ⁽¹⁾	806	67,4%
1.101	608	493	81,1%	Margine operativo lordo ordinario	2.160	1.335	825	61,8%
626	171 ⁽¹⁾	455	-	Risultato operativo	1.237	473 ⁽¹⁾	764	-
695	219	476	-	Risultato operativo ordinario	1.368	592	776	-
				Investimenti	2.610 ⁽²⁾	2.557 ⁽³⁾	53	2,1%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) Il dato non include 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(3) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2023.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
588	536	52	9,7%	Italia	1.378	968	410	42,4%
306	218	88	40,4%	Iberia	629	502	127	25,3%
1.308	1.017	291	28,6%	America Latina	2.399	1.975	424	21,5%
8	11	(3)	-27,3%	- di cui Argentina	18	19	(1)	-5,3%
221	186	35	18,8%	- di cui Brasile	420	343	77	22,4%
687	493	194	39,4%	- di cui Cile	1.217	944	273	28,9%
265	211	54	25,6%	- di cui Colombia	503	446	57	12,8%
52	45	7	15,6%	- di cui Perù	108	92	16	17,4%
51	42	9	21,4%	- di cui Panama	91	84	7	8,3%
24	29	(5)	-17,2%	- di cui altri Paesi	42	47	(5)	-10,6%
302	378	(76)	-20,1%	Nord America	624	663	(39)	-5,9%
252	296	(44)	-14,9%	- di cui Stati Uniti e Canada	514	525	(11)	-2,1%
50	82	(32)	-39,0%	- di cui Messico	110	138	(28)	-20,3%
-	9	(9)	-	Europa	-	9	(9)	-
-	9	(9)	-	- di cui Russia	-	9	(9)	-
36	57	(21)	-36,8%	Africa, Asia e Oceania	77	105	(28)	-26,7%
72	51	21	41,2%	Altro	144	114	30	26,3%
(63)	(64)	1	1,6%	Elisioni e rettifiche	(139)	(125)	(14)	-11,2%
2.549	2.202	347	15,8%	Totale	5.112	4.211	901	21,4%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

L'aumento dei **ricavi** è riconducibile prevalentemente all'incremento delle quantità prodotte e vendute in Italia, Cile,

Brasile e Iberia, soprattutto da fonte idroelettrica e solare, a prezzi medi crescenti.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
165	(185)	350	-	Italia	146	(367)	513	-
222	116	106	91,4%	Iberia	440	261	179	68,6%
516	450	66	14,7%	America Latina	1.135	952	183	19,2%
27	6	21	-	- di cui Argentina	12	12	-	-
147	128	19	14,8%	- di cui Brasile	271	234	37	15,8%
89	56	33	58,9%	- di cui Cile	317	202	115	56,9%
190	175	15	8,6%	- di cui Colombia	373	347	26	7,5%
53	49	4	8,2%	- di cui Perù	114	97	17	17,5%
14	22	(8)	-36,4%	- di cui Panama	44	38	6	15,8%
(4)	14	(18)	-	- di cui altri Paesi	4	22	(18)	-81,8%
144	159	(15)	-9,4%	Nord America	299	314	(15)	-4,8%
128	145	(17)	-11,7%	- di cui Stati Uniti e Canada	251	272	(21)	-7,7%
16	14	2	14,3%	- di cui Messico	48	42	6	14,3%
60	59	1	1,7%	Europa	134	139	(5)	-3,6%
45	26	19	73,1%	- di cui Romania	103	83	20	24,1%
-	11	(11)	-	- di cui Russia	(1)	14	(15)	-
16	22	(6)	-27,3%	- di cui Grecia	33	42	(9)	-21,4%
(1)	-	(1)	-	- di cui altri Paesi	(1)	-	(1)	-
16	26	(10)	-38,5%	Africa, Asia e Oceania	34	55	(21)	-38,2%
(22)	(17)	(5)	-29,4%	Altro	(28)	(19)	(9)	-47,4%
1.101	608	493	81,1%	Totale	2.160	1.335	825	61,8%

La variazione positiva del **margine operativo lordo ordinario** del primo semestre 2023, registrata soprattutto in Italia, Iberia, Cile e Brasile, è sostanzialmente riferibile agli effetti delle maggiori quantità prodotte e vendute (anche a seguito dell'acquisizione e all'entrata in funzione di nuovi impianti soprattutto in Spagna) a prezzi mediamente più alti rispetto al periodo a confronto anche per effetto delle attività di copertura.

Tali effetti sono stati in parte compensati in Italia dal maggiore impatto del clawback (233 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** pari a 2.001 milioni di euro (1.195 milioni di euro nel primo semestre 2022) include la minusvalenza per la cessione dei motogeneratori di El Chocón in Argentina (18 milioni di euro) ed esclude i risultati delle discontinued operation nei due periodi a confronto.

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
82	(270)	352	-	Italia	(15)	(523)	508	97,1%
152	49	103	-	Iberia	304	129	175	-
400	348	52	14,9%	America Latina	915	757	158	20,9%
26	5	21	-	- di cui Argentina	9	9	-	-
108	99	9	9,1%	- di cui Brasile	202	179	23	12,8%
41	14	27	-	- di cui Cile	225	121	104	86,0%
178	162	16	9,9%	- di cui Colombia	350	322	28	8,7%
46	41	5	12,2%	- di cui Perù	99	83	16	19,3%
9	18	(9)	-50,0%	- di cui Panama	35	30	5	16,7%
(8)	9	(17)	-	- di cui altri Paesi	(5)	13	(18)	-
35	68	(33)	-48,5%	Nord America	86	136	(50)	-36,8%
25	62	(37)	-59,7%	- di cui Stati Uniti e Canada	51	109	(58)	-53,2%
10	6	4	66,7%	- di cui Messico	35	27	8	29,6%
46	43	3	7,0%	Europa	104	110	(6)	-5,5%
39	20	19	95,0%	- di cui Romania	92	72	20	27,8%
-	10	(10)	-	- di cui Russia	(2)	12	(14)	-
7	13	(6)	-46,2%	- di cui Grecia	15	26	(11)	-42,3%
-	-	-	-	- di cui altri Paesi	(1)	-	(1)	-
9	4	5	-	Africa, Asia e Oceania	14	14	-	-
(29)	(23)	(6)	-26,1%	Altro	(40)	(31)	(9)	-29,0%
695	219	476	-	Totale	1.368	592	776	-

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente dei fenomeni illustrati nel margine operativo lordo ordinario; rispetto al medesimo periodo dello scorso anno si registrano maggiori ammortamenti di immobilizzazioni materiali per 61 milioni di euro per effetto dei nuovi impianti entrati in funzione nel periodo.

L'incremento del **risultato operativo**, pari a 764 milioni di euro, rispetto al primo semestre 2022 risente dei fenomeni citati nel margine operativo lordo e nel risultato operativo ordinario, nonché dell'impatto della riclassifica delle discontinued operation che a livello di risultato operativo è stato pari a 113 milioni di euro nei primi sei mesi del 2023 e a 108 milioni di euro nei primi sei mesi del 2022.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Italia	898	392	506	-
Iberia	376	289	87	30,1%
America Latina	844	727	117	16,1%
Nord America	480	1.056	(576)	-54,5%
Europa	-	25	(25)	-
Africa, Asia e Oceania	5	59	(54)	-91,5%
Altro	7	9	(2)	-22,2%
Totale	2.610⁽¹⁾	2.557⁽²⁾	53	2,1%

(1) Il dato non include 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(2) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** del primo semestre 2023 registrano un incremento di 53 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile essenzialmente a:

- maggiori investimenti in Italia per 506 milioni di euro, principalmente in sistemi di accumulo energia a batteria (BESS) e impianti solari;
- maggiori investimenti in America Latina per 117 milioni di euro prevalentemente in Brasile e Colombia, in parte compensati dai minori investimenti in Cile e Perù;
- maggiori investimenti in Iberia per 87 milioni di euro prevalentemente in impianti solari;
- minori investimenti in Nord America per 576 milioni di euro registrati soprattutto in impianti eolici e solari;
- minori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 54 milioni di euro riferiti principalmente a impianti eolici e solari in India e Australia;
- minori investimenti in impianti eolici in Europa.

Enel Grids



Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	239.622	253.411	(13.789)	-5,4%
- di cui Italia	103.139	110.343	(7.204)	-6,5%
- di cui Iberia	67.048	66.078	970	1,5%
- di cui America Latina ⁽²⁾	62.087	69.176	(7.089)	-10,2%
- di cui Europa ⁽²⁾	7.348	7.814	(466)	-6,0%
Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽¹⁾	46.273.352	45.450.182	823.170	1,8%

(1) Il dato del primo semestre 2022 è stato più puntualmente rideterminato.

Nel corso del primo semestre 2023 si riscontra un decremento dell'energia trasportata sulla rete (-5,4%) da ricondursi principalmente:

- all'Italia (-6,5%), dove si registra un decremento della domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in bassa, media, alta e altissima tensione; lievemente ridotto ri-

spetto all'anno precedente anche il dato dell'energia distribuita ad altri distributori;

- all'America Latina (-10,2%), in particolare in Brasile e Cile rispettivamente per la cessione a dicembre 2022 di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e di Enel Transmisión Chile SA.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
SAIFI (n. medio)				
Italia	1,7	1,6	0,1	6,2%
Iberia	1,3	1,3	-	-
Argentina	6,8	5,3	1,5	28,3%
Brasile	3,6	4,5	(0,9)	-20,0%
Cile	1,3	1,6	(0,3)	-18,8%
Colombia	4,2	3,9	0,3	7,7%
Perù	2,7	2,9	(0,2)	-6,9%
Romania ⁽¹⁾	2,5	2,6	(0,1)	-3,8%

(1) Il dato al 31 dicembre 2022 ha subito una rideterminazione.

Durata media di interruzioni per cliente

	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
SAIDI (minuti medi)				
<i>Italia</i> ⁽¹⁾	45,6	41,8	3,8	9,1%
<i>Iberia</i> ⁽¹⁾	67,8	64,3	3,5	5,4%
<i>Argentina</i>	1.108,1	892,0	216,1	24,2%
<i>Brasile</i>	440,6	547,3	(106,7)	-19,5%
<i>Cile</i> ⁽¹⁾	137,7	158,6	(20,9)	-13,2%
<i>Colombia</i>	324,6	320,0	4,6	1,4%
<i>Perù</i> ⁽¹⁾	646,3	610,3	36,0	5,9%
<i>Romania</i> ⁽¹⁾	87,4	90,4	(3,0)	-3,3%

(1) Il dato al 31 dicembre 2022 ha subito una rideterminazione.

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento nella maggior parte delle aree geografiche anche se l'indicatore

SAIDI relativo alle interruzioni in Argentina è tuttora elevato, in particolare per guasti ai sistemi di trasmissione di alta tensione non gestiti dal Gruppo.

Perdite di rete

	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Perdite di rete (% media)				
<i>Italia</i>	4,8	4,7	0,1	2,1%
<i>Iberia</i>	6,9	7,0	(0,1)	-1,4%
<i>Argentina</i>	16,5	17,1	(0,6)	-3,5%
<i>Brasile</i>	13,4	13,5	(0,1)	-0,7%
<i>Cile</i>	5,4	5,1	0,3	5,9%
<i>Colombia</i>	7,5	7,5	-	-
<i>Perù</i>	8,2	8,2	-	-
<i>Romania</i>	8,5	8,5	-	-

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
5.022	5.264 ⁽¹⁾	(242)	-4,6%	Ricavi	10.150	10.206 ⁽¹⁾	(56)	-0,5%
1.925	1.881 ⁽¹⁾	44	2,3%	Margine operativo lordo	3.918	3.676 ⁽¹⁾	242	6,6%
1.996	1.919	77	4,0%	Margine operativo lordo ordinario	4.207	3.650	557	15,3%
1.207	1.122 ⁽¹⁾	85	7,6%	Risultato operativo	2.464	2.226 ⁽¹⁾	238	10,7%
1.256	1.154	102	8,8%	Risultato operativo ordinario	2.710	2.173	537	24,7%
				Investimenti	2.559 ⁽²⁾	2.390	169	7,1%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2023.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
1.898	1.745	153	8,8%	Italia	3.733	3.431	302	8,8%
605	607	(2)	-0,3%	Iberia	1.216	1.177	39	3,3%
2.521	2.897	(376)	-13,0%	America Latina	5.187	5.559	(372)	-6,7%
246	227	19	8,4%	- di cui Argentina	456	394	62	15,7%
1.505	1.885	(380)	-20,2%	- di cui Brasile	3.179	3.680	(501)	-13,6%
335	371	(36)	-9,7%	- di cui Cile	695	694	1	0,1%
200	201	(1)	-0,5%	- di cui Colombia	379	375	4	1,1%
235	213	22	10,3%	- di cui Perù	478	416	62	14,9%
94	127	(33)	-26,0%	Altro	190	261	(71)	-27,2%
(96)	(112)	16	14,3%	Elisioni e rettifiche	(176)	(222)	46	20,7%
5.022	5.264	(242)	-4,6%	Totale	10.150	10.206	(56)	-0,5%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Il decremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente alle attività di distribuzione in Brasile connesse alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), avvenuta nel secondo semestre 2022, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dall'incremento, in Italia, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia

elettrica per i clienti non domestici e di quelle relative all'erogazione dei servizi di rete per i clienti domestici fissate per l'anno 2023 come previsto dalle delibere n. 720/2022 e n. 721/2022 dell'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA) pubblicate a dicembre 2022.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
947	911	36	4,0%	Italia		1.859	1.752	107	6,1%
430	427	3	0,7%	Iberia		858	838	20	2,4%
556	541	15	2,8%	America Latina		1.208	1.093	115	10,5%
-	(31)	31	-	- di cui Argentina		(58)	(38)	(20)	-52,6%
342	334	8	2,4%	- di cui Brasile		852	683	169	24,7%
29	46	(17)	-37,0%	- di cui Cile		53	97	(44)	-45,4%
130	138	(8)	-5,8%	- di cui Colombia		241	248	(7)	-2,8%
55	54	1	1,9%	- di cui Perù		120	103	17	16,5%
67	23	44	-	Europa		282	(50)	332	-
(4)	17	(21)	-	Altro		-	17	(17)	-
1.996	1.919	77	4,0%	Totale		4.207	3.650	557	15,3%

Il **margine operativo lordo ordinario** si incrementa:

- in Europa, principalmente per il riconoscimento dei differenziali di prezzo sulle quantità connesse alle perdite di rete in Romania (234 milioni di euro);
- in America Latina, in particolare in Brasile per la rilevazione di un provento registrato da Enel CIEN pari a 101 milioni di euro a seguito del trasferimento, alla scadenza contrattuale, delle attività di trasmissione gestite in concessione al subentrante concessionario, nonché per gli adeguamenti tariffari correlati alla crescita dell'inflazione e per effetto del positivo andamento del cambio;

- in Italia, principalmente per effetto degli adeguamenti tariffari derivanti dall'applicazione delle delibere ARERA n.720 e n. 721 del 2022 commentate sopra.

Il **margine operativo lordo** pari a 3.918 milioni di euro (3.676 milioni di euro nel primo semestre 2022) risente di quanto commentato per il margine operativo lordo ordinario e della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle partite economiche afferenti alle attività nette detenute in Romania (289 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
612	557	55	9,9%	Italia		1.184	1.086	98	9,0%
233	238	(5)	-2,1%	Iberia		458	450	8	1,8%
370	340	30	8,8%	America Latina		829	714	115	16,1%
(3)	(40)	37	92,5%	- di cui Argentina		(78)	(54)	(24)	-44,4%
212	201	11	5,5%	- di cui Brasile		598	434	164	37,8%
17	30	(13)	-43,3%	- di cui Cile		27	65	(38)	-58,5%
108	112	(4)	-3,6%	- di cui Colombia		198	199	(1)	-0,5%
36	37	(1)	-2,7%	- di cui Perù		84	70	14	20,0%
46	2	44	-	Europa		240	(92)	332	-
(5)	17	(22)	-	Altro		(1)	15	(16)	-
1.256	1.154	102	8,8%	Totale		2.710	2.173	537	24,7%

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario del periodo. Gli ammortamenti e impairment del primo semestre 2023 sono sostanzialmente in linea con quelli del primo semestre 2022 in quanto la riduzione legata alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) è compensata dai maggiori ammortamenti delle società di distribuzione

brasiliene rientranti nel perimetro di consolidamento.

Il **risultato operativo** pari a 2.464 milioni di euro (2.226 milioni di euro nel primo semestre 2022) risente di quanto già commentato nel risultato operativo ordinario e della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle partite economiche afferenti alle attività detenute in Romania (246 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Italia	1.446	1.104	342	31,0%
Iberia	417	359	58	16,2%
America Latina	696	816	(120)	-14,7%
Europa	-	52	(52)	-
Altro	-	59	(59)	-
Totale	2.559⁽¹⁾	2.390	169	7,1%

(1) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** nei due periodi messi a confronto registrano un incremento di 169 milioni di euro. Tale aumento è riconducibile principalmente all'Italia per

l'incremento delle nuove connessioni ai clienti e per il miglioramento della qualità del servizio (attraverso i progetti E-Grid e DSO 4.0).

Mercati finali



Barbara, Channel manager Spazio Enel
Partner Emilia-Romagna e Marche - Spazio
Enel Partner, Cingoli, Provincia di Macerata.

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Mercato libero	96.803	95.920	883	0,9%
Mercato regolato	52.686	61.619	(8.933)	-14,5%
Totale⁽¹⁾	149.489	157.539	(8.050)	-5,1%
- di cui Italia	43.701	47.712	(4.011)	-8,4%
- di cui Iberia	37.702	38.485	(783)	-2,0%
- di cui America Latina	63.816	66.392	(2.576)	-3,9%
- di cui Europa	4.270	4.950	(680)	-13,7%

(1) I dati del 2022 tengono conto di una più puntuale determinazione dei volumi venduti.

I minori volumi di energia elettrica venduta nel primo semestre 2023 si concentrano in particolare sul mercato regolato, principalmente per il passaggio dei clienti appartenenti a tale segmento a quello relativo al mercato libero

rispetto al corrispondente periodo del 2022. Nel mercato libero l'aumento è dovuto al segmento dei clienti Business to Consumer (B2C) principalmente in Italia e Spagna.

Vendite di gas naturale

Milioni di m ³	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Business to Consumer	2.172	2.465	(293)	-11,9%
Business to Business	2.793	3.636	(843)	-23,2%
Totale	4.965	6.101	(1.136)	-18,6%
- di cui Italia	2.540	2.871	(331)	-11,5%
- di cui Iberia	2.179	2.904	(725)	-25,0%
- di cui America Latina	92	156	(64)	-41,0%
- di cui Europa	154	170	(16)	-9,4%

La variazione negativa del gas venduto nei primi sei mesi del 2023 è riferibile principalmente al segmento dei clienti

Business to Business (B2B) in Spagna e al segmento dei clienti Business to Consumer (B2C) in Italia.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
10.809	13.699 ⁽¹⁾	(2.890)	-21,1%	Ricavi	25.473	29.124 ⁽¹⁾	(3.651)	-12,5%
1.484	108 ⁽¹⁾	1.376	-	Margine operativo lordo	2.514	365 ⁽¹⁾	2.149	-
1.498	129	1.369	-	Margine operativo lordo ordinario	2.554	253	2.301	-
1.155	(280) ⁽¹⁾	1.435	-	Risultato operativo	1.789	(390) ⁽¹⁾	2.179	-
1.161	(261)	1.422	-	Risultato operativo ordinario	1.811	(510)	2.321	-
				Investimenti	288 ⁽²⁾	392	(104)	-26,5%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2023.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
6.056	6.800	(744)	-10,9%	Italia	14.166	15.411	(1.245)	-8,1%
4.322	6.461	(2.139)	-33,1%	Iberia	10.471	12.861	(2.390)	-18,6%
438	431	7	1,6%	America Latina	835	842	(7)	-0,8%
113	127	(14)	-11,0%	- di cui Brasile	224	241	(17)	-7,1%
31	30	1	3,3%	- di cui Cile	58	57	1	1,8%
221	211	10	4,7%	- di cui Colombia	413	422	(9)	-2,1%
73	63	10	15,9%	- di cui Perù	140	122	18	14,8%
(1)	(2)	1	50,0%	Nord America	-	1	(1)	-
(4)	8	(12)	-	Altro	2	8	(6)	-75,0%
(2)	1	(3)	-	Elisioni e rettifiche	(1)	1	(2)	-
10.809	13.699	(2.890)	-21,1%	Totale	25.473	29.124	(3.651)	-12,5%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I ricavi del primo semestre 2023 registrano un decremento del 12,5%, prevalentemente a seguito sia delle minori quantità vendute, di energia elettrica e gas, sia dei prezzi

medi di vendita decrescenti, prevalentemente in Italia e Spagna, in linea con la stabilizzazione dei mercati europei.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
1.230	(4)	1.234	-	Italia	2.051	313	1.738	-
168	(17)	185	-	Iberia	297	(174)	471	-
92	124	(32)	-25,8%	America Latina	174	226	(52)	-23,0%
4	3	1	33,3%	- di cui Argentina	3	6	(3)	-50,0%
50	65	(15)	-23,1%	- di cui Brasile	106	124	(18)	-14,5%
17	18	(1)	-5,6%	- di cui Cile	30	35	(5)	-14,3%
15	31	(16)	-51,6%	- di cui Colombia	21	49	(28)	-57,1%
6	7	(1)	-14,3%	- di cui Perù	14	12	2	16,7%
(2)	(2)	-	-	Nord America	(2)	1	(3)	-
14	23	(9)	-39,1%	Europa	40	(115)	155	-
(4)	5	(9)	-	Altro	(6)	2	(8)	-
1.498	129	1.369	-	Totale	2.554	253	2.301	-

Il **marginale operativo lordo ordinario** del primo semestre 2023 si incrementa di 2.301 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2022 a seguito del recupero della marginalità realizzato sul mercato libero in Italia e Spagna principalmente per la riduzione dei costi di approvvigionamento in un contesto di normalizzazione dei prezzi di vendita.

Il **marginale operativo lordo** risulta pari a 2.514 milioni di euro (365 milioni di euro nel primo semestre 2022) e risente degli effetti commentati per il margine operativo lordo ordinario.

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
1.062	(245)	1.307	-	Italia		1.640	(159)	1.799	-
68	(84)	152	-	Iberia		112	(285)	397	-
31	47	(16)	-34,0%	America Latina		45	59	(14)	-23,7%
1	-	1	-	- di cui Argentina		(4)	(3)	(1)	-33,3%
4	8	(4)	-50,0%	- di cui Brasile		5	(4)	9	-
12	10	2	20,0%	- di cui Cile		21	22	(1)	-4,5%
11	24	(13)	-54,2%	- di cui Colombia		13	37	(24)	-64,9%
3	5	(2)	-40,0%	- di cui Perù		10	7	3	42,9%
(2)	(2)	-	-	Nord America		(2)	-	(2)	-
6	18	(12)	-66,7%	Europa		22	(127)	149	-
(4)	5	(9)	-	Altro		(6)	2	(8)	-
1.161	(261)	1.422	-	Totale		1.811	(510)	2.321	-

Il **risultato operativo ordinario**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 743 milioni di euro (763 milioni di euro nel primo semestre 2022), risente degli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario e dei minori ammortamenti e perdite di valore prevalentemente riferibili alle svalutazioni dei crediti commerciali effettuate soprattutto in Italia e in Brasile, parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti prevalentemente rilevati in Spagna.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2023, positivo per 1.789 milioni di euro (negativo per 390 milioni di euro nel primo semestre 2022), risente di quanto commentato nel risultato operativo ordinario nonché della già citata riclassifica come discontinued operation di alcune società.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Italia	189	259	(70)	-27,0%
Iberia	99	129	(30)	-23,3%
Europa	-	4	(4)	-
Totale	288⁽¹⁾	392	(104)	-26,5%

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

La variazione negativa degli **investimenti** è principalmente riconducibile in Italia e in Spagna ai minori costi di acquisizione della clientela.

Enel X



Alessandro, Enel X Store, Corso Francia, Roma – Area urbana per la ricarica di veicoli elettrici e soluzioni smart per l'efficiamento energetico della casa.

Dati operativi

	1° semestre				
	2023	2022		Variazioni	
Demand response (MW)	9.294	7.932	1.362	17,2%	
Punti luce (migliaia di unità)	3.037	2.808	229	8,2%	
Storage (MW)	868	760 ⁽¹⁾	108	14,2%	

(1) Al 31 dicembre 2022.

Si evidenzia come il Gruppo nel corso del primo semestre 2023 abbia ulteriormente aumentato le attività di demand response principalmente in Giappone (+558 MW), in Italia (+269 MW), negli Stati Uniti (+221 MW) e in Polonia (+88 MW).

L'incremento dello storage è dovuto essenzialmente all'installazione di nuove batterie negli impianti rinnovabili in Nord America (+107 MW).

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni		
435	522 ⁽¹⁾	(87)	-16,7%	Ricavi	883	1.191 ⁽¹⁾	(308)	-25,9%	
87	80 ⁽¹⁾	7	8,8%	Margine operativo lordo	146	396 ⁽¹⁾	(250)	-63,1%	
94	85	9	10,6%	Margine operativo lordo ordinario	158	406	(248)	-61,1%	
43	12 ⁽¹⁾	31	-	Risultato operativo	57	288 ⁽¹⁾	(231)	-80,2%	
49	16	33	-	Risultato operativo ordinario	67	297	(230)	-77,4%	
				Investimenti	167 ⁽²⁾	144 ⁽³⁾	23	16,0%	

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

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

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2023.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
190	203	(13)	-6,4%	Italia		347	339	8	2,4%
94	68	26	38,2%	Iberia		189	155	34	21,9%
66	140	(74)	-52,9%	America Latina		121	211	(90)	-42,7%
3	5	(2)	-40,0%	- di cui Argentina		6	8	(2)	-25,0%
8	3	5	-	- di cui Brasile		15	13	2	15,4%
17	15	2	13,3%	- di cui Cile		29	23	6	26,1%
21	102	(81)	-79,4%	- di cui Colombia		40	140	(100)	-71,4%
17	15	2	13,3%	- di cui Perù		31	27	4	14,8%
61	70	(9)	-12,9%	Nord America		156	159	(3)	-1,9%
17	13	4	30,8%	Europa		35	34	1	2,9%
8	13	(5)	-38,5%	Africa, Asia e Oceania		37	30	7	23,3%
28	54	(26)	-48,1%	Altro		62	327	(265)	-81,0%
(29)	(39)	10	25,6%	Elisioni e rettifiche		(64)	(64)	-	-
435	522	(87)	-16,7%	Totale		883	1.191	(308)	-25,9%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I ricavi del primo semestre 2023 registrano un decremento di 308 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2022, principalmente per la rilevazione, nel corso dello scorso esercizio, della plusvalenza derivante dalla cessione

da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufnet (220 milioni di euro), oltre che per i minori ricavi registrati in Colombia per le attività legate al progetto e-Bus.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2023	2022	Variazioni				2023	2022	Variazioni	
49	34	15	44,1%	Italia		68	53	15	28,3%
19	13	6	46,2%	Iberia		38	41	(3)	-7,3%
21	35	(14)	-40,0%	America Latina		33	58	(25)	-43,1%
1	2	(1)	-50,0%	- di cui Argentina		2	3	(1)	-33,3%
(1)	(2)	1	50,0%	- di cui Brasile		(2)	(1)	(1)	-
2	(1)	3	-	- di cui Cile		3	(2)	5	-
11	29	(18)	-62,1%	- di cui Colombia		17	46	(29)	-63,0%
8	7	1	14,3%	- di cui Perù		13	12	1	8,3%
3	6	(3)	-50,0%	Nord America		11	22	(11)	-50,0%
6	5	1	20,0%	Europa		11	18	(7)	-38,9%
(3)	(11)	8	72,7%	Africa, Asia e Oceania		(1)	(11)	10	90,9%
(1)	3	(4)	-	Altro		(2)	225	(227)	-
94	85	9	10,6%	Totale		158	406	(248)	-61,1%

Il margine operativo lordo ordinario diminuisce di 248 milioni di euro prevalentemente per i proventi (220 milioni di euro) registrati nel primo semestre 2022 per la cessione parziale di Ufnet.

Il margine operativo lordo ammonta a 146 milioni di euro

con un decremento di 250 milioni di euro; la differenza nel primo semestre 2022 rispetto al margine operativo lordo ordinario, pari a 12 milioni di euro, è relativa alla classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle partite economiche afferenti alle attività detenute in Romania.

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
37	13	24	-	Italia	45	20	25	-
10	(2)	12	-	Iberia	18	16	2	12,5%
15	28	(13)	-46,4%	America Latina	20	46	(26)	-56,5%
1	2	(1)	-50,0%	- di cui Argentina	2	3	(1)	-33,3%
(2)	(3)	1	33,3%	- di cui Brasile	(3)	(1)	(2)	-
3	(2)	5	-	- di cui Cile	2	(3)	5	-
7	26	(19)	-73,1%	- di cui Colombia	10	39	(29)	-74,4%
6	5	1	20,0%	- di cui Perù	9	8	1	12,5%
(4)	(10)	6	60,0%	Nord America	(3)	(3)	-	-
5	4	1	25,0%	Europa	8	16	(8)	-50,0%
(4)	(12)	8	66,7%	Africa, Asia e Oceania	(3)	(13)	10	76,9%
(10)	(5)	(5)	-	Altro	(18)	215	(233)	-
49	16	33	-	Totale	67	297	(230)	-77,4%

Il **risultato operativo ordinario**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 91 milioni di euro (109 milioni di euro nei primi sei mesi del 2022), è sostanzialmente riconducibile a quanto già commentato per il margine operativo lordo ordinario del periodo, ai minori ammortamenti rilevati in Italia e alle minori svalutazioni di crediti commerciali effettuate

soprattutto in Spagna e Nord America.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2023 pari a 57 milioni di euro (288 milioni di euro nel primo semestre 2022) risente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei minori ammortamenti e impairment già citati.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Italia	66	42	24	57,1%
Iberia	20	21	(1)	-4,8%
America Latina	27	29	(2)	-6,9%
Nord America	15	21	(6)	-28,6%
Europa	2	2	-	-
Africa, Asia e Oceania	5	3	2	66,7%
Altro	32	26	6	23,1%
Totale	167⁽¹⁾	144⁽²⁾	23	16,0%

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

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

Gli **investimenti** crescono prevalentemente in Italia per 24 milioni di euro nei business e-Home e ViviMeglio e in Brasile per 11 milioni di euro.

Holding, Servizi e Altro



Monica, progettazione architettonica nuove sedi, Servizi Italia - Edificio storico progettato da Giò Ponti in via Carducci, sede milanese del Gruppo Enel dal 1962.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
562	572 ⁽¹⁾	(10)	-1,7%	Ricavi	1.090	1.039 ⁽¹⁾	51	4,9%
(78)	(39) ⁽¹⁾	(39)	-	Margine operativo lordo	(357)	(79) ⁽¹⁾	(278)	-
(77)	(36)	(41)	-	Margine operativo lordo ordinario	(147)	(68)	(79)	-
(145)	(117) ⁽¹⁾	(28)	-23,9%	Risultato operativo	(492)	(225) ⁽¹⁾	(267)	-
(144)	(114)	(30)	-26,3%	Risultato operativo ordinario	(283)	(215)	(68)	-31,6%
				Investimenti	95 ⁽²⁾	82	13	15,9%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2023.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
222	226	(4)	-1,8%	Italia	419	404	15	3,7%
128	124	4	3,2%	Iberia	250	224	26	11,6%
3	1	2	-	America Latina	5	6	(1)	-16,7%
11	20	(9)	-45,0%	Nord America	21	30	(9)	-30,0%
1	2	(1)	-50,0%	Europa	2	2	-	-
-	-	-	-	Africa, Asia e Oceania	1	-	1	-
242	266	(24)	-9,0%	Altro	509	482	27	5,6%
(45)	(67)	22	32,8%	Elisioni e rettifiche	(117)	(109)	(8)	-7,3%
562	572	(10)	-1,7%	Totale	1.090	1.039	51	4,9%

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

L'incremento dei **ricavi** del primo semestre 2023 è riferito principalmente ai servizi prestati alle altre società del Gruppo, prevalentemente in Italia e Iberia.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
16	33	(17)	-51,5%	Italia	22	56	(34)	-60,7%
5	8	(3)	-37,5%	Iberia	-	6	(6)	-
(29)	(28)	(1)	-3,6%	America Latina	(64)	(45)	(19)	-42,2%
(3)	(1)	(2)	-	- di cui Argentina	(4)	(2)	(2)	-
(7)	(7)	-	-	- di cui Brasile	(17)	(11)	(6)	-54,5%
(19)	(20)	1	5,0%	- di cui Cile	(43)	(32)	(11)	-34,4%
(3)	(5)	2	40,0%	Nord America	(13)	(12)	(1)	-8,3%
1	-	1	-	Europa	-	(1)	1	-
(1)	-	(1)	-	Africa, Asia e Oceania	(2)	(1)	(1)	-
(66)	(44)	(22)	-50,0%	Altro	(90)	(71)	(19)	-26,8%
(77)	(36)	(41)	-	Totale	(147)	(68)	(79)	-

Il **margine operativo lordo ordinario** dei primi sei mesi del 2023 si riduce prevalentemente in Italia a seguito dell'incremento dei costi per servizi che ha più che compensato la variazione dei ricavi per prestazioni di servizi verso altre società del Gruppo.

Il **margine operativo lordo** si decrementa di 278 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022 prevalentemente per effetto del contributo straordinario di solidarietà in Spagna per 208 milioni di euro, classificato tra le partite relative alle componenti non ricorrenti, e per quanto commentato nel margine operativo lordo ordinario.

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2023	2022	Variazioni			2023	2022	Variazioni	
(2)	13	(15)	-	Italia	(15)	18	(33)	-
(7)	(8)	1	12,5%	Iberia	(25)	(22)	(3)	-13,6%
(32)	(28)	(4)	-14,3%	America Latina	(68)	(47)	(21)	-44,7%
(3)	(1)	(2)	-	- di cui Argentina	(4)	(2)	(2)	-
(8)	(7)	(1)	-14,3%	- di cui Brasile	(19)	(11)	(8)	-72,7%
(21)	(20)	(1)	-5,0%	- di cui Cile	(45)	(34)	(11)	-32,4%
(4)	(7)	3	42,9%	Nord America	(16)	(19)	3	15,8%
1	(1)	2	-	Europa	(1)	(2)	1	50,0%
(1)	-	(1)	-	Africa, Asia e Oceania	(2)	(1)	(1)	-
(99)	(83)	(16)	-19,3%	Altro	(156)	(142)	(14)	-9,9%
(144)	(114)	(30)	-26,3%	Totale	(283)	(215)	(68)	-31,6%

Il **risultato operativo ordinario** dei primi sei mesi del 2023 risente principalmente dei maggiori ammortamenti del periodo.

Il **risultato operativo** accoglie le variazioni commentate nel margine operativo lordo cui si aggiungono gli effetti dei maggiori ammortamenti rilevati nel primo semestre 2023.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Italia	28	23	5	21,7%
Iberia	14	15	(1)	-6,7%
America Latina	1	-	1	-
Nord America	6	4	2	50,0%
Altro	46	40	6	15,0%
Totale	95⁽¹⁾	82	13	15,9%

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

Gli **investimenti** dei primi sei mesi del 2023 sono sostanzialmente in linea con quelli dello stesso periodo del 2022 e si riferiscono principalmente a investimenti in software

applicativi delle funzioni di staff e del business della mobilità e a investimenti legati al piano di ristrutturazione e ammodernamento degli immobili della sede centrale in Italia.

Innovazione e tecnologie

Il Gruppo promuove un approccio di innovazione aperta per affrontare le sfide della transizione energetica, anche attraverso l'utilizzo di piattaforme di crowdsourcing che consentono di collegare tutte le aree dell'Azienda con startup, partner industriali, piccole e medie imprese (PMI), centri di ricerca, università e imprenditori. In particolare, la strategia di innovazione di Enel fa leva sulla piattaforma online di crowdsourcing openinnovability.com e su una rete globale di 10 Innovation Hub (di cui 2 sono anche Lab) e 2 Lab dedicati alla collaborazione con startup, il tutto a spingere il consolidato modello di collaborazione con le startup e le PMI. Queste ultime propongono soluzioni innovative e nuovi modelli di business ed Enel mette a disposizione le proprie competenze, le strutture per il collaudo e una rete globale di partner per supportarne lo sviluppo e l'eventuale scale-up. Gli Hub sono situati negli ecosistemi di innovazione più rilevanti per il Gruppo (Catania, Pisa, Milano, Silicon Valley, Boston, San Paolo, Madrid, Barcellona, Santiago del Cile, Tel Aviv), gestiscono relazioni con tutti gli attori coinvolti nelle attività di innovazione e costituiscono la principale fonte di scouting di startup e PMI innovative, con l'obiettivo di rispondere alle esigenze di innovazione poste dalle Linee di Business.

L'Azienda ha all'attivo numerosi accordi di partnership di innovazione che, oltre ai campi d'azione tradizionali legati alle energie rinnovabili e alla generazione convenzionale, hanno promosso lo sviluppo di nuove soluzioni per l'e-mobility, le microgrid, l'efficienza energetica e l'industrial Internet of Things (IIoT).

Nel primo semestre 2023 sono stati lanciati 92 Proof of Concept (97 nel primo semestre 2022), per testare soluzioni innovative, mentre 38 soluzioni innovative (41 nel primo semestre 2022) sono in fase di scale-up.

Nel primo semestre 2023 sono proseguite le attività delle community di innovazione, gruppi di lavoro trasversali nati per affrontare in modo innovativo le questioni più rilevanti per il business e le nuove tecnologie al fine di creare valore per il Gruppo. A oggi sono attive 13 community di innovazione incentrate su: intelligenza artificiale, blockchain, stampa 3D, design generativo, robotica, droni, storage di energia, sensori, nuovi materiali, quantum computing, metaverso, idrogeno e wearables (dispositivi indossabili). Le community monitorano continuamente i potenziali miglioramenti tecnologici o condividono nuovi modelli di business utili, servizi a valore aggiunto o casi d'uso per tipi di tecnologia che potrebbero essere implementati in diverse aree del Gruppo Enel.

Enel è stata inoltre una delle prime aziende al mondo ad adottare volontariamente, nel 2022, lo standard ISO 56002 per la gestione dell'innovazione, che fa parte della più ampia serie di norme ISO 56000 e copre tutti gli aspetti della gestione dell'innovazione, dalla nascita di un'idea alla sua implementazione su scala globale, e consente di aumentare l'efficacia dell'innovazione e le opportunità di business, creando le condizioni per una cultura dell'innovazione diffusa che stimoli la creatività dei dipendenti e degli stakeholder e favorisca l'emergere di nuove proposte di valore in linea con gli sviluppi del mercato.

Intellectual property: leva di creazione di valore

Nel primo semestre 2023 Enel ha consolidato l'adozione delle procedure organizzative relative alla gestione e alla valorizzazione della proprietà intellettuale (IP) generata sia internamente sia in collaborazione con partner all'interno dell'ecosistema Open Innovability®.

Parallelamente Enel ha proseguito nel design dei processi di digitalizzazione delle fasi di gestione della generazione e dello sfruttamento dei diritti di proprietà intellettuale previsti dalle procedure organizzative Intellectual Property Management e Trade Secrets Management. L'utilizzo di strumenti digitali proprietari, sempre più in linea con le specifiche esigenze di Enel, consente di mappare costantemente sia lo status del portafoglio IP di tutto il Gruppo sia la codifica dei diritti di proprietà intellettuale che originano da invenzioni sviluppate esclusivamente da dipendenti Enel, aumentando così la trasparenza delle procedure e

l'affidabilità dei processi interni.

Entrambe le procedure organizzative guardano al capitale umano come elemento centrale nella creazione di IP e mirano a incentivare la partecipazione dei dipendenti al processo inventivo, responsabilizzandoli sull'importanza strategica di tutti i trovati. Questa forma di incentivi, unitamente a una periodica attività di comunicazione interna, continua a produrre i frutti desiderati: si conferma, infatti, il trend in crescita del numero delle invenzioni dei dipendenti proposte nel portale IP aziendale. Soltanto nel primo semestre 2023 sono state proposte 48 invenzioni rispetto alle 38 del primo semestre 2022.

Al 30 giugno 2023 il portafoglio IP di Gruppo è costituito da 833 brevetti per invenzione industriale, appartenenti a 177 famiglie brevettuali; di questi, 620 sono titoli concessi e 213 domande pendenti. Si tratta di un portafoglio che assicura

protezione su tutti i mercati in cui il Gruppo è presente. Il portafoglio IP comprende anche 27 modelli di utilità e 223 registrazioni di design. Unitamente ai brevetti, ai modelli di utilità e ai design figurano tra i diritti di proprietà intellettuale anche segreti industriali di natura tecnica e commerciale che vengono costantemente codificati e mantenuti in linea con quanto previsto dalla procedura organizzativa di Trade Secrets Management. Per quanto riguarda i marchi, il Gruppo è titolare di 2.008 registrazioni, di cui 1.624 già concesse e 384 domande pendenti.

Anche nel corso del primo semestre 2023 sono proseguite le attività volte alla tutela e allo sviluppo del portafoglio marchi di titolarità del Gruppo, secondo la prospettiva di tutela complessiva del patrimonio intangibile. In particolare, si segnala che l'istanza di iscrizione del marchio Enel nel Registro speciale dei Marchi Storici di interesse nazionale, depositata il 14 febbraio 2023, è stata esaminata e accolta, con effetti a decorrere da tale data. Tale riconoscimento viene concesso ai marchi registrati da almeno 50 anni o per i quali sia possibile dimostrare l'uso continuativo da almeno 50 anni, che vengono utilizzati per la commercializzazione di prodotti o servizi realizzati in un'impresa produttiva nazionale di eccellenza storicamente collegata al territorio nazionale. Si è proceduto, tra l'altro, al deposito del marchio E-MIA Engagement - Materiality & Impact Analysis, volto a contrassegnare il sistema digitale sviluppato nel corso del 2021 dall'unità Sustainability Planning and Performance Management and Human Rights della Funzione Innovability®, che mira a supportare tutti gli utenti coinvolti nel processo relativo all'analisi di materialità a livello di Gruppo. Questo processo fornisce in particolare le linee guida e il supporto metodologico per l'analisi a livello Paese, azienda, sito, condotta dai responsabili locali con il coinvolgimento degli stakeholder interni ed esterni e delle principali figure chiave a livello aziendale al fine di individuare i temi ESG materiali.

Inoltre, il continuo processo innovativo all'interno del Gruppo per valutare l'impatto del cambiamento climatico su specifici asset e attività produttive ha portato al deposito di una domanda di brevetto in Italia per il Climate Scenario Adaptation Model, un modello che caratterizza la resilienza ai cambiamenti climatici di asset industriali. Il brevetto riguarda, in particolare, un metodo per generare mappe di rischio di infrastrutture localizzate e distribuite in aree da monitorare.

Nel primo semestre 2023 il Gruppo ha continuato l'attività di codifica e protezione della proprietà intellettuale in tutte le Linee di Business Globali e le Funzioni Globali di Servizio come di seguito indicato:

- in **Enel Green Power and Thermal Generation** si evidenziano nel comparto fotovoltaico i depositi in Italia di:
 - i. una domanda di brevetto relativa alla formula chimica di un polimero fotovoltaico atto a realizzare pannelli in plastica riciclata. Questo polimero sarà realizzato uti-

lizzando almeno l'80% di materiale riciclato. Tale formula troverà applicazione con riferimento alla plastica dei moduli che saranno smantellati alla fine della loro vita utile e permetterà il riutilizzo della plastica come nuova materia prima per il riciclo, creando un virtuoso ciclo all'insegna della economia circolare e della sostenibilità;

- ii. una domanda di brevetto relativa a un sistema di monitoraggio dello status di un modulo fotovoltaico mediante l'ausilio del "cleaner" al fine di identificarne eventuali guasti o degradi senza dover ricorrere a un fermo dell'impianto;
- iii. una domanda di brevetto avente a oggetto una soluzione per l'alloggiamento dell'elettronica intelligente e dei cavi di alimentazione di segnale all'interno dei telai di supporto dei moduli fotovoltaici al fine di migliorare la sicurezza dell'impianto stesso e aumentarne l'efficienza, sfruttando al meglio gli impianti bifacciali, e di rimuovere il rivestimento per la protezione UV dei cavi riducendo in tal modo i costi di impianto;
- iv. una domanda di brevetto relativa a una innovativa struttura del modulo fotovoltaico in plastica, dotata di particolari nervature che hanno la funzione di irrigidire il sistema garantendo prestazioni meccaniche e migliorando l'efficienza del modulo.

Inoltre, si segnalano anche due domande di brevetto italiane per soluzioni di fissaggio del modulo alle strutture dell'impianto fotovoltaico.

Infine, nell'ambito della Gigafactory di 3SUN sono stati codificati 15 trade secrets secondo le modalità previste dalla procedura organizzativa Trade Secrets Management. Tali trade secrets consistono in specifiche tecniche e dettagli costruttivi per la linea di produzione di moduli fotovoltaici di tipo HJT del progetto Gigafactory USA.

- **Enel Grids**, nell'ambito delle soluzioni Grid Blue Sky, ha depositato in Italia nel giugno del 2023 due domande di brevetto per tutelare sistemi innovativi basati su algoritmi per la pianificazione degli interventi di rete. Questa innovazione permette una gestione più efficiente e precisa della rete elettrica poiché consente interventi tempestivi, riducendo gli sprechi, i tempi di fermo e i costi associati alle riparazioni. La soluzione presenta il vantaggio di migliorare l'affidabilità della rete e di ottimizzare l'utilizzo delle risorse, favorendo una maggiore efficienza energetica e una riduzione complessiva dell'impatto ambientale.

In Enel Grids si segnalano anche i depositi in Italia di due domande di brevetto relative a:

- i. un sistema innovativo che riguarda l'identificazione dei componenti e delle eventuali anomalie della rete utilizzando immagini aeree e algoritmi avanzati. Tale soluzione tecnologica migliora l'efficienza operativa, riduce i tempi di riparazione e contribuisce a garantire una fornitura di energia più affidabile, ottimizzando

così l'utilizzo delle risorse e riducendo l'impatto ambientale complessivo;

- ii. un dispositivo che consente il rilevamento di guasti nella rete di media tensione anche in assenza di tensione e corrente. La soluzione ha il potenziale di migliorare notevolmente i tempi di ripristino della rete, riducendo le interruzioni di fornitura di energia e i disagi ai nostri clienti, specialmente in presenza di eventi climatici estremi.

Inoltre, il 14 marzo 2023, presso il Centro di Formazione e Addestramento di Pistoia, è stato installato il primo prototipo della nuova cabina stradale di Enel, il cui design è stato protetto come design comunitario da Enel Grids nel novembre 2022. Questo design è il risultato di una challenge all'interno del portale Open Innovability®, alla quale hanno partecipato designer, startup, professionisti e aziende per creare soluzioni sostenibili e innovative. Una delle caratteristiche più innovative della nuova cabina stradale è la sua elevata efficienza e modularità, in linea con i principi dell'economia circolare, ed essa rappresenta un ulteriore passo verso la decarbonizzazione delle reti elettriche.

- **Enel X Way** ha protetto l'IP relativa alle stazioni di ricarica pubblica per la micromobilità WayPad e WayPark Mini attraverso rispettivamente: (i) un design internazionale registrato in Unione Europea, Stati Uniti e Cile e (ii) un modello di utilità registrato in Italia. L'attività di protezione della proprietà intellettuale sulle stazioni di ricarica per veicoli elettrici si è estesa anche al deposito di una domanda di brevetto in Italia avente a oggetto una nuova tipologia di cabina stradale progettata in ottica di flessibilità, reversibilità e sostenibilità tenendo in considerazione la modularità nell'installazione di infrastrutture di ricarica in spazi urbani e la manutenzione del prodotto. Inoltre, sono stati codificati due trade secrets che tutelano rispettivamente: (i) algoritmi per la comunicazione di sistemi di ricarica wireless e (ii) algoritmi per i sistemi di pagamento.
- **Enel Global Services** ha tutelato l'IP sottesa al Brand Reputation Index. Tale indice consente di: (i) misurare la

performance reputazionale di Enel sulla base dell'opinione esterna verso il brand Enel, (ii) individuare gli insight per intraprendere azioni finalizzate alla gestione del piano di comunicazione del top management di Enel, anche attraverso l'analisi del posizionamento dei competitor e (iii) prevenire minacce e rischi per salvaguardare la reputazione del Gruppo o applicare azioni correttive immediate all'interno del piano di comunicazione. Il Brand Reputation Index è realizzato su un modello semantico e si caratterizza attraverso algoritmi e formulazioni matematiche che operano in ambito di informazioni pubbliche. La forma espressiva relativa agli algoritmi e al codice sorgente è tutelata ai sensi del diritto d'autore, mentre il metodo associato agli algoritmi e alle formulazioni matematiche attraverso il deposito di una domanda di brevetto in Italia.

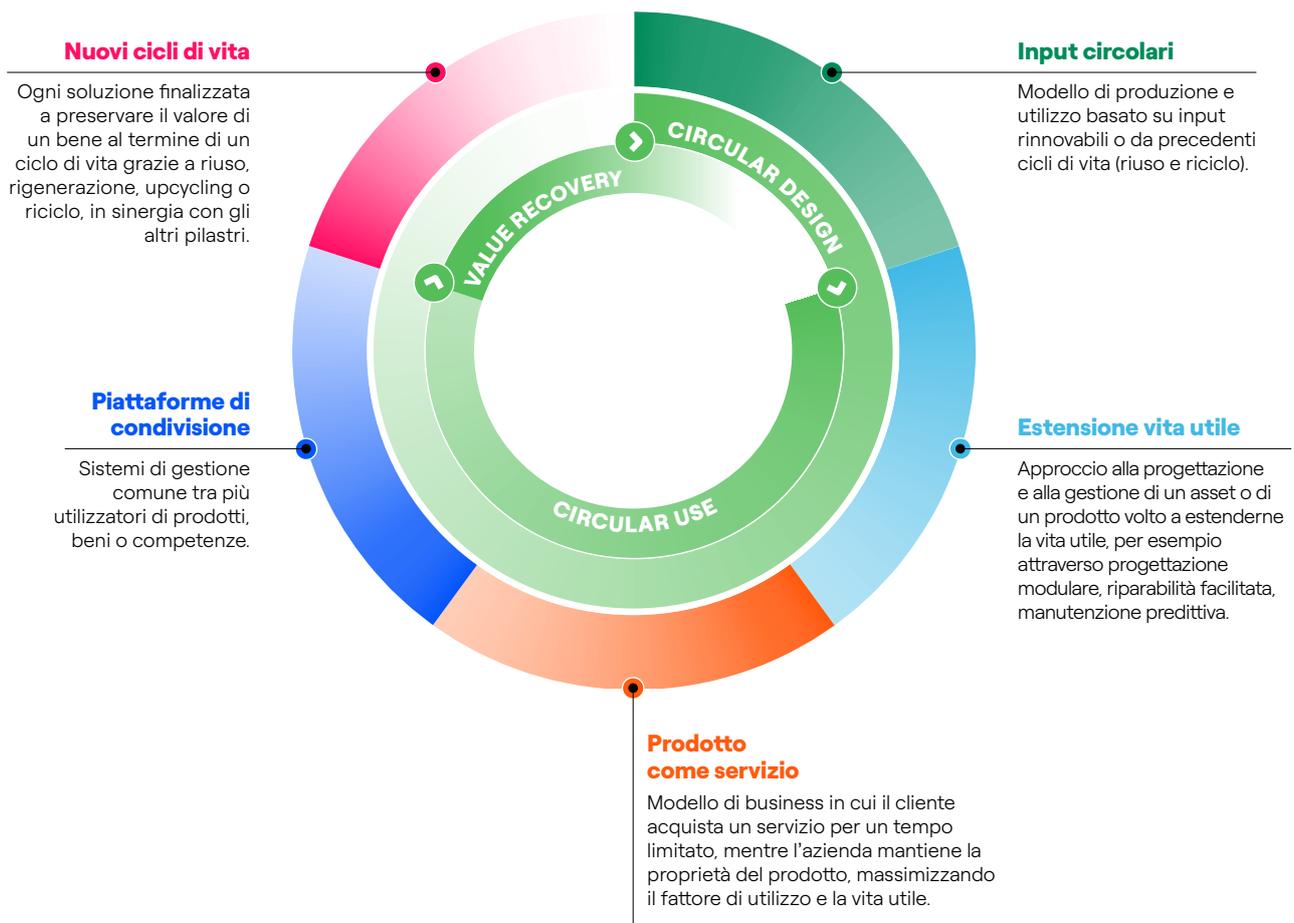
- Nel corso dell'ultimo semestre **Enel X** ha provveduto alla tutela come copyright di 6 software realizzati nell'ambito dell'Innovation Lab di Catania, laboratorio ad alto impatto innovativo utile per l'esecuzione di test di sostenibilità di soluzioni prossime al lancio sul mercato. Sono stati tutelati come copyright anche i modelli di scoring dei Nature Based Solutions, che si inseriscono nella strategia di business votata alla biodiversità di Enel X. Nel mese di giugno è stata depositata una domanda italiana di brevetto rivendicante una soluzione di manutenzione predittiva relativa ai pali dell'illuminazione, che tutela in particolare un metodo di gestione e pianificazione delle operazioni di manutenzione per sistemi di illuminazione pubblica stradale. Il metodo prevede l'impiego di un modello predittivo per il calcolo di un indice della probabilità di rischio di guasto di un impianto di illuminazione entro un predeterminato intervallo di tempo. Il metodo è utile a ridurre gli interventi sul posto destinati alla manutenzione, con conseguente risparmio dei costi e delle emissioni dovute al trasporto degli operatori in loco. Da ultimo, si segnala il deposito del design comunitario che tutela le interfacce grafiche del sito web vivelettrico, il cui obiettivo è quello di diffondere una cultura sostenibile della transizione energetica.

Economia circolare

L'economia circolare è per Enel una leva strategica a supporto della strategia di decarbonizzazione e del percorso verso una transizione equa e inclusiva, che richiedono una profonda trasformazione del sistema energetico e comportano, allo stesso tempo, un fabbisogno diverso e crescente di materie prime.

La transizione energetica di Enel avviene attraverso un approccio integrato che prevede una sempre maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili e il conseguente abbandono dei combustibili fossili, facendo leva su un approccio circolare nella gestione degli asset per la produzione e distribuzione di energia elettrica, sia quelli a fine vita sia quelli in operation, intraprendendo così un percorso di riduzione delle emissioni associate.

Il modello di economia circolare del Gruppo ha l'obiettivo di ridisegnare la catena del valore per ridurre il consumo di materie prime e i relativi impatti e rischi ambientali, sociali, economici e geopolitici, e si fonda su cinque pilastri, che agiscono attraverso tre leve principali: il design circolare (circular design), a partire dalla scelta dei materiali in input fino a una progettazione orientata all'estensione della vita utile, massimizzazione del fattore di utilizzo del bene e del valore recuperabile a fine vita; le modalità di utilizzo del bene (circular use) che include l'estensione della vita utile, l'utilizzo di piattaforme di condivisione e il product as a service; e la chiusura dei cicli (value recovery), attraverso il riuso, la rimanifattura, il riciclo e il riutilizzo dei materiali recuperati come nuovo input circolare.



In particolare, dal 2020 Enel ha lanciato un gruppo di lavoro che coinvolge al proprio interno tutte le aree aziendali per sviluppare e aggiornare la strategia sulle materie prime, con particolare riferimento alle cosiddette "materie prime critiche"⁽⁷⁾, individuare le aree prioritarie su cui agire e implementare soluzioni per gestire gli impatti e i rischi associati. A tal proposito, tra le iniziative in corso, Enel sta promuovendo l'utilizzo di risorse rinnovabili o derivanti da precedenti cicli di vita (per es., utilizzo di plastica riciclata per gli smart meter o per le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici), identificando nuove soluzioni che utilizzano materiali alternativi (per es., lo storage termico che utilizza materiali più sostenibili, come le rocce, rispetto a quelli relativi all'accumulo chimico), estendendo la vita utile degli asset (per es., riutilizzando batterie a fine vita del settore automotive per soluzioni second life di storage) e

massimizzando i materiali recuperati (dal riuso di componenti degli impianti di generazione al riciclo di asset come quelli della rete, PVC ecc.).

Nell'ambito del World Economic Forum 2023 a Davos, Enel ha lanciato un nuovo KPI di misurazione della circolarità, l'Economic CirculAbility® che considera l'EBITDA complessivo del Gruppo e lo confronta con la quantità di risorse consumate, sia combustibili sia materie prime, lungo tutta la catena del valore dalle diverse attività di business. Al contempo il Gruppo si è impegnato a raddoppiare questo indicatore entro il 2030 rispetto al valore del 2020, dimezzando quindi la quantità di risorse consumate rispetto all'EBITDA generato. Enel diventa in questo modo la prima azienda al mondo ad adottare un indicatore di circolarità di questo tipo, e a porsi un tale, ambizioso obiettivo.



(7) Per esempio, secondo la lista presente nello "European Critical Raw Materials Act" 2023, materie prime come litio e silicio.

Centralità delle persone

Gestione e valorizzazione delle persone di Enel

Le profonde trasformazioni sociali, economiche e culturali che stanno caratterizzando l'epoca attuale, dalla transizione a un'economia decarbonizzata ai processi di digitalizzazione e innovazione tecnologica, incidono profondamente anche sul mondo del lavoro. Le aziende devono quindi essere in grado di trasformarsi per adattarsi a operare in scenari di incertezza, volatilità e complessità elevata. Agire

in maniera inclusiva, ponendo al centro la persona nella sua dimensione sociale e lavorativa, diventa così indispensabile per affrontare questa trasformazione epocale.

Al 30 giugno 2023 i dipendenti del Gruppo Enel sono 65.569 (65.124 persone al 31 dicembre 2022). Nelle tabelle di seguito riportate si analizza la consistenza dei dipendenti per genere e per Linea di Business.

Consistenza dei dipendenti

		al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Dipendenti per genere:	n.	65.569	65.124	445	0,7%
- di cui uomini	n.	50.220	49.899	321	0,6%
	%	76,6	76,6	-	-
- di cui donne	n.	15.349	15.225	124	0,8%
	%	23,4	23,4	-	-

Consistenza dei dipendenti per Linea di Business

N.		al 30.06.2023	al 31.12.2022	Percentuale sul totale al 30.06.2023	Percentuale sul totale al 31.12.2022	Variazione
	Generazione Termoelettrica e Trading	6.061	6.447	9,7%	10,4%	(386)
	Enel Green Power	9.304	9.397	15,0%	15,2%	(93)
	Enel Grids	30.853	30.262	49,6%	49,0%	591
	Mercati finali	5.447	5.418	8,8%	8,8%	29
	Enel X	2.921	2.875	4,7%	4,7%	46
	Holding, Servizi e Altro	7.639	7.325	12,3%	11,9%	314
	Totale continuing operation	62.225	61.724	100,0%	100,0%	501
	Totale discontinued operation	3.344	3.400			
	TOTALE	65.569	65.124			

Nel primo semestre 2023 si registra un incremento dell'organico del Gruppo di 445 unità, principalmente per l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (+910 persone) e la variazione di perimetro (complessivamente pari a -465 persone), tra cui si segnala la vendita

di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud SA in Argentina, la vendita di Usme ZE SAS e Fontibón ZE SAS in Colombia e la vendita di Avikiran Solar India Private Limited in India.

Variazione della consistenza dei dipendenti

Consistenza al 31 dicembre 2022	65.124
Assunzioni	2.615
Cessazioni	(1.705)
Variazioni di perimetro	(465)
Consistenza al 30 giugno 2023	65.569

Analisi della variazione della consistenza

		1° semestre			
		2023	2022	Variazioni	
Tasso di ingresso	%	4,0	4,3	-0,3	-7,0%
Persone in entrata per genere:	n.	2.615	2.902	(287)	-9,9%
- di cui uomini	n.	2.075	1.816	259	14,3%
	%	79,3	62,6	16,7	26,7%
- di cui donne	n.	540	1.086	(546)	-50,3%
	%	20,7	37,4	-16,7	-44,7%
Tasso di turnover⁽¹⁾	%	2,6	3,2	-0,6	-18,8%
Cessazioni per genere:	n.	1.705	2.177	(472)	-21,7%
- di cui uomini	n.	1.324	1.710	(386)	-22,6%
Tasso di turnover - uomini	%	2,6	3,4	-0,8	-23,5%
- di cui donne	n.	381	467	(86)	-18,4%
Tasso di turnover - donne	%	2,5	3,1	-0,6	-19,4%

(1) Il dato del primo semestre 2022 tiene conto di una nuova metodologia di calcolo dal momento che a partire dal ciclo di reporting 2023 il tasso di termination by gender è stato sostituito dal tasso di turnover.

Formazione e sviluppo

La strategia di Enel si poggia proprio sulle sue persone e su un modello, in essere dal 2015, di valori e comportamenti condivisi: il "modello Open Power". La cultura ispirata a questi valori diventa fondamentale per creare il contesto favorevole per investire su significativi programmi di trasformazione tecnologica e organizzativa.

Enel si impegna a promuovere e valorizzare la conoscenza, la relazione e la contaminazione tra le diverse culture, così come il rispetto dei diritti umani. Valorizzare le diversità e i talenti individuali rappresenta il presupposto fondamentale per la creazione di una cultura aziendale inclusiva dove tutti possano riconoscersi, senza alcuna distinzione di razza, etnia, religione, genere, età, orientamento sessuale e abilità. Il Gruppo ha rafforzato i propri processi di people empowerment per sostenere l'evoluzione culturale delle sue persone, puntando sul loro benessere, motivazione, senso di responsabilità e partecipazione attiva. Dimensioni, queste, strettamente correlate tra loro, che si intrecciano e si rafforzano a vicenda, abilitando una piena espressione delle potenzialità di ciascuno, con un impatto positivo sul senso di appartenenza alla comunità aziendale, favorendo coinvolgimento, attrattività e fidelizzazione delle persone, e sul raggiungimento dei risultati sostenibili di Gruppo. Per garantire che le persone siano pronte a supportare il Gruppo nel suo percorso di transizione, accogliendo i cambiamenti e adattandovisi rapidamente, Enel promuove un'esperienza formativa di apprendimento continuo, che le accompagna per tutto il ciclo della vita personale e professionale. È in questo contesto che sono state promosse diverse iniziative. Tra queste, prosegue nel 2023 il programma di trasformazione culturale basato sulla "Leadership Gentile",

volto a favorire e costruire un modello di leadership, a tutti i livelli aziendali, basato sull'ascolto attivo, sulla comunicazione efficace, sulla responsabilità, fiducia, trasparenza e ispirazione al senso individuale. Nei primi mesi del 2023 è stata lanciata, a livello globale, la Community dei Kindness Ambassador con un evento che ha coinvolto 650 Ambassador, rappresentanti dei diversi Paesi e Linee di Business, e colleghi di tutte le geografie in cui Enel è presente.

In linea con le scelte strategiche del processo di evoluzione verso un nuovo modello di formazione, definito "New Way of Learning", alle soluzioni di formazione tradizionali se ne affiancano altre sempre più innovative, sperimentali, esperienziali e personalizzate in relazione alle esigenze specifiche del singolo. Diverse sono state le iniziative per favorire la trasversalità dei ruoli superando le gerarchie: tra le proposte sono stati avviati percorsi esperienziali di "teatro d'impresa" (un'iniziativa legata alle dinamiche di base del teatro associate a quelle aziendali con il supporto di coach teatrali) e sperimentazioni in team rispetto alla dimensione della "sicurezza psicologica" per favorire l'espressione dei talenti individuali in gruppo.

Per offrire una formazione più efficace e interattiva e potenziare l'empowerment individuale e di comunità, è stata ulteriormente sviluppata la piattaforma di formazione globale "ME eDucation" per offrire un'esperienza sempre più innovativa, coinvolgente e personalizzata. Al fine di favorire l'aggiornamento delle competenze esistenti e l'apprendimento di nuove (upskilling e reskilling), la piattaforma propone una vasta gamma di contenuti, video e nuovi percorsi di micro-learning di autoapprendimento, accessibili a tutti. La piattaforma consente anche di attuare il social

learning condividendo materiali tra i colleghi e generando maggior coinvolgimento. Altro pilastro strategico per Enel, presente anche nello Statuto della persona, riguarda proprio la “riqualificazione e aggiornamento professionale, up/reskilling, autoapprendimento e trasmissione dei saperi”. Per sostenere la transizione verde e digitale, potenziare l’innovazione e la crescita dell’economia, promuovere l’inclusione economica e sociale e garantire occupazione di qualità, le diverse School & Academy hanno diffuso programmi di miglioramento delle competenze esistenti per accedere a percorsi professionali più avanzati (upskilling) e l’apprendimento di nuove abilità (reskilling), potenziando anche competenze trasversali e soft skill. Tali percorsi sono stati realizzati anche in collaborazione con partner universitari e accademici.

Tra le iniziative formative di rilievo relative a upskilling e

reskilling, prosegue, per esempio, il programma Re-Generation già lanciato da Enel, insieme all’Università telematica UNINETTUNO, in cui, dal 2023, viene ampliata l’offerta dando l’opportunità alle persone over 45 (non più over 50) di accedere a corsi universitari online certificati per arricchire il proprio bagaglio di competenze. I corsi propongono temi diversificati che abbracciano più ambiti dell’innovazione tecnologica e digitale: dallo studio dei Big Data all’Economia circolare, dal Diritto nelle società digitali all’Intelligenza Artificiale. Nel 2023 prosegue, inoltre, il progetto globale Train the Trainers che ha l’obiettivo di sviluppare un numero crescente di formatori interni e favorire il potenziamento delle competenze didattiche. Il programma, nel 2023, è stato sperimentato in una versione interamente digitale che ha aumentato lo scambio tra i partecipanti favorendo l’espansione della community.

Formazione media per dipendente

		1° semestre			
		2023	2022	Variazioni	
Numero medio di ore di training	<i>h/pro capite</i>	18,9	13,9	5,0	36,0%

Remote working, benessere e motivazione

Nel primo semestre 2023 oltre 40.000 persone hanno lavorato con modalità ibride, alternando attività in smart working e in presenza.

A seguito della sottoscrizione dell’accordo New Way of Working (NWOW) avvenuta nel mese di marzo 2022 in Italia con le organizzazioni sindacali nazionali, nel primo semestre 2023 si è verificata la piena operatività dell’applicazione di ampie misure di flessibilità che prevedono l’alternanza di giornate di lavoro in sede per le attività cosiddette ad “alta sinergia” con giornate di lavoro da remoto per le quali è fissato un tetto massimo del 60% di giornate mensili per attività remotizzabili. È, inoltre, prevista la possibilità di richiedere giornate aggiuntive a fronte di situazioni particolari (disabili, caregiver, genitori di figli piccoli ecc.), ovvero un massimo del 40% per attività parzialmente remotizzabili, nonché misure organizzative a garanzia e tutela del benessere dei lavoratori e una più agevole conciliazione dei tempi di vita e di lavoro, il diritto alla disconnessione, la fornitura della connettività mobile per tutti gli smart worker, il riconoscimento dei buoni pasto per i giorni di smart working. Coerentemente con i principi delineati nell’accordo italiano sul nuovo modello di lavoro, anche negli altri principali Paesi del Gruppo sono stati sottoscritti accordi sindacali e/o individuali al fine di rendere il lavoro ibrido una realtà globale a supporto dell’integrazione tra vita privata e lavorativa.

Enel promuove il benessere psicofisico delle persone, inteso come un insieme di fattori integrati tra vita e lavoro, per assicurare un ambiente di lavoro sicuro, stimolante e par-

tecipativo orientato alla piena realizzazione della persona. Il benessere rappresenta una leva per la prevenzione in materia di salute e sicurezza fisica e mentale, per sostenere la motivazione delle persone e il loro senso di appartenenza, realizzando un contributo lavorativo efficace, innovativo e sostenibile.

Il framework globale del benessere di Enel si basa su otto pilastri (benessere fisico, psicologico, sociale, economico, etico, culturale, work-life harmony, senso di protezione) ed è alla base delle metriche che misurano il livello di soddisfazione delle persone riguardo a diversi aspetti del loro benessere e motivazione che confluiscono nel Global Wellbeing Index, rilevato nel secondo semestre 2022.

A seguito delle rilevazioni 2021 e 2022 a livello globale sono in corso di implementazione programmi finalizzati al cambiamento culturale (Global Wellbeing Program, newsletter wellbeing, rete di Wellbeing Ambassador) e sono promosse azioni volte a tutelare e migliorare il benessere psicofisico e la sostenibilità della vita lavorativa delle persone e dei team. In particolare, nel primo semestre 2023 il programma Global Wellbeing Program – un insieme di strumenti e contenuti associati a un sistema premiante per mantenere tutte le persone informate, consapevoli e ingaggiate sul proprio benessere – è stato consolidato e ampliato in termini di contenuti ed è stata erogata la prima tranche di rewarding. Inoltre, è stato avviato un progetto globale per supportare il benessere dei team e condividere best practice di wellbeing leadership. La rete degli Ambassador è stata inoltre estesa nei diversi Paesi del Gruppo.

Inclusione e unicità

In Enel inclusione, benessere, partecipazione e creazione di valore sono strettamente legati, come indicato anche nello Statuto della persona. Includere significa infatti valorizzare e far esprimere il mix unico di talenti, competenze, attitudini, aspetti visibili e invisibili di ognuna delle nostre persone, in modo da garantire benessere e motivazione, facendo emergere il potenziale inespresso all'interno dell'organizzazione e contribuendo così alla crescita. Ciò è possibile attraverso azioni che diffondono la cultura dell'inclusività a tutti i livelli dell'organizzazione e che agiscono sulla valorizzazione delle specificità individuali e dell'unicità della persona e sulla cura nelle situazioni di vita che hanno impatto sul lavoro creando consapevolezza, relazione e partecipazione.

Le tappe che portano allo stato attuale iniziano nel 2013 con la pubblicazione della Policy sui Diritti Umani, seguita nel 2015 dall'adesione di Enel ai sette principi del WEP (Women's Empowerment Principles) promossi da UN Global Compact e UN Women e dalla contemporanea pubblicazione della Policy Diversità e Inclusione (D&I). Questa policy esplicita i principi di non discriminazione, pari opportunità, dignità, equilibrio tra vita privata e lavoro e inclusione di ogni persona, al di là di ogni forma di diversità. Nel 2019 si aggiunge anche la policy sul Workplace Harassment che introduce i temi del rispetto, dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro nella prevenzione di ogni tipo di molestia; principi che sono stati nel 2020 alla base dello Statement contro le molestie sul luogo di lavoro, pubblicato sul sito internet di Enel. Nel 2021 è stata emessa la policy globale sull'Accessibilità digitale per assicurare pari opportunità di accesso alle informazioni e ai sistemi digitali.

Diffondere la cultura dell'inclusione in Enel significa anche misurazione e definizione di obiettivi puntuali. Per questo una parte essenziale della nostra attività è dedicata a trasformare i fenomeni in numeri e a guidare il cambiamento partendo dall'analisi degli stessi.

Nel primo semestre 2023 continua a essere strategico l'utilizzo della dashboard People Care and D&I che permette agli attori interessati di avere visibilità sui risultati e sui trend di riferimento per indirizzare le strategie.

L'approccio evidence-based si esprime anche attraverso la definizione di una specifica policy in materia di diversità in merito alla composizione del Consiglio di Amministrazione e di obiettivi puntuali e azioni pubblicati nel Piano e nel Bilancio di Sostenibilità, approvato dagli organi societari.

In particolare:

- realizzare un assessment sul livello generale di inclusione;
- bilanciare la percentuale di donne nei processi di selezione;
- far crescere la rappresentanza di donne manager e middle manager e nei piani di successione manageriali;
- aumentare il numero di studentesse coinvolte in iniziative di sensibilizzazione STEM.

Grande rilievo ai fini delle strategie D&I di Gruppo ha assunto il lancio della prima Global Inclusive Survey avvenuto nel primo semestre 2023. Questa iniziativa di ascolto si pone l'obiettivo di raccogliere il punto di vista e le esperienze di tutti, indagando vissuti, percezioni e aspettative per continuare a diffondere una cultura dell'equità e dell'inclusione in tutto il Gruppo.

L'impegno nella parità di genere nei processi di selezione registra una conferma anche nel primo semestre 2023; la rappresentanza delle donne manager e middle manager è pari al 32,2% in aumento rispetto al 2022 (31,8%). Per quanto riguarda le iniziative STEM sono state coinvolte oltre 4.000 studentesse nel primo semestre 2023, in particolare in Italia e Stati Uniti.

A partire dal 2020, nei principali Paesi del Gruppo sono stati lanciati interventi formativi dedicati ai temi della cultura bias free e alla sensibilizzazione rispetto al tema delle molestie sul luogo di lavoro. Al 30 giugno 2023 queste iniziative hanno visto coinvolti oltre 42.000 colleghi.

In particolare, per quanto riguarda il tema delle molestie sui luoghi di lavoro, nel primo semestre 2023 Enel in Italia ha riattivato la campagna di comunicazione contro le molestie a tutto tondo: dal rilancio della policy sulle molestie al corso online e al servizio di supporto della consigliera di fiducia (professionista esterna all'Azienda che fornisca tutte le informazioni necessarie in assoluta riservatezza e garantendo l'anonimato assoluto a colleghi e colleghe).

In tema di diversità culturale alcuni Paesi (Italia, Cile, Argentina, Brasile, Stati Uniti, Sudafrica, Grecia e Spagna) hanno realizzato iniziative di sensibilizzazione come video, webinar e newsletter in occasione della Giornata mondiale della diversità culturale per il dialogo e lo sviluppo con l'obiettivo di promuovere e valorizzare l'incontro tra diversi mondi e culture.

Inoltre, nel mese di maggio Enel ha partecipato alla celebrazione del Mese europeo della diversità organizzando diverse iniziative principalmente in Italia, Spagna e Romania.

Continua il progetto Value for Disability che mira a cambiare la cultura della disabilità spostando l'attenzione dalla limitazione al ruolo abilitante del contesto. Il progetto sta contribuendo a diffondere iniziative, fornire strumenti e cambiare i processi legati a persone con disabilità attraverso l'innovazione del contesto e del business. In particolare, a livello globale, continua l'attivazione dei servizi di Inclusive travel volti ad assicurare ai colleghi con disabilità una esperienza inclusiva di soggiorno e viaggio per le trasferte di lavoro.

Nel primo semestre 2023 il progetto MaCro@Work dedicato alle persone con malattie croniche è stato esteso in diversi Paesi ed è operativo da febbraio anche in Spagna, Romania, Argentina, Brasile, Colombia, Centro America e Messico, oltre che in Italia con 53 Gestori di Cuore a livello globale.

Nell'ambito della dimensione dell'intergenerazionalità è stato avviato il progetto globale People EngAger finalizzato a favorire l'inserimento di tutti i neoassunti del Gruppo Enel e supportare il processo di mobilità interna facilitando

il trasferimento di valori, competenze ed esperienze. La tabella di seguito mostra l'impegno di Enel sulla diversità e inclusione, esponendo il numero delle donne manager e middle manager.

Inclusione e unicità

		1° semestre		
		2023	2022	Variazione
Donne manager sul totale manager	%	26,1	24,1	2,0
Donne middle manager sul totale middle manager	%	32,9	31,5	1,4

Salute e sicurezza sul lavoro

La salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone rappresentano per Enel il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita. Nel solco del più ampio impegno per il rispetto dei diritti umani, infatti, Enel si impegna quindi a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza, che garantisca un ambiente di lavoro sano e privo di pericoli per tutti coloro che lavorano con e per il Gruppo.

L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi e nella formazione, la segnalazione e l'analisi degli eventi, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, i continui controlli sulla qualità, la condivisione delle esperienze e il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza.

La tutela della salute e della sicurezza delle persone Enel è una responsabilità di chiunque lavori con e per il Gruppo. Per questo, come previsto nella Stop Work Policy del Gruppo, il personale (sia dipendente sia delle imprese appaltatrici) è tenuto a fermare tempestivamente qualsiasi attività che potrebbe mettere a rischio la propria salute e sicurezza o quella degli altri o, analogamente, che possa provocare un danno all'ambiente, inteso come compromissione della qualità delle sue componenti.

In linea con la Policy sui Diritti Umani, il Codice Etico, la Dichiarazione di impegno e la Stop Work Policy, Enel ha definito una specifica Politica della Salute e Sicurezza che prevede che ogni Linea di Business del Gruppo sia dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale ISO 45001. Il Sistema di Gestione si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione nonché sulla verifica dell'efficacia delle stesse, sulle eventuali azioni correttive e sulla preparazione delle squadre operative.

Sulla base delle evidenze emerse dal sistema di monitoraggio e controllo, è stato implementato un approccio "data-driven", basato su tool informatici e dashboard analitiche, che consente la valutazione delle performance delle unità organizzative e dei fornitori, l'individuazione delle aree a maggiore rischio di infortuni fatali e Life Changing e la definizione delle successive modalità di gestione. Tale approccio si affianca alla raccolta e alla condivisione delle migliori pratiche che permettono di supportare il processo di miglioramento continuo ed evitare il ripetersi degli stessi eventi.

Con riferimento ai fornitori⁽⁸⁾, l'approccio di Enel è quello di considerare ognuno di essi come un partner con il quale condividere i principi cardine della sicurezza e dell'ambiente. Pertanto, i temi di salute e sicurezza sono integrati nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo.

Per supportare i processi di cambiamento e garantire la diffusione a tutti i livelli di una solida cultura della sicurezza, all'interno del Gruppo è presente un articolato processo di gestione ed erogazione della formazione a tutti i dipendenti.

In particolare, all'interno dell'unità organizzativa HSEQ di Holding, è attiva l'unità SHE Factory che ha lo specifico obiettivo di implementare, integrare e armonizzare su tutto il perimetro di Gruppo progetti di formazione dedicati a promuovere una nuova mentalità e un modo di lavorare migliore, più sicuro per le persone e più sostenibile per l'ambiente.

(8) Fornitori: persona fisica o giuridica (appaltatore principale, subappaltatore, consorzio, gruppo di imprese, lavoratore autonomo) che svolge attività o servizi nell'ambito di contratti sottoscritti da società del Gruppo Enel, ma non è alle dipendenze del Gruppo Enel.

Performance

La tabella di seguito espone i principali indicatori relativamente alla sicurezza sul lavoro.

		1° semestre			
		2023	2022 ⁽¹⁾	Variazioni	
Numero di ore lavorate	milioni ore	197,613	212,711	(15,098)	-7,1%
Enel	milioni ore	60,994	62,059	(1,065)	-1,7%
Imprese appaltatrici	milioni ore	136,619	150,652	(14,033)	-9,3%
Numero di infortuni totali (TRI)⁽²⁾	n.	349	538	(189)	-35,1%
Enel	n.	78	82	(4)	-4,9%
Imprese appaltatrici	n.	271	456	(185)	-40,6%
Indice di frequenza infortuni (TRI FR)⁽³⁾	i	1,77	2,53	(0,76)	-30,0%
Enel	i	1,28	1,32	(0,04)	-3,0%
Imprese appaltatrici	i	1,98	3,03	(1,05)	-34,7%
Numero di infortuni mortali (FAT)	n.	3	1	2	-
Enel	n.	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	n.	3	1	2	-
Indice di frequenza infortuni mortali (FAT FR)	i	0,015	0,005	0,010	-
Enel	i	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	i	0,022	0,007	0,015	-
Numero di infortuni "Life Changing Accidents" (LCA)⁽⁴⁾	n.	-	1	(1)	-
Enel	n.	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	n.	-	1	(1)	-
Indice di frequenza infortuni "Life Changing Accidents" (LCA FR)	i	-	0,005	(0,005)	-
Enel	i	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	i	-	0,007	(0,007)	-
Numero di infortuni con giorni persi (LTI)⁽⁵⁾	n.	103	110	(7,000)	-6,4%
Enel	n.	40	35	5	14,3%
Imprese appaltatrici	n.	63	75	(12)	-16,0%
Indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR)	i	0,521	0,517	0,004	0,8%
Enel	i	0,656	0,564	0,092	16,3%
Imprese appaltatrici	i	0,461	0,498	(0,037)	-7,4%

(1) I dati del primo semestre 2022 tengono conto di una loro più puntuale determinazione eseguita durante la seconda metà del 2022.

(2) Total Recordable Injury (TRI): comprendono tutti gli eventi infortunistici che hanno provocato lesioni, sono comprensivi degli infortuni che hanno comportato giorni di assenza dal lavoro LTI e dei First Aid (medicazioni) ovvero gli infortuni che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro.

(3) Il Total Recordable Injury Frequency Rate (TRI FR), così come tutti i Frequency Rate dei diversi tipi di eventi, è calcolato rapportando il numero degli eventi alle ore lavorate espresse in milioni.

(4) Life Changing Accidents (LCA): sono gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona (per es., amputazioni di arti, paralisi, ustioni estese e visibili ecc.).

(5) Lost Time Injuries (LTI): sono gli infortuni che hanno provocato almeno un giorno di assenza dal lavoro.

Nei primi sei mesi del 2023 l'indice di frequenza infortuni (LTI) combinato Enel e contractor si è attestato a 0,52 infortuni per ogni milione di ore lavorate, praticamente coincidente con lo stesso valore del 2022.

Nella prima metà dell'anno si sono verificati 3 infortuni mortali a dipendenti di imprese appaltatrici in Brasile, uno dovuto a schiacciamento sul perimetro Enel Grids e due causati da elettrocuzione rispettivamente sul perimetro Services e sul perimetro Enel Green Power.

La Policy 106 "Classification, communication, analysis and reporting of incidents", definisce ruoli e modalità affinché sia garantita la tempestiva comunicazione degli eventi incidentali e venga assicurato il processo di analisi delle cause. Inoltre, per ogni evento analizzato, viene definito un "Action Plan" con le azioni di miglioramento e viene monitorata la loro esecuzione, in modo da evitare il ripetersi di eventi simili.

Come la sicurezza, anche la salute è un valore fondamentale per la cura e lo sviluppo delle persone Enel. Per questo il Gruppo ha adottato un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e protezione, e si impegna a sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psicofisica e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale.

In quest'ottica, in ambito sia globale sia locale, Enel promuove iniziative volte a migliorare la qualità della giornata lavorativa, a livello sia fisico sia mentale, realizza campagne di sensibilizzazione per promuovere stili di vita sani, sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e offre convenzioni per l'accesso agevolato a servizi medici e sanitari, interventi di assistenza alle persone con disabilità e iniziative specifiche di medicina preventiva.

Relazioni responsabili con le comunità

Instaurare relazioni solide e durature nel tempo con le comunità locali rappresenta un pilastro fondamentale della strategia di Enel, alla base di un modello inclusivo di sviluppo e gestione del business in cui l'interazione continua con le comunità abilita la creazione di valore condiviso, nella consapevolezza che le attività del Gruppo possono avere un'influenza diretta o indiretta sulle comunità in cui opera, e in linea con gli standard internazionali di riferimento (quali i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani e le Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali) che sottendono l'impegno di Enel in materia di rispetto dei diritti umani nella pratica di business.

Le leve cardine di implementazione di un modello di business sostenibile nell'area di influenza del Gruppo sono:

- *sustainability by design*, attività miranti a identificare potenziali rischi, impatti e opportunità prima dello sviluppo del business, grazie al coinvolgimento attivo degli stakeholder interessati;
- interventi *ad hoc*, azioni identificate in fasi successive del ciclo di vita dell'attività di business, anche in ragione dell'evoluzione del contesto analizzato nella fase di progettazione;
- *crisis management*, interventi di sostenibilità attuati in relazione a eventi improvvisi e imprevisti e a danni gravi, come eventi critici relativi ad asset, progetti o prodotti del Gruppo e derivanti da calamità naturali o disordini sociali/comunitari.

Tale approccio ha portato Enel a innovare sia la modalità di gestione del business sia lo sviluppo di prodotti e servizi energetici. Un approccio che si avvale anche della consapevolezza che l'attivazione di ecosistemi virtuosi, come le partnership, è un elemento indispensabile per facilitare e promuovere l'identificazione di idee e soluzioni sociali innovative innestandosi su un elemento fondamentale come la transizione verso un'economia decarbonizzata.

Nel primo semestre 2023 il contributo di Enel allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori e delle comunità con cui opera si è tradotto in circa 1.300 progetti di sostenibilità nei diversi Paesi in cui il Gruppo è presente, coinvolgendo oltre 1,8 milioni di beneficiari⁽⁹⁾, in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), di cui oltre il 50% è relativo a progetti e iniziative associate ai tre SDG su cui il Gruppo ha preso un commitment pubblico all'ONU (SDG 4, SDG 7, SDG 8). In particolare, tali progetti spaziano da programmi di istruzione e formazione professionale a progetti di supporto alle attività culturali ed economiche, alla promozione dell'accesso all'energia, all'elettrificazione rurale e suburbana, alla promozione dell'inclusione sociale per le categorie più vulnerabili della popolazione (dal punto di vista fisico, sociale ed economico).

(9) Per beneficiari si intendono le persone a favore delle quali viene realizzato un progetto. Enel considera i soli beneficiari relativi all'anno corrente. Il numero dei beneficiari considera le attività e i progetti svolti in tutte le aree in cui il Gruppo opera adottando un approccio focalizzato sulla valutazione degli impatti dei nostri progetti di sostenibilità su ambiti specifici come: ambiente, accesso all'energia, sostegno all'educazione, sviluppo economico, supporto alle comunità.

Catena di fornitura sostenibile

I fornitori sono partner del Gruppo nel percorso di crescita sostenibile, al fine di massimizzare i vantaggi economici, produttivi, sociali e ambientali della transizione. Enel si impegna quotidianamente per creare processi sostenibili, innovativi e circolari che permettano anche di quantificare meglio, e quindi mitigare, gli impatti totali che i fornitori generano, consapevole della necessità di ridurre al minimo la pressione su materiali e componenti critici attraverso l'innovazione tecnologica e il riciclo continuo e di sostenere la resilienza e la riqualificazione dei suoi partner.

Alla base dei processi di acquisto ci sono comportamenti orientati a reciproca lealtà, trasparenza e collaborazione secondo i più alti standard di sostenibilità. Per questo, la selezione dei partner e l'esecuzione dei contratti sono oggetto di attività di analisi e monitoraggio lungo l'intero processo di approvvigionamento e tale proposito viene perseguito all'interno di riferimenti chiari in termini di codici di condotta, tra cui la Policy sui Diritti Umani di Gruppo, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i programmi globali di compliance.

Nello specifico:

- il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel prevede una valutazione accurata dei requisiti tecnici, economico-finanziari, legali, ambientali, relativi ai diritti umani (tra cui salute e sicurezza), etici e di onorabilità delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto. Al 30 giugno 2023 il totale dei fornitori qualificati è pari a 18.733 (di cui il 99% valutato secondo criteri ESG) e di questi 9.726 hanno un contratto attivo nello stesso periodo di rendicontazione;
- il processo di gara e di contrattazione si avvale di un processo strutturato di definizione di "requisiti e fattori premianti di sostenibilità (K)" che possono essere utilizzati dalle diverse unità di acquisto e di monitoraggio durante tutto il periodo di esecuzione del contratto. Il processo prevede la presenza di due "Library", in cui sono catalogati tutti i requisiti e K di sostenibilità raggruppati nelle macro-categorie di certificazioni, aspetti ambientali, di circolarità e sociali. Nel primo semestre 2023, il 65% dei contratti di fornitura è coperto da certificazioni carbon footprint;
- sono state definite, inoltre, specifiche clausole contrattuali, inserite in tutti i contratti di lavori, servizi e for-

niture e aggiornate periodicamente allineandole alle migliori pratiche internazionali. Le condizioni generali di contratto fanno riferimento alle vigenti normative in materia retributiva, contributiva, assicurativa e fiscale, con riferimento a tutti i lavoratori impiegati a qualsiasi titolo nell'esecuzione del contratto da parte del fornitore. Inoltre, vengono richiamati esplicitamente i principi di cui alle Convenzioni OIL e gli obblighi di legge in tema di lavoro minorile e delle donne, di parità di trattamento, di divieto di discriminazione, abusi e molestie, di libertà sindacale, associazione e rappresentanza, di rifiuto del lavoro forzato, di sicurezza e tutela ambientale e di condizioni igienico-sanitarie. In caso di conflitto tra i suddetti obblighi di legge e le Convenzioni OIL, prevalgono le norme più restrittive. Le clausole prevedono inoltre che i fornitori si impegnino a prevenire ogni forma di corruzione (art. 29.1.3 e art. 29.1.4 delle Condizioni Generali di Contratto);

- il numero degli FTE⁽¹⁰⁾ che operano nei cantieri e siti di Enel, al 30 giugno 2023, è 155.249;
- le attività di analisi e monitoraggio lungo l'intero processo di approvvigionamento si avvalgono di sistemi specifici tra cui, in particolare, il Supplier Performance Management (SPM) il cui obiettivo, in ottica di collaborazione con i fornitori, è non solo intraprendere eventuali azioni correttive in fase di esecuzione contrattuale, ma anche incentivare un percorso di miglioramento grazie ad azioni che premiano le migliori pratiche. Il processo si basa su una rilevazione obiettiva e sistematica di dati e informazioni relative all'esecuzione della prestazione oggetto del contratto. Tali dati sono utilizzati per elaborare specifici indicatori, detti anche categorie (Qualità, Puntualità, Salute e Sicurezza, Ambiente, Diritti Umani & Correttezza, Innovazione & Collaborazione), che, combinati in una media ponderata, costituiscono l'indice di Supplier Performance (SPI).

Nel corso del primo semestre 2023 sono inoltre proseguiti gli incontri con i fornitori per approfondire i temi inerenti alla decarbonizzazione, alla circolarità e ai diritti umani con l'obiettivo di condividere pratiche e approcci comuni e accompagnare i fornitori nel percorso virtuoso di sostenibilità.

(10) FTE = Full Time Equivalent, corrisponde al numero di lavoratori necessari a svolgere un certo numero di ore lavorate, ipotizzando che lavorino a tempo pieno. Un FTE corrisponde quindi a un giorno-persona.

Fatti di rilievo del primo semestre 2023

Enel colloca nuovi prestiti obbligazionari ibridi perpetui da 1,75 miliardi di euro per rifinanziare alcuni dei suoi bond ibridi in circolazione

In data 9 gennaio 2023 Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui con denominazione in euro, destinati a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 1,75 miliardi di euro (i "Nuovi Titoli"). Contestualmente, Enel ha inoltre annunciato, con distinta notice, il lancio di offerte volontarie volte a riacquistare per cassa, e successivamente cancellare, per un totale complessivo nominale pari all'importo raccolto con i Nuovi Titoli, tutto o parte del prestito obbligazionario ibrido perpetuo in circolazione da 750 milioni di euro, nonché parte del prestito obbligazionario ibrido in circolazione da 1.250 milioni di dollari statunitensi, con scadenza a settembre 2073 e prima call date a settembre 2023, subordinatamente al verificarsi di talune condizioni sospensive.

Con la conclusione dell'offerta volontaria, Enel:

- ha riacquistato per cassa il proprio prestito obbligazionario ibrido perpetuo in circolazione denominato in euro per un importo nominale complessivo pari a 699.970.000 euro. Successivamente, avendo raggiunto le condizioni previste dalla clausola di "clean up call", che prevedeva al superamento dell'80% di adesione alla tender offer la possibilità di riacquistare la restante parte del prestito obbligazionario, in data 27 febbraio 2023 è avvenuta la regolazione per 50.049.000,00 euro, rimborsando completamente il prestito obbligazionario ibrido perpetuo;
- ha riacquistato tutte le offerte validamente pervenute in relazione al prestito obbligazionario in dollari statunitensi per un importo nominale complessivo di 411.060.000 dollari statunitensi.

Enel lancia un Sustainability-Linked Bond da 1,5 miliardi di euro

In data 14 febbraio 2023 Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond in due tranches rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,5 miliardi di euro. La nuova emissione prevede per la prima volta l'utilizzo da parte di Enel di molteplici Key Performance Indicators (KPI) per tranches. Una tranche dell'emissione combina un KPI collegato alla tassonomia dell'UE con un KPI collegato agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. L'altra tranche del bond è collegata a due KPI associati alla traiettoria del Gruppo di completa decarbonizzazione, attraverso la riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra.

Cessione degli asset di generazione termoelettrica in Argentina

In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha perfezionato un accordo per la vendita all'azienda energetica Central Puerto SA della quota detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di circa 42 milioni di euro.

Additionalmente, in data 29 marzo 2023, YPF e Pan American Sur SA hanno esercitato i rispettivi diritti di prelazione per:

- l'acquisto da parte di YPF delle azioni detenute da Enel Américas in Inversora Dock Sud SA, e indirettamente della quota delle azioni detenute dalla stessa in Central Dock Sud SA; e
- l'acquisto da parte di Pan American Sur SA delle azioni detenute da Enel Argentina in Central Dock Sud SA.

La vendita si è perfezionata in data 14 aprile 2023 per un corrispettivo complessivo di circa 48 milioni di euro.

Enel firma accordo per la cessione delle sue attività in Romania a PPC

In data 9 marzo 2023 Enel SpA ha sottoscritto un accordo per la cessione alla società greca Public Power Corporation SA (PPC) di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania. L'accordo prevede che PPC versi un corrispettivo complessivo di circa 1.369 milioni di euro.

Enel Perú firma un accordo per la cessione degli asset di distribuzione, fornitura e servizi energetici avanzati a CSGI

In data 7 aprile 2023 Enel Perú SAC, controllata da Enel SpA tramite la società Enel Américas SA, ha sottoscritto un accordo con la società cinese China Southern Power Grid International (HK) Co. Ltd (CSGI) per la cessione della totalità delle partecipazioni detenute da Enel Perú nella società di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú SAA e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC.

L'accordo prevede che CSGI acquisirà le partecipazioni di Enel Perú in Enel Distribución Perú SAA (pari a circa l'83,15% del capitale sociale di quest'ultima) e in Enel X Perú SAC (pari al 100% del capitale sociale di quest'ultima) a fronte di un corrispettivo totale di circa 2,9 miliardi di dollari statunitensi, corrispondenti a circa 4 miliardi di dollari statunitensi in termini di enterprise value (riferito al 100%).

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Recovery and Resilience Facility – REPowerEU

Alla luce dell'invasione russa dell'Ucraina, a maggio 2022 la Commissione Europea ha proposto il pacchetto REPowerEU, che prevede il finanziamento di nuove misure necessarie per diversificare l'approvvigionamento energetico e ridurre la dipendenza dell'Unione Europea dai combustibili fossili russi.

La proposta legislativa mira a fare del dispositivo per la ripresa e la resilienza il quadro strategico per le iniziative previste dal REPowerEU. Per avvalersi delle risorse di questo programma gli Stati membri dovranno infatti aggiungere nei loro piani per la ripresa e la resilienza un capitolo dedicato comprendente le riforme e i nuovi investimenti individuati per accelerare la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e al contempo mitigarne i costi e gli impatti socioeconomici durante la transizione.

La Commissione ha stimato in circa 300 miliardi di euro gli investimenti necessari entro il 2030 (210 miliardi di euro entro il 2027) per raggiungere gli obiettivi del REPowerEU ed eliminare gradualmente le importazioni di combustibili fossili dalla Russia. Di questi investimenti circa il 95% sarà dedicato all'accelerazione della transizione energetica (aumento della capacità di produzione di energia rinnovabile, efficienza energetica e pompe di calore in ambito residenziale, efficienza energetica e decarbonizzazione in ambito industriale, sviluppo delle reti di trasmissione, di distribuzione e dello storage, incremento della produzione di biometano sostenibile e delle biomasse).

Il processo legislativo, iniziato a maggio, si è di fatto concluso in dicembre con l'accordo provvisorio sulla proposta di regolamento del REPowerEU raggiunta dal Consiglio e dal Parlamento Europeo, che oltre a confermare i principali elementi proposti dalla Commissione ha anche definito le

modalità di finanziamento del programma per il quale si prevede l'utilizzo di:

- circa 225 miliardi di euro di prestiti non ancora impiegati nei Piani di Ripresa e Resilienza. Anche i Paesi che hanno già utilizzato il plafond a loro disposizione (per es., Italia, Romania e Grecia) potranno accedervi, subordinatamente alle richieste dei Paesi che ne hanno ancora diritto;
- 20 miliardi di euro, finanziati sia dall'Innovation Fund sia dall'anticipo della vendita delle quote dell'ETS. Tali fondi saranno allocati per ciascun Paese secondo criteri di ripartizione che tengono conto della politica di coesione, della dipendenza degli Stati membri dai combustibili fossili e dell'aumento dei prezzi degli investimenti;
- ulteriori risorse provenienti da trasferimenti volontari della Brexit Adjustment Reserve (BAR) e fondi di coesione inutilizzati del precedente quadro finanziario pluriennale (2014-2020) per sostenere le PMI e le famiglie vulnerabili particolarmente colpite dai rincari dell'energia.

Per quel che riguarda il Recovery and Resilience Facility, nel corso del 2022 la Commissione e il Consiglio Europeo hanno continuato nella loro attività di approvazione dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza, approvando nel secondo semestre i Piani degli ultimi due Paesi rimasti, Ungheria e Olanda. Sempre nel corso del 2022 l'Unione Europea ha continuato gli esborsi finanziari riferiti al programma a favore dei Paesi membri che ne facevano richiesta per pre-finanziamento delle attività o per raggiungimento delle milestone e target definiti nei Piani di Ripresa e Resilienza. Alla fine del 2022 il totale delle risorse erogate dall'Unione ammonta a circa 139 miliardi di euro (94 miliardi di euro di grant e 45 miliardi di euro di finanziamenti).

Evoluzione del pacchetto "Fit for 55" e del REPowerEU

Obiettivi energetici e climatici

Con il pacchetto "Fit for 55" pubblicato a luglio 2021, la Commissione Europea ha proposto un incremento dei target UE al 2030 a supporto di una maggiore ambizione climatica per raggiungere una riduzione delle emissioni di

gas serra del 55% al 2030 e arrivare alla neutralità climatica al 2050.

La crisi energetica iniziata nel 2021, esacerbata dalla crisi ucraina nel 2022, ha reso necessario individuare una serie di misure aggiuntive nel breve e medio termine per rafforzare la crescita economica, garantire la sicurezza dell'ap-

provigionamento e mantenere l'impegno sui target climatici per l'Europa.

La strategia REPowerEU è la risposta della Commissione Europea che propone di:

- accelerare la diffusione delle energie rinnovabili, 42,5% entro il 2030, con un'integrazione indicativa supplementare del 2,5% che consentirebbe di raggiungere il 45%;
- promuovere soluzioni di elettrificazione diretta che riducano la domanda di gas naturale negli usi finali e rafforzino le misure di efficienza energetica nel lungo termine, includendo un aumento dall'11,7% dell'obiettivo vincolante di efficienza energetica entro il 2030 inizialmente previsto dal pacchetto "Fit for 55";
- diversificare gli approvvigionamenti di commodity energetiche, in particolare attraverso misure di diversificazione a breve termine sul gas;
- modernizzare e digitalizzare l'infrastruttura di rete;
- promuovere l'obbligo di installazione di pannelli solari su nuovi edifici pubblici e commerciali e nuovi edifici residenziali a partire dal 2026 nell'ambito dell'iniziativa "Solar Rooftop".

Nel corso del 2022 le istituzioni europee sono state impegnate nella discussione dei diversi dossier all'interno del pacchetto "Fit for 55" e del suo adeguamento alle novità del REPowerEU. Tra i più rilevanti si segnalano la revisione della Direttiva Rinnovabili (RED III), della Direttiva Efficienza Energetica (EED), della Direttiva sulla prestazione energetica nel settore edilizio (EPBD), della Direttiva sulle emissioni (EU ETS) e del Regolamento sui limiti di emissioni CO₂ per i veicoli a motore.

Digitale

Durante la prima metà del 2023 la Commissione Europea ha presentato numerose nuove proposte relative al settore digitale. Nell'ambito cybersicurezza ad aprile 2023 la Commissione ha pubblicato una proposta di legge denominata Cyber Solidarity Act, che mira a rafforzare la capacità di cybersicurezza nell'UE. Relativamente al tema connettività, la Commissione ha pubblicato una nuova proposta di "normativa sulle infrastrutture Gigabit" volta a far sì che entro il 2030 tutti i cittadini e le imprese nell'UE dispongano della connettività Gigabit. Nel frattempo diverse iniziative – tra cui il Data Act, che stabilisce norme sulla condivisione dei dati generati dall'uso di prodotti connessi o servizi affini al fine di garantire un'equità dei contratti di condivisione dei dati, e l'EU Digital Identity Regulation (eID), con il fine di garantire alle persone e alle imprese l'accesso universale a

un'identificazione e un'autenticazione elettroniche sicure e affidabili – hanno raggiunto le fasi finali della discussione tra le istituzioni e l'accordo interistituzionale su entrambe le iniziative è atteso per la seconda metà del 2023. Infine, la proposta di Regolamento europeo sugli obblighi di cybersicurezza per prodotti con elementi digitali, Cyber Resilience Act, presentato a settembre 2022 e che introduce regole comuni per i produttori e gli sviluppatori di prodotti con elementi digitali, e l'Artificial Intelligence Act, il progetto di normativa sull'intelligenza artificiale proposto dalla Commissione Europea nell'aprile del 2021, rimangono tuttora in fase di discussione.

Mobilità

Durante la prima metà del 2023 Parlamento e Consiglio Europeo hanno raggiunto l'accordo su numerosi dossier appartenenti al "Fit for 55" inizialmente proposti nel 2021 e le cui discussioni nelle diverse istituzioni europee si sono protratte lungo il 2022. Si conferma il testo concordato durante il 2022 per la revisione dei CO₂ standards for cars and vans, che prevede un aumento della quota di riduzione dei limiti di emissione al 2030 per le passenger cars e gli LDV e introduce l'obbligo di vendita di veicoli leggeri solo a emissioni zero a partire dal 2035; tuttavia, è attesa per l'autunno 2023 un'ulteriore modifica che dovrebbe permettere ai veicoli a combustione interna alimentati a solo carburante sintetico di essere immessi sul mercato anche dopo il 2035. Il nuovo regolamento Alternative Fuels Infrastructure (AFIR), su cui ugualmente è stato raggiunto un accordo e la cui pubblicazione in Gazzetta Ufficiale dell'unione Europea è attesa preliminarmente per fine estate 2023, prevede per la prima volta in UE target obbligatori per lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per veicoli leggeri e pesanti e dell'infrastruttura per fornire elettricità alle imbarcazioni ormeggiate nei porti nei diversi Stati membri. Infine, è stato raggiunto l'accordo sulle iniziative ReFuelEU Aviation e FuelEU Maritime volte a ridurre le emissioni di gas a effetto serra per il trasporto aereo e marittimo, fissando limiti di emissioni per navi e aerei via via più stringenti e attraverso misure per la promozione di combustibili rinnovabili, inclusi idrogeno ed elettricità rinnovabile o a basse emissioni di carbonio. Altre iniziative collegate alla mobilità e appartenenti al "Fit for 55" e non solo, come la proposta revisione del regolamento Trans-European Network of Transport (TEN-T), la direttiva European Performance Building (EPBD), il regolamento Euro 7 e i CO₂ standards per i veicoli pesanti, rimangono tuttora in fase di discussione.

Pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas e l'idrogeno e definizione di idrogeno rinnovabile

Durante la prima metà del 2023 il pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas pubblicato il 15 dicembre 2021, con l'obiettivo di definire un framework abilitante alla penetrazione nel sistema di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, incluso l'idrogeno, le regole di mercato e di organizzazione del settore, inclusi gli aspetti infrastrutturali, è entrato nelle fasi di negoziazione tra le diverse istituzioni UE.

Come previsto dalla Direttiva Rinnovabili del 2018, la Commissione Europea durante la prima metà del 2023 ha pubblicato due atti delegati volti a definire i criteri con cui l'idrogeno prodotto da elettricità possa essere consi-

derato rinnovabile; i principali criteri riguardano i principi di addizionalità per gli impianti rinnovabili che alimentano gli elettrolizzatori e la correlazione spaziale e temporale tra elettrolizzatori e impianti rinnovabili, e la metodologia da utilizzare per il calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di questo. I due atti delegati, dopo un periodo di scrutinio di quattro mesi da parte del Consiglio e del Parlamento Europeo, sono stati ufficialmente pubblicati nella Gazzetta Ufficiale europea e saranno direttamente applicabili in tutti i Paesi dell'UE garantendo chiarezza sulle regole per la produzione di idrogeno rinnovabile.

Batterie

Commissione, Parlamento e Consiglio Europeo hanno raggiunto un accordo sul testo definitivo del nuovo regolamento europeo delle batterie, la cui proposta risale al 2020. Il nuovo regolamento, la cui pubblicazione in Gazzetta Ufficiale dell'unione Europea è prevista per gli inizi della

seconda metà del 2023, persegue tre obiettivi: rafforzare il funzionamento del mercato interno, garantendo condizioni di parità attraverso un insieme comune di norme; promuovere un'economia circolare; ridurre gli impatti ambientali e sociali in tutte le fasi del ciclo di vita della batteria.

Nuova disciplina aiuti di Stato

Dal 30 giugno 2023 si applicano le modifiche al Regolamento generale di esenzione per categoria (General Block Exemption Regulation - GBER) che faciliteranno, semplificheranno e accelereranno il sostegno alle transizioni verde e digitale dell'UE, preservando al contempo condizioni di parità nel mercato unico. Il GBER definisce specifiche categorie di aiuti di Stato che, a determinate condizioni, sono compatibili con il Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) ed esenta tali categorie dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione e dalla sua approvazione. Sono state apportate importanti modifiche alle sezioni relative al clima, alla protezione dell'ambiente e all'energia, incluso l'innalzamento delle soglie di notifica, anche in risposta alla crisi energetica. Il GBER aggiornato amplia la possibilità per gli Stati membri di finanziare diverse tipologie di progetti verdi, come: la riduzione delle emissioni di CO₂; la mobilità elettrica e le infrastrutture di ricarica; l'introduzione di nuove condizioni verdi che le grandi imprese ad alta intensità energetica devono soddisfare per ricevere aiuti sotto forma di aliquote fiscali ridotte o esenzioni dal pagamento degli oneri di sistema; l'efficienza energetica; lo stoccaggio incluse le batterie; l'idrogeno rinnovabile; e le comunità energetiche rinnovabili. Infine, è stata ampliata la definizione di infrastruttura energetica all'idrogeno e alla CO₂ purché tali infrastrutture siano accessibili a terzi e

l'esenzione è stata estesa geograficamente a tutto il territorio e non più alle sole aree assistite.

Il 31 dicembre 2023 terminerà l'efficacia del Quadro di riferimento temporaneo COVID per gli aiuti di Stato (COVID State Aid Temporary Framework - TF COVID) relativi alla solvibilità e agli investimenti per lo sviluppo di attività economiche per la crescita sostenibile. Tale data rappresenta l'ultima fase di un'eliminazione graduale che era già stata avviata nel corso del 2022. Nell'ambito del TF COVID abbiamo lavorato all'erogazione di aiuti per misure nazionali a finalità occupazionale anche in aree svantaggiate.

L'ultima modifica al Quadro di riferimento temporaneo per gli aiuti in caso di crisi (Temporary Crisis Framework - TCF) è stata apportata lo scorso 9 marzo 2023. Il nuovo quadro ha acquisito il nome di Temporary Crisis and Transition Framework - TCTF per esaltare la natura della revisione incentrata a promuovere misure di sostegno in settori chiave per la transizione verso un'economia a zero emissioni, in linea con il piano industriale Green Deal. Il TCTF consentirà inoltre di erogare aiuti sino al 31 dicembre 2025. Oltre agli aiuti diretti a supportare i costi aggiuntivi dovuti agli aumenti dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, sono previsti aiuti per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili e dello

stoccaggio. In particolare, gli aiuti all'investimento possono coprire sino al 100% dei costi totali se concessi attraverso una procedura di gara. Figurano anche gli aiuti per la decarbonizzazione attraverso l'elettificazione e/o l'uso di idrogeno rinnovabile ed elettrolitico. La principale novità consiste in aiuti agli investimenti per la produzione di massa di batterie, pannelli solari, turbine eoliche, pompe di calore, elettrolizzatori e sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio, nonché le relative materie prime necessarie per la loro produzione. Il loro importo varia a seconda della regione nella quale si vuole effettuare l'investimento, andando dal 15% dei costi e un massimo di 150 milioni di euro per società nelle regioni più ricche, al 35% dei costi e

Casi aiuti di Stato

Nel corso del 2023 abbiamo continuato il monitoraggio dei fondi autorizzati dalla Commissione Europea per i Paesi rilevanti per il Gruppo nell'ambito del TF COVID e soprattutto del TCF e del TCTF.

In data 7 febbraio 2023 la Commissione ha approvato un regime greco di 1,36 miliardi di euro per compensare parzialmente le imprese ad alta intensità energetica per i prezzi più elevati dell'elettricità derivanti dai costi indiretti delle emissioni nell'ambito del sistema ETS.

In data 17 febbraio 2023 la Commissione ha approvato una misura spagnola di 460 milioni di euro a sostegno del progetto di ArcelorMittal España volto a decarbonizzare parzialmente la sua produzione di acciaio a Gijón, dove gestisce due altiforni che producono metallo caldo liquido da una miscela di minerale di ferro, coke e calcare. L'aiuto sosterrà la costruzione di un impianto per la produzione di ferro direttamente ridotto basato sull'idrogeno rinnovabile.

In data 6 marzo 2023 la Commissione ha approvato una modifica a un regime di garanzia italiano esistente, che prevede un aumento del budget fino a 3 miliardi di euro, per la riassicurazione del rischio di credito commerciale del gas naturale e dell'elettricità nel contesto della crisi ucraina. Lo schema originale, approvato il 30 settembre 2022, mira a limitare i rischi che gli assicuratori corrono attualmente offrendo ai clienti l'assicurazione dei crediti commerciali. Sotto la gestione della SACE, l'Agenzia italiana per il credito all'esportazione, il regime garantisce che l'assicurazione del credito commerciale continui a essere disponibile per le imprese, evitando che queste debbano pagare le bollette energetiche in anticipo o entro poche settimane, riducendo così il loro fabbisogno immediato di liquidità.

In data 27 marzo 2023 la Commissione ha approvato la reintroduzione di uno schema spagnolo da 396 milioni di euro per ridurre i prelievi sul consumo di elettricità imposti alle imprese ad alta intensità energetica.

un massimo di 350 milioni di euro per società nelle regioni svantaggiate. L'aspetto più rilevante di questa tipologia di aiuti è il cosiddetto "matching aid": uno Stato membro dell'UE potrebbe – a determinate condizioni – arrivare a pareggiare il supporto offerto a una impresa in uno Stato extra UE.

In data 2 giugno 2023 la Commissione ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale UE una comunicazione che stabilisce le regole per eventuali modifiche alle carte degli aiuti regionali. I Paesi UE possono proporre aggiornamenti alle loro mappe per il periodo 2022-2027, nell'ambito di una revisione intermedia con scadenza il 15 settembre 2023.

In data 3 aprile 2023 la Commissione ha approvato uno schema italiano da 450 milioni di euro per sostenere gli investimenti nella produzione integrata di idrogeno rinnovabile e di elettricità rinnovabile nelle aree industriali dismesse.

In data 24 aprile 2023 la Commissione ha approvato uno schema spagnolo da 450 milioni di euro per sostenere le imprese manifatturiere ad alta intensità di gas nel contesto della crisi ucraina.

In data 25 aprile 2023 la Commissione ha approvato la proroga e le modifiche di una misura spagnola e portoghese volta a ridurre i prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel mercato iberico (MIBEL) abbassando i costi di produzione delle centrali elettriche a combustibili fossili.

In data 11 maggio 2023 la Commissione ha approvato uno schema spagnolo pari a 837 milioni di euro per sostenere la produzione di batterie per veicoli elettrici e connessi, a beneficio delle aziende produttrici di batterie, dei loro componenti essenziali e delle relative materie prime.

In data 17 maggio 2023 la Commissione ha approvato le modifiche a uno schema greco, compreso un aumento del budget di 600 milioni di euro, per sostenere i consumatori di elettricità non domestici nel contesto della crisi ucraina.

In data 19 giugno 2023 la Commissione ha approvato, sotto il TCTF, due schemi italiani per un valore complessivo di 535 milioni di euro per finanziare l'esenzione degli oneri contributivi per le nuove assunzioni di giovani e donne, con una validità sino al 31 dicembre 2023.

Nel 2023 è continuato il nostro supporto alla valutazione degli aspetti aiuti di Stato dei progetti prioritari per il Gruppo nell'ambito del PNRR. In particolare, è in corso la notifica alla DG Concorrenza a Bruxelles dell'aiuto pari a 89,55 milioni di euro nell'ambito del Contratto di Sviluppo per 3SUN, la cui autorizzazione è prevista per fine mese.

Il quadro regolamentare per Linea di Business

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Per l'anno 2023 sono stati ammessi al reintegro dei costi gli impianti di Sulcis, Portoferraio e Assemini. L'impianto di Porto Empedocle è soggetto a regime di reintegro costi pluriennale fino al 2025; mentre gli impianti ubicati sulle isole minori accedono di diritto alla remunerazione dei costi per tutti gli anni in cui sono dichiarati essenziali, incluso il 2023.

L'ammissione al regime di reintegro dei costi garantisce la copertura dei costi di funzionamento dei suddetti impianti, comprensiva di una quota di remunerazione del capitale investito. Il reintegro dei costi di generazione, al netto dei ricavi conseguiti dagli impianti, è disposto dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA) attraverso provvedimenti di acconto e il riconoscimento di un saldo finale sulla base di istanze presentate dall'operatore. Con la delibera ARERA n. 532/2022/R/eel il valore del WACC nominale per il 2023 è stato fissato all'11,9%.

Per il 2023 la restante parte di capacità essenziale è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi che prevedono l'obbligo, su MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento), di offerta a salire/scendere a prezzi non superiori/inferiori a valori individuati sulla base di metodologie definite da ARERA a fronte di un premio fisso.

Per far fronte alle criticità di approvvigionamento del gas nell'anno termico 2022/2023, con il decreto legge n. 14/2022 (c.d. "D.L. Ucraina") è stata introdotta la possibilità da parte del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE, oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - MASE) di richiedere a Terna la massimizzazione della produzione termoelettrica da impianti con potenza maggiore di 300 MW e alimentati con combustibili alternativi al gas, nonché da impianti a bioliquidi e - successivamente con la legge del 21 aprile 2023 - a biomasse. Il decreto legge prevede altresì misure di coordinamento tra le istituzioni competenti per il rilascio di deroghe ambientali eventualmente necessarie all'esercizio degli impianti interessati dalla massimizzazione e demanda ad ARERA la definizione delle regole di offerta di detti impianti e di ristoro degli oneri sostenuti in seguito all'attivazione della misura.

Con Atto d'Indirizzo del 1° settembre 2022, il MiTE (oggi MASE) ha chiesto a Terna di predisporre e avviare un programma di massimizzazione della produzione alternativa al gas per il periodo 19 settembre 2022 - 31 marzo 2023 per consentire un risparmio di 1,8 Mld/m³ gas, minimizzando il

ricorso alle deroghe ambientali.

Terna ha individuato gli impianti coinvolti e avviato il 19 settembre il Piano di massimizzazione. Per Enel sono stati inclusi gli impianti a carbone di Sulcis, Fusina, Torrevaldaliga Nord e Brindisi.

Con la delibera n. 430/2022/R/eel, ARERA ha stabilito quanto segue:

- per gli impianti interessati già soggetti alla disciplina degli impianti essenziali in regime di reintegro dei costi (impianto di Sulcis) continuano ad applicarsi le regole di offerta e reintegro dei costi di produzione già previsti;
- per gli altri impianti, l'operatore è tenuto a presentare offerte relative al programma di massimizzazione comunicato da Terna al prezzo minimo tecnico sui mercati dell'energia e al costo variabile riconosciuto (CVR) a ciascuna unità di generazione in MSD. Terna riconosce all'operatore l'eventuale differenziale positivo tra il prezzo conseguito sul mercato dell'energia e il CVR; mentre per le offerte accettate in vendita in MSD Terna riconosce all'operatore il prezzo zonale MGP (Mercato del Giorno Prima) se maggiore del CVR. Nel caso in cui i ricavi non siano sufficienti a coprire anche i costi fissi sostenuti nel periodo di massimizzazione, l'operatore può richiedere ad ARERA il ristoro di detti oneri, a eccezione della remunerazione e ammortamento del capitale investito nell'impianto prima dell'avvio della procedura di massimizzazione.

Con Atto d'Indirizzo del 1° aprile 2023 il MASE ha richiesto a Terna di continuare il programma di massimizzazione fino al 30 settembre 2023. Terna ha confermato gli impianti Enel coinvolti e definito un piano di produzione per il periodo 15 maggio - 30 settembre 2023.

Con la delibera n. 258/2023/R/eel ARERA ha approvato l'istanza presentata da Enel Produzione per rivedere i criteri di valorizzazione del costo variabile riconosciuto applicabili alle unità di produzione degli impianti Brindisi Sud, Fusina e Torrevaldaliga Nord. I parametri aggiornati a seguito della delibera trovano applicazione ai fini della definizione delle partite economiche per l'intero periodo di applicazione del programma di massimizzazione, vale a dire dal 19 settembre 2022 fino alla conclusione del programma attualmente prevista al 30 settembre 2023.

Con le delibere n. 95/2023/R/eel, n. 96/2023/R/eel, n. 110/2023/R/eel e n. 111/2023/R/eel ARERA ha determinato il corrispettivo di reintegrazione a saldo spettante alle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas nella titolarità di Enel Produzione (Montalto, Livorno, Piombino e Rossano) per il periodo 1° gennaio - 31 luglio 2023. Per mezzo delle

menzionate quattro deliberazioni, ARERA ha dato concreta applicazione al criterio di quantificazione dei costi fissi già illustrato nella precedente delibera n. 92/2015/R/eel – impugnata da Enel Produzione SpA innanzi al TAR Lombardia – con specifico riferimento alla possibilità di recuperare solo parzialmente i costi fissi sostenuti per garantire la disponibilità degli impianti destinati a entrare in funzione in caso di “emergenza gas”. Enel Produzione ha presentato, quindi, ricorso per motivi aggiunti innanzi al TAR Lombardia, chiedendo l’annullamento di tali ultime delibere attuative, per illegittimità derivata dalla illegittimità della delibera n. 92/2015/R/eel.

Con la delibera n. 247/2023/R/eel ARERA ha approvato i criteri di funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di nuovi accumuli previsto dall’art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021. Tale sistema di approvvigionamento prevede lo svolgimento di procedure concorsuali finalizzate alla costruzione di nuovi impianti di accumulo, tramite l’assegnazione di un premio annuo (€/MWh) con durata pluriennale. L’utilizzo di tale capacità di accumulo nei mercati dell’energia sarà assegnato agli operatori di mercato (con priorità per i titolari di impianti rinnovabili non programmabili) per il tramite di una piattaforma gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Il titolare dell’accumulo dovrà inoltre offrire a Terna l’intera capacità di questi impianti in MSD entro il rispetto di limiti di prezzo che saranno individuati nella disciplina finale del meccanismo di approvvigionamento; dei proventi delle offerte accettate in MSD l’operatore tratterà una quota (la restante quota sarà usata da Terna per ridurre l’onere economico del meccanismo stesso in capo ai consumatori finali). I criteri di definizione dei limiti di prezzo applicabili alle offerte in MSD e la relativa quota di remunerazione spettante all’operatore saranno definite nella disciplina proposta da Terna e soggetta ad approvazione da parte del MASE previa approvazione della Commissione Europea.

Con successivo provvedimento ARERA definirà i criteri in base ai quali Terna può intervenire direttamente nella costruzione di impianti di accumulo a causa del fallimento del meccanismo di approvvigionamento sopra descritto.

A fine novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 199/2021 recante attuazione della direttiva n. 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili. Tale decreto contiene anche disposizioni sulle configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili, già oggetto in Italia della disciplina sperimentale introdotta dalla legge n. 8/2020 (conversione del decreto legge n. 162/2019 “Milleproroghe”) e dai successivi provvedimenti attuativi (delibera ARERA n. 318/2020/R/eel e decreto ministeriale 16 settembre 2020 del Ministero dello Sviluppo Economico).

In attuazione del decreto legislativo n. 199/2021, ARERA ha approvato, lo scorso 27 dicembre 2022, il Testo Integrato dell’Autoconsumo Diffuso (TIAD) che definisce il nuovo quadro regolatorio in materia di comunità energetiche e configurazioni di autoconsumo diffuso. Il MASE dovrà aggiornare i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di cui alla disciplina sperimentale. Nelle more dell’adozione dei provvedimenti attuativi da parte del MASE, continua ad applicarsi quanto previsto dalla disciplina transitoria.

Il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25, ha introdotto un meccanismo di restituzione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivati tramite conto energia e per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non incentivati ed entrati in esercizio entro gennaio 2010. I produttori devono restituire, per il periodo febbraio-dicembre 2022, la differenza tra il prezzo di mercato, o il prezzo contrattato per la vendita a termine, e un prezzo di riferimento individuato dal medesimo decreto per ciascuna zona di mercato (in media 60 €/MWh). Le modalità attuative di tale meccanismo sono state individuate da ARERA con la delibera n. 266/2022/R/eel. Il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142, ha introdotto alcune modifiche al provvedimento di gennaio estendendo il periodo di applicazione, inizialmente previsto da febbraio a dicembre 2022, fino a giugno 2023 e specificando che, per i gruppi verticalmente integrati, rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del gruppo, anche non produttrici, e altre persone fisiche o giuridiche esterne al gruppo societario. Infine, la Legge di Bilancio 2023 (legge 29 dicembre 2022, n. 197), recependo quando stabilito dal Regolamento Europeo 1854/2022, estende il meccanismo di restituzione agli impianti non interessati dal decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, fissando un cap pari a 180 €/MWh.

Il TAR Lombardia, il 1° dicembre 2022, ha accolto i ricorsi di alcuni operatori contro la delibera ARERA n. 266/2022/R/eel, annullando la delibera e le regole tecniche del Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Con ordinanze del 18 gennaio e 22 marzo 2023 – rese in differenti giudizi – il Consiglio di Stato ha accolto l’istanza cautelare di ARERA ripristinando l’efficacia della delibera n. 266/2022/R/eel fino alla definizione del merito (la cui udienza è fissata al 5 dicembre 2023).

La delibera ARERA n. 143/2023/R/eel conferma la disciplina introdotta dalla delibera n. 266/2022/R/eel anche per il periodo gennaio-giugno 2023 per gli impianti soggetti al meccanismo istituito dal decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4 e per il periodo dicembre 2022 – giugno 2023 per gli impianti soggetti al meccanismo di cui alla Legge di Bilancio 2023.

Iberia

Regio Decreto Legge 5/2023, del 28 giugno, che adotta e proroga alcune misure in risposta alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, al sostegno alla ricostruzione dell'isola di La Palma e ad altre situazioni di vulnerabilità

Il 29 giugno 2023 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 5/2023 che, tra le altre cose, include un nuovo pacchetto di misure per affrontare le conseguenze in Spagna della guerra in Ucraina in ambito sia economico sia sociale, compresa l'estensione di misure già adottate in passato. Nel campo dell'energia, alcuni degli aspetti più rilevanti sono:

- è prorogato di sei mesi il termine per i progetti rinnovabili con permessi di accesso dal 1° gennaio 2018 in fase di elaborazione per l'ottenimento dell'autorizzazione amministrativa per la costruzione. In ogni caso, viene mantenuto il termine di cinque anni dall'inizio dell'elaborazione per la messa in servizio;
- sono modificati i riferimenti del mercato dell'elettricità e del prezzo del combustibile per il calcolo della remunerazione per il funzionamento della cogenerazione, delle biomasse e dei rifiuti allo scopo di considerare valori più in linea con l'attuale situazione di mercato;
- in linea con la normativa europea, vengono introdotte le comunità energetiche di cittadini come nuovo soggetto del settore, cui viene concessa, tra gli altri diritti, la possibilità di possedere reti di distribuzione e la capacità di agire come rappresentanti dei consumatori per effettuare l'autoconsumo collettivo. Allo stesso modo, rispetto alla figura già esistente delle comunità di energia rinnovabile, vengono definiti nuovi diritti in conformità con la specifica normativa europea, stabilendo che il gestore della rete di distribuzione corrispondente faciliterà i "trasferimenti di energia", nonché che tali comunità saranno soggette a tariffe e oneri, nonché alle relative tasse e imposte, in modo da contribuire alla distribuzione complessiva dei costi del sistema;
- tutte le stazioni di ricarica con una capacità superiore a 3 MW sono dichiarate di pubblica utilità, con autorizzazione corrispondente da parte del Ministero. In questo modo, gli impianti con una potenza inferiore a 3 MW sono esentati dalla necessità di ottenere un'autorizzazione amministrativa. Inoltre, al fine di promuovere la mobilità elettrica, una deduzione del 15% del prezzo di acquisto di un nuovo veicolo elettrico, nonché del punto di ricarica nell'immobile di proprietà del contribuente non associato ad attività economiche, è inclusa nell'intero importo dell'imposta sul reddito delle persone fisiche (IRPF) fino al 31 dicembre 2024.

Regio Decreto Legge 3/2023, del 28 marzo, che proroga il meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso regolato dal Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio

Il 29 marzo 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 3/2023 che, tra gli altri aspetti, proroga di altri sette mesi, fino al 31 dicembre 2023, il meccanismo della cosiddetta "eccezione iberica" introdotto dal Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio. Questo Regio Decreto Legge modifica e completa fino alla fine del 2023 l'andamento del prezzo di riferimento del gas naturale ai fini dell'attivazione del meccanismo, con valori che vanno dai 45 €/MWh di gennaio ai 65 €/MWh di dicembre 2023.

Regio Decreto 446/2023, del 13 giugno, che modifica il Regio Decreto 216/2014, del 28 marzo, che stabilisce la metodologia di calcolo dei prezzi volontari per i piccoli consumatori di energia elettrica e il loro regime legale di contrattazione, per l'indicizzazione dei prezzi volontari per i piccoli consumatori di energia elettrica ai segnali a termine e la riduzione della loro volatilità

Il 14 giugno 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto 446/2023 che modifica, con effetto dal 1° gennaio 2024, la metodologia di calcolo dei prezzi volontari per i piccoli consumatori, i cui aspetti più rilevanti sono i seguenti:

- il Prezzo Volontario per i Piccoli Consumatori (PVPC) sarà applicabile ai consumatori domestici e alle microimprese con potenza contrattuale pari o inferiore a 10 kW;
- il costo dell'energia sarà parzialmente indicizzato ai mercati a termine, incorporando un paniere di prodotti a termine riferiti all'OMIP, il che avverrà gradualmente per il 25% nel 2024, per il 40% nel 2025 e per il 55% dal 2026. Il peso rimanente corrisponderà al prezzo spot. La parte riferita ai mercati a termine è suddivisa tra il prodotto mensile (10%), trimestrale (36%) e annuale (54%). Le ordinanze ministeriali possono modificare queste percentuali, così come incorporare nella formulazione un riferimento al prezzo risultante dalle aste di energia inframarginale, dispacciabile e non emissiva previste dal Regio Decreto Legge 17/2021, se gli operatori di mercato di riferimento partecipano a tali aste;
- all'operatore di mercato di riferimento viene riconosciuto, all'interno del PVPC, il costo del finanziamento del Bonus Sociale stabilito annualmente nell'ordinanza corrispondente, insieme a un coefficiente aggiuntivo per il recupero degli importi sostenuti dal Regio Decreto Legge 6/2022.

Inoltre, il Regio Decreto modifica alcuni aspetti normativi della generazione nei territori non peninsulari.

Territori non peninsulari (TNP)

In applicazione del Regio Decreto 738/2015, del 31 luglio, il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha avviato nel gennaio 2023 il processo di audizione della proposta di risoluzione della Segreteria di Stato per l'Energia con cui viene indetta la procedura di concomitanza competitiva per la concessione della risoluzione favorevole di compatibilità ai fini del riconoscimento del regime di remunerazione aggiuntiva. L'obiettivo di questa procedura è quello di concedere la risoluzione di compatibilità, tra l'altro, alle azioni che consentono di coprire il fabbisogno di energia elettrica aggiuntiva emerso dalle analisi di copertura condotte dal Gestore del sistema.

D'altra parte, il Regio Decreto 446/2023, citato in precedenza, ha modificato alcuni aspetti normativi della generazione nei territori non continentali, tra cui i seguenti:

- il fattore di correzione per le fatture del combustibile è stato eliminato a partire dal 1° gennaio 2023;
- è stato introdotto un fattore di correlazione nel calcolo della remunerazione delle quote di emissione di CO₂, a partire dal 1° luglio 2023, per tenere conto delle emissioni reali degli impianti;
- in relazione alle ripercussioni economiche derivanti dall'adozione di misure straordinarie per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, viene rilevato un costo finanziario per il ritardo tra la chiusura del pagamento delle attività regolate del settore elettrico per l'anno in cui tali misure sono approvate e la data di approvazione del pagamento definitivo per tale anno, in base al tasso Euribor a un anno più 50 punti base.

Aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2021-2030

Il 28 giugno 2023, il Consiglio dei Ministri ha deciso di presentare alla Commissione Europea la bozza del primo aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2021-2030 (PNIEC).

Il piano propone di aumentare l'ambizione degli obiettivi climatici ed energetici nel 2030. L'obiettivo di riduzione delle emissioni passerebbe dal 23% al 32%, quello del consumo finale di energia rinnovabile dal 42% al 48%, quello delle rinnovabili nella produzione di elettricità dal 74% all'81% e quello della riduzione del consumo finale di energia dal 41,7% al 44%.

Il nuovo piano prevede di installare entro il 2030 62 GW di impianti eolici, 76 GW di fotovoltaici, 4,8 GW di solari termoelettrici, 1,4 GW di biomasse e 22 GW di stoccaggio.

Allo stesso tempo, il MITECO ha lanciato una consultazione pubblica su questa bozza di aggiornamento con scadenza per ricevere contributi fino al 4 settembre, in vista della stesura del documento finale da inviare alla Commissione Europea nel giugno 2024.

Addendum al Piano di Ripresa, Trasformazione e Resilienza

Il 6 giugno 2023 il Consiglio dei Ministri ha approvato il documento finale dell'addendum all'estensione del Piano di Ripresa, Trasformazione e Resilienza (PRTR), al fine di presentarlo alla Commissione Europea. L'obiettivo principale dell'addendum è rafforzare l'autonomia strategica della Spagna nei settori energetico, agroalimentare, industriale, tecnologico e digitale.

L'addendum incorpora un nuovo pacchetto di riforme, rafforza i Progetti strategici per la ripresa e la trasformazione economica (PERTE) e include fondi di nuova creazione per la canalizzazione dei prestiti. In particolare, sono inclusi 84 miliardi di euro di prestiti, altri 7,7 miliardi di euro di sovvenzioni e 2,6 miliardi di euro dal programma REPowerEU, portando l'importo totale degli aiuti nell'ambito del Piano di Ripresa, Trasformazione e Resilienza a 160 miliardi di euro. È stato inoltre creato un Fondo di resilienza regionale di 20 miliardi di euro per grandi progetti regionali, sono stati introdotti diversi crediti d'imposta e sono stati rafforzati gli aspetti della governance.

Parallelamente, sono continuati i bandi per la presentazione di progetti specifici in alcune aree di intervento del Piano di Ripresa.

Regio Decreto 445/2023, del 13 giugno, che modifica gli allegati I, II e III della Legge 21/2013, del 9 dicembre, sulla valutazione ambientale

Il 14 giugno 2023 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto 445/2023 che modifica alcuni allegati della Legge 21/2013, sulla valutazione ambientale, che regolano i progetti soggetti a valutazione ordinaria e semplificata, al fine di adattarli all'ordinamento giuridico europeo e di fornire una maggiore coerenza e aggiornarne i contenuti in base all'esperienza acquisita negli anni in cui è stato in vigore. Alcuni degli aspetti più rilevanti sono:

- vengono introdotte nuove tipologie di progetti soggetti a valutazione ordinaria di impatto ambientale, in particolare quelli che hanno un impatto sui settori energetico, industriale e minerario;
- l'ambito di applicazione della valutazione semplificata è stato ampliato eliminando alcune soglie che consentivano di escludere alcuni progetti da questa procedura. Tra gli altri progetti ora soggetti a valutazione semplificata figurano: l'accumulo di energia autonomo mediante batterie elettrochimiche o qualsiasi tecnologia ibrida con impianti elettrici; alcuni ripotenziamenti di linee di trasmissione elettrica; impianti industriali per la produzione di idrogeno elettrolitico, fotoelettrolitico o fotocatalitico da fonti rinnovabili.

Legge 38/2022, del 27 dicembre, che stabilisce imposte temporanee sull'energia e imposte sugli istituti di credito e sugli istituti di credito finanziario, attraverso cui si crea l'imposta temporanea di solidarietà sulle grandi fortune e si modificano alcune norme fiscali

Il 28 dicembre 2022, dopo l'approvazione da parte del Parlamento spagnolo, la Legge 38/2022 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE). Per quanto riguarda l'imposta sull'energia, gli aspetti principali di questa legge sono i seguenti:

- negli anni 2023 e 2024 viene stabilita un'imposta temporanea pari all'1,2% del fatturato netto derivante dall'attività svolta in Spagna nell'anno solare precedente a quello in cui sorge l'obbligo di pagamento (che si verificherà il primo giorno dell'anno solare);
- le entrate corrispondenti all'Imposta sugli Idrocarburi, all'Imposta Speciale della Comunità Autonoma delle Isole Canarie sui Combustibili Derivati dal Petrolio e alle Imposte Complementari sui Combustibili e sui Combustibili a base di Petrolio a Ceuta e Melilla, che sono state pagate o sostenute a titolo di ripercussione, saranno escluse dal fatturato netto. Parallelamente, sarà escluso dal fatturato netto l'importo corrispondente alle attività regolamentate, intendendo come tali le forniture a prezzi regolamentati (Prezzo Volontario per il Piccolo Consumatore (PVPC) per l'energia elettrica, Tariffa di Ultima Istanza per l'Energia Elettrica (TUR) per il gas, il Gas di Petrolio Liquido (GPL) in contenitore e il Gas di Petrolio Liquido (GPL) via tubo), i ricavi regolati delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale e, nel caso di generazione con remunerazione regolata e remunerazione aggiuntiva nei Territori non Peninsulari (TNP), tutti i ricavi degli impianti, compresi quelli ricevuti rispettivamente dal mercato e dal dispacciamento economico;
- l'imposta si applicherà a persone o entità con lo status di operatore principale nei settori energetici, con un fatturato netto nel 2019 superiore a 1.000 milioni di euro o se il fatturato netto nel 2017, 2018 e 2019 per l'attività che li qualifica come operatore principale supera il 50% del fatturato netto totale per il rispettivo anno. Inoltre, si stabilisce che lo status di operatore principale nei settori energetici sarà detenuto da persone o entità che svolgono attività in Spagna che comportano la produzione di petrolio greggio o gas naturale, l'estrazione di carbone o la raffinazione del petrolio e che generano, nell'anno precedente a quello in cui sorge l'obbligo di pagamento, almeno il 75% del loro fatturato da attività economiche nel campo dell'estrazione, dell'estrazione mineraria, della raffinazione del petrolio o della fabbricazione di prodotti di cokeria;

- nel caso in cui le società facciano parte di un gruppo fiscale, tassato nell'ambito del regime fiscale consolidato, il fatturato netto sarà determinato con riferimento a tale gruppo. Questa imposta avrà la natura giuridica di una prestazione pubblica non fiscale e non sarà considerata una spesa deducibile ai fini della base imponibile dell'imposta sul reddito delle società, né potrà essere trasferita a terzi.

Europa

Romania

Le autorità hanno introdotto una sovratassa sui ricavi dei trader e dei generatori di energia rinnovabile, la cui base di calcolo non tiene conto dei costi di bilanciamento e di altre spese sostenute dai generatori di energia rinnovabile. La soglia di ricavi per MWh al di sopra della quale viene applicata la sovratassa è insufficiente per la sostenibilità finanziaria dei produttori di energia.

America Latina

Cile

Il 14 marzo 2023 è stata pubblicata la Risoluzione n. 86 della Commissione Nazionale di Energia (CNE) che ha stabilito disposizioni, procedimenti e tempi per l'applicazione della Legge n. 21.472 pubblicata il 2 agosto 2022 dal Ministero dell'Energia. Tale legge ha istituito un fondo di stabilizzazione delle tariffe e ha stabilito un nuovo meccanismo transitorio dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti soggetti a tariffe regolate. In particolare, tale meccanismo transitorio di protezione del cliente (Mecanismo de Protección al Cliente - MCP) ha il compito di stabilizzare i prezzi dell'energia nell'ambito del Sistema Elettrico Nazionale affiancando quanto già fissato con la Legge n. 21.185 per i clienti soggetti a tariffa regolata. Il MCP avrà il compito di pagare le differenze che si originano tra la fatturazione delle imprese di distribuzione ai clienti finali per la componente di energia e potenza e l'ammontare che spetta alle imprese di generazione per l'energia prodotta. Le risorse del fondo non potranno superare l'ammontare di 1.800 milioni di dollari statunitensi e la sua vigenza si estenderà fino a quando non saranno rimborsati i crediti originati o al 31 dicembre 2032.

Enel Green Power

Italia

Il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto procedure concorsuali basate su aste al ribasso (selezione dei progetti in base al prezzo) e registri (selezione dei progetti in base a un criterio ambientale), in funzione della capacità installata e per gruppi di tecnologia, compreso il fotovoltaico. In particolare, fino a ottobre 2021, è stato previsto lo svolgimento di sette procedure con:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 1 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Al contrario dei precedenti decreti, il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto una nuova modalità di sostegno alle fonti rinnovabili attraverso contratti per differenza a due vie, che fanno sì che il produttore aggiudicatario restituisca le eventuali differenze positive tra il prezzo zonale e il prezzo aggiudicato.

Il 30 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante l'“Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili” (c.d. “Decreto Red II”).

Il decreto ha previsto che la capacità non assegnata nelle procedure di gara di cui al decreto ministeriale 4 luglio 2019 venga rimessa all'asta in successive procedure. In attesa della nuova programmazione ai sensi del decreto legislativo n. 199, fino al 30 giugno 2023 sono state pubblicate cinque ulteriori procedure di gara.

Inoltre, il provvedimento ha confermato i medesimi meccanismi di asta al ribasso per gli impianti di capacità superiore a 1 MW, prevedendo disposizioni specifiche per gli impianti di potenza superiore a 10 MW che potranno accedere al meccanismo attraverso una procedura semplificata di valutazione del provvedimento autorizzativo.

Gli impianti di capacità inferiore a 1 MW, invece, avranno accesso diretto agli incentivi, con eccezione degli impianti a tecnologia innovativa i quali, invece, potranno accedere attraverso bandi specifici.

Iberia

Come nel resto d'Europa, anche in Spagna nella prima metà del 2023 si è registrata una attività legata alla consultazione, da parte della Commissione Europea, sul Market Design elettrico che dovrebbe portare all'adozione di una proposta da parte di Bruxelles entro il prossimo marzo.

Una delle questioni più importanti nel 2023 in Spagna per lo sviluppo di nuova capacità di generazione rinnovabile è il rispetto delle pietre miliari che il Regio Decreto 23/2020 stabilisce per mantenere i permessi di accesso e con-

nessione alla rete. Lo scorso 25 gennaio 2023 è scaduto il termine per certificare l'ottenimento della Dichiarazione di Impatto Ambientale e il 25 aprile il termine per certificare la preventiva autorizzazione amministrativa. A livello nazionale, un volume di progetti eolici e fotovoltaici che rappresentano oltre 50 GW di potenza è riuscito a superare favorevolmente questi due traguardi.

Nel caso di Enel Green Power-Endesa è stata raggiunta anche la maggior parte della potenza in pipeline (più di 4 GW). Inoltre, questi progetti dovranno, entro e non oltre il 25 luglio 2023, aver ottenuto l'autorizzazione edilizia. Il raggiungimento di questi traguardi, come avvenuto nel 2022, monopolizza una parte importante dell'attività dell'amministrazione centrale, delle Comunità autonome e, ovviamente, dei promotori della generazione rinnovabile.

Alla fine del 2022 il Governo spagnolo ha pubblicato una delibera per la concessione di aiuti, in regime di gara competitiva, per il repowering di parchi eolici, nonché di aiuti per lo sviluppo di impianti di riciclaggio per componenti di turbine eoliche dismesse. Le domande sono state presentate ed è prevista la delibera nel corso del mese di luglio. Enel Green Power-Endesa ha presentato domande per la concessione di aiuti sia per il repowering di parchi eolici sia, insieme ai partner, per inserire tra gli impianti di riciclaggio le pale delle turbine eoliche.

Alla fine del 2022 il Governo spagnolo ha pubblicato inoltre un bando di concorso, tramite gara, per progetti di stoccaggio ibrido. Le domande dovevano essere presentate entro lo scorso 30 aprile 2023. In caso di aggiudicazione si ottiene un contributo all'investimento e allo sviluppo dei progetti. Enel Green Power-Endesa ha presentato diversi progetti e l'aggiudicazione è prevista nel corso del mese di luglio.

Europa

Grecia

Il Parlamento greco ha votato la Legge 4936/2022, pubblicata il 27 maggio 2022. L'art. 37 della medesima legge ha introdotto un'imposta straordinaria retroattiva sugli utili imprevisti sui ricavi lordi dei produttori che partecipano al mercato all'ingrosso (escluse le FER nell'ambito dei regimi FIT o FiP). La misura mira a mitigare l'effetto dei prezzi elevati dell'energia per i consumatori, finanziando sconti sulle loro bollette elettriche. Si applica per il periodo 1° ottobre 2021 - 30 giugno 2022 ed è al livello del 90%. Il calcolo esatto è stato introdotto nell'ottobre 2022 mediante decisione ministeriale. L'impatto sul FEG è stimato dall'Autorità di regolazione a 1,8 miliardi di euro.

La decisione ministeriale 70248/2434/2022, pubblicata il 7 luglio 2022, ha introdotto un meccanismo temporaneo nel mercato dell'energia elettrica nel contesto della risposta alla crisi energetica. Il nuovo meccanismo introduce un tetto ai ricavi dei produttori di energia elettrica, diverso a seconda del tipo di tecnologia. Il mercato all'ingrosso è regolato normalmente per evitare perturbazioni dei prezzi nel commercio transfrontaliero. La differenza tra il regolamento del mercato all'ingrosso e il limite viene trasferita al fondo per la transizione energetica che viene quindi utilizzato per sovvenzionare le bollette dei consumatori. Per i produttori rinnovabili che operano nel mercato all'ingrosso il cap è fissato a 85 €/MWh (per l'idroelettrico a 112 €/MWh). Per i produttori di lignite e gas naturale i massimali sono calcolati e annunciati mensilmente. La formula utilizzata per calcolare il massimale per tali produttori prende in considerazione vari parametri per coprire i costi di produzione di energia elettrica e consentire un profitto ragionevole. Il meccanismo è entrato in vigore nel luglio 2022 e dovrebbe essere operativo entro luglio 2023.

La decisione ministeriale 66576/5877/2022, pubblicata il 7 luglio 2022, ha determinato la capacità installata, mediante tecnologia degli impianti di generazione di energia FER, che viene messa all'asta attraverso una procedura di gara competitiva, il numero di procedure di gara competitive all'anno, il calendario per lo svolgimento delle procedure competitive e altre questioni relative alle procedure di gara competitive. Il regime di sostegno previsto per le gare d'appalto è previsto fino alla fine del 2024.

La decisione ministeriale 84014/7123/2022, pubblicata il 13 agosto, ha determinato il quadro prioritario nella concessione di condizioni di connessione alla rete vincolanti per gli impianti FER e di stoccaggio forniti dal gestore della rete e dal gestore del sistema, comprese le aree designate come reti sature. Tra i cluster prioritari sono stati inclusi anche i progetti BESS+RES del FEGGH. Questo sviluppo è considerato importante in quanto Enel Green Power Hellas ha nella sua pipeline (sotto JDA) circa 1,42 GW RES + 2,46 GW BESS (54 progetti).

Romania

Nel 2022 l'applicazione delle disposizioni dell'Ordinanza governativa di emergenza 27/2022 relativa alle misure applicabili ai clienti finali nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale nel periodo 1° aprile 2022 - 31 marzo 2023 ha avuto un impatto sull'attività di Enel Green Power Romania. Il GEG ha imposto un contributo al Fondo per la transizione energetica pagato da tutti i produttori di energia elettrica: il reddito aggiuntivo generato dai produttori di energia elettrica derivante dalla differenza tra il prezzo medio mensile di vendita netto dell'energia e il prezzo di riferimento di 450 RON/MWh (circa 91 €/MWh) è stato

tassato al 100% (per alcuni mesi 80%). Solo il 5% dei costi degli squilibri è riconosciuto e per alcuni mesi i costi con i contratti finanziari non sono stati riconosciuti affatto. Inoltre, dal dicembre 2022 è stato introdotto l'obbligo per i produttori di energia elettrica che commercializzano quantitativi di energia elettrica sul mercato all'ingrosso, di trattenere alla fonte e versare il contributo al fondo per la transizione energetica dai redditi ottenuti da soggetti residenti/non residenti, relativi a contratti a lungo termine per la copertura del rischio di mercato.

Germania

Il Governo tedesco ha introdotto una tassa del 90% sui ricavi dei produttori di energie rinnovabili, nucleare, petrolio, rifiuti e lignite al di sopra di un certo prezzo (diverso per tecnologia), in vigore dal 1° dicembre 2022 e che dovrebbe durare fino alla fine di giugno 2023, con la possibilità di essere estesa fino al 30 aprile 2024. I proventi della tassa saranno utilizzati per finanziare le interruzioni dei prezzi dell'elettricità, del gas e del calore che sono al centro di un pacchetto da 200 miliardi di euro che la Germania ha lanciato in risposta agli alti prezzi all'ingrosso del gas naturale. Per le FER nell'ambito dei regimi di sostegno agli aiuti di Stato, il prezzo al di sopra del quale si applica l'imposta sui ricavi è il prezzo di esercizio dell'offerta più un margine di 30 €/MWh più il 10% dei ricavi di mercato (il contratto di differenza in Germania è 1-way). Per le FER esercenti il prezzo al di sopra del quale si applica l'imposta sui ricavi è di 100 €/MWh più 30 €/MWh di margine più il 10% dei ricavi di mercato.

Nord America

Stati Uniti

Lavoro forzato nella catena di approvvigionamento solare

Nel giugno 2021, in seguito a segnalazioni, la dogana di frontiera degli Stati Uniti ha emesso un "withhold release order" (WRO) sui prodotti a base di silicio realizzati dalla società Hoshine Silicon Industry Co. Ltd (Hoshine) e dalle sue controllate, poiché realizzati mediante lo sfruttamento della forza lavoro. Il WRO limita l'importazione negli Stati Uniti di prodotti in polisilicio realizzate da Hoshine.

L'effetto sull'industria solare statunitense è stato il blocco delle spedizioni di moduli solari fotovoltaici da parte della dogana statunitense, con conseguente ritardo nella consegna delle spedizioni di attrezzature solari ai clienti finali, tra cui Enel.

Tutti i produttori di apparecchiature solari fotovoltaiche hanno dovuto produrre una chiara documentazione della loro catena di fornitura atta a soddisfare le dogane statunitensi, in grado di dimostrare l'origine specifica del silicio di grado metallurgico nei prodotti solari fotovoltaici impor-

tati e di provare l'assenza di qualsiasi prodotto Hoshine in qualsiasi parte dei processi di estrazione o di produzione. Il Codice Etico e le procedure aziendali di Enel non consentono lo sfruttamento dei lavoratori da parte di nessun fornitore o subappaltatore del Gruppo. Ciononostante, Enel sta rafforzando i controlli e i requisiti di documentazione, rivedendo la propria catena di approvvigionamento e monitorando l'attuazione del WRO da parte dei funzionari doganali.

In modo autonomo ma collegato, nel dicembre 2021 il Presidente Biden ha firmato la legge "Uyghur Forced Labor Prevention Act" (UFLPA). L'UFLPA richiede alle dogane degli Stati Uniti di applicare una presunzione che le merci "estratte, prodotte o fabbricate in tutto o in parte" nella regione autonoma di Xinjiang Uyghur, siano fatte utilizzando lavoro forzato e, quindi, ne sia vietata l'importazione negli Stati Uniti.

Le merci coperte da questa presunzione non potranno entrare a meno che l'importatore non dimostri di aver:

- pienamente rispettato le linee guida e i regolamenti del Governo;
- risposto in modo completo e sostanziale a tutte le richieste della dogana statunitense; e
- stabilito "con prove chiare e convincenti" che le merci non sono state fatte utilizzando lavoro forzato.

Quella del polisilicio è una delle tre industrie particolarmente attenzionate ai fini dell'applicazione della WRO e questa attenzione si estende alle attrezzature solari fotovoltaiche che potrebbero contenere materie prime estratte nella regione autonoma dello Xinjiang Uyghur.

L'attuazione della legge sarà guidata da un processo di regolamentazione amministrativa in corso dal febbraio 2022 e destinato a concludersi entro giugno 2022.

Il 21 giugno 2022 è entrato in vigore un elemento chiave dell'UFLPA: la presunzione relativa. D'ora in poi, qualsiasi bene estratto, prodotto o fabbricato in tutto o in parte nella Xinjiang Uygur Autonomous Region (XUAR), o da entità identificate in una nuova Entity List dell'UFLPA, si presumerà che sia stato realizzato con lavoro forzato e ne sarà vietato l'ingresso negli Stati Uniti. Per evitare il blocco della consegna delle merci da parte delle dogane statunitensi, gli importatori dovranno dimostrare se le merci da importare (o i loro componenti) sono state estratte, prodotte o fabbricate nella XUAR e/o se le merci da importare sono state acquistate da un fornitore identificato nella UFLPA Entity List.

L'osservanza dell'UFLPA da parte degli importatori dovrebbe soddisfare quella dell'attuale Withhold Release Order (WRO) che blocca l'importazione di qualsiasi apparecchiatura solare contenente silicio di grado metallurgico prodotto da Hoshine.

La natura privata dei blocchi delle dogane statunitensi rende difficile il monitoraggio dell'applicazione dell'UFLPA.

Gli importatori con prodotti di moduli solari che utilizzano polisilicio di origine cinese continuano a essere trattenuti e, secondo quanto riferito, nessuno di essi è stato finora autorizzato e rilasciato.

Dazi degli Stati Uniti sulle apparecchiature solari importate

Nel febbraio 2022, l'amministrazione Biden ha annunciato la sua decisione di estendere i dazi applicabili alle importazioni di pannelli solari. La decisione proroga la riscossione dei dazi per altri quattro anni, adottando al contempo una riduzione tariffaria annuale marginale; viene ridotto infatti, ogni anno dello 0,25%, il dazio sui pannelli solari importati. È importante notare che la decisione dell'amministrazione Biden conferma anche l'esclusione dai dazi dei moduli solari bifacciali, che sono il principale tipo di pannelli solari utilizzati da Enel per i suoi progetti utility-scale negli Stati Uniti.

Sempre nel febbraio 2022, Auxin Solar, produttore californiano di impianti fotovoltaici, ha presentato al Dipartimento del Commercio degli Stati Uniti (DOC) una petizione anti-elusione, chiedendo al DOC di avviare un'indagine per verificare se le celle e i moduli fotovoltaici in silicio cristallino (CSPV) provenienti da Vietnam, Malesia, Thailandia e Cambogia stessero "eludendo" i dazi antidumping e compensativi. Il DOC ha quindi avviato un'indagine e ha pubblicato una determinazione preliminare l'8 dicembre 2022. Nella sua determinazione preliminare, il DOC ha annunciato che quattro grandi produttori del Sud-Est asiatico potrebbero aver eluso i dazi, giustificando così ulteriori indagini. Il DOC si è rifiutato di proporre dazi generalizzati su tutte le importazioni di celle e moduli CSPV dai quattro Paesi in questione. La decisione finale del DOC sarà probabilmente annunciata entro il 17 agosto 2023.

Il significativo rischio finanziario innescato dalla determinazione preliminare del DOC è stato mitigato quando il Presidente Biden ha emesso una dichiarazione di emergenza il 6 giugno 2022, conferendo al DOC l'autorità di rinunciare alla riscossione dei dazi AD/CVD e, soprattutto, ai depositi in contanti per i dazi sulle celle e sui moduli CSPV esportati da Vietnam, Malesia, Thailandia e Cambogia per 24 mesi, a partire dalla data dell'annuncio. Il DOC si sta avvalendo di questa nuova autorità e ha emanato i regolamenti per l'attuazione della dichiarazione di emergenza di 24 mesi. All'inizio del 2023, il Congresso ha tentato di approvare una legge che avrebbe annullato la dichiarazione di emergenza di 24 mesi del Presidente Biden, ma alla fine il tentativo non è andato a buon fine: La dichiarazione di emergenza del Presidente Biden rimane in vigore, proteggendo le importazioni interessate dai dazi relative all'Auxin fino al giugno 2024.

Dazi degli Stati Uniti sui prodotti cinesi importati

Nel 2018, un'indagine dell'US Trade Representative (USTR), ai sensi dell'art. 301, ha stabilito che gli atti, le politiche e le pratiche della Cina in materia di trasferimento tecnologico, proprietà intellettuale e innovazione sono irragionevoli e discriminatorie.

Di conseguenza, sono state pubblicate cinque liste (Lista 1, 2, 3, 4A e 4B), ognuna delle quali identifica diversi prodotti cinesi soggetti a dazi differenti. Di interesse per Enel, gli elenchi di prodotti includevano componenti cinesi utilizzati per progetti eolici e solari, nonché batterie.

Nel settembre 2022, USTR ha annunciato di aver aperto un periodo di commenti pubblici per sollecitare l'efficacia dei dazi previsti dall'art. 301 per comprendere gli effetti della loro applicazione sull'economia e sui consumatori statunitensi al fine di individuare eventuali azioni alternative che potrebbero essere adottate sugli effetti dei dazi.

Non è chiaro se l'USTR utilizzerà i commenti per considerare l'apertura di una nuova procedura di esclusione tariffaria.

Finanziamenti e incentivi federali per l'energia pulita negli Stati Uniti

Nel novembre 2021, il Presidente Biden ha firmato l'Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA) da 1.000 miliardi di dollari, noto anche come legge bipartisan sulle infrastrutture, che sblocca i fondi per nuove spese su strade, ponti, acquedotti e banda larga. La nuova legge contiene anche disposizioni volte a contribuire all'espansione della rete elettrica del Paese e a sostenere le tecnologie energetiche pulite esistenti e nuove. Contiene inoltre disposizioni per sostenere le centrali nucleari e gli impianti idroelettrici esistenti, per ripulire i pozzi orfani e i terreni minerari abbandonati e per facilitare l'accesso ai minerali critici necessari per la produzione di energia pulita. Di potenziale interesse per Enel, nella prima metà del 2022 sono stati annunciati i seguenti programmi:

- idrogeno pulito: il Dipartimento dell'Energia (DOE) ha ricevuto 8 miliardi di dollari per sviluppare tra i 6 e i 10 "Clean Hydrogen Hubs" negli Stati Uniti. Ogni hub sarà costituito da una rete di produttori di idrogeno pulito, potenziali consumatori e infrastrutture di collegamento situate nelle immediate vicinanze. Il DOE ha ricevuto le domande che dovranno essere completate e inviate entro aprile 2023. I risultati finali delle aggiudicazioni saranno annunciati nell'estate del 2023;
- il National Electric Vehicle Infrastructure Formula Program (NEVI) ha messo a disposizione 5 miliardi di dollari in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi.
- Il finanziamento copre il costo dei caricabatterie per veicoli elettrici e delle relative infrastrutture (comprese quelle solari e di stoccaggio), nonché i costi di gestione

e manutenzione per cinque anni;

- infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici: il DOE e il Dipartimento dei Trasporti (DOT) degli Stati Uniti, attraverso la Federal Highway Administration, hanno presentato un piano per la creazione di una rete di caricabatterie pubblici per veicoli elettrici lungo le autostrade interstatali per un valore di 5 miliardi di dollari. Il denaro sarà distribuito in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi. Separatamente, il DOT, attraverso la Federal Transit Administration, ha reso noto il suo piano per distribuire 5,3 miliardi di dollari in sovvenzioni alle agenzie di trasporto statali e locali per il "Low or No Emission Vehicle Program". Il "Programma per veicoli a basse o nulle emissioni" sostiene le agenzie di trasporto nell'acquisto o nel leasing di autobus a basse o nulle emissioni e di altri veicoli di trasporto che utilizzano tecnologie come le batterie elettriche;
- rafforzamento della rete elettrica ed espansione della trasmissione: questo programma di sovvenzioni statali da 2,5 miliardi di dollari nell'arco di cinque anni è stato promosso per distribuire strategicamente infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici accessibili al pubblico e altre infrastrutture di rifornimento alternative lungo corridoi designati per i carburanti alternativi. Almeno il 50% di questo finanziamento deve essere utilizzato per progetti che ampliano l'accesso alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e di rifornimento alternativo nelle aree rurali, nei quartieri a basso e moderato reddito e nelle comunità con una bassa percentuale di posti auto privati;
- scuolabus elettrici: sono stati stanziati 5 miliardi di dollari in cinque anni per sostituire le flotte esistenti di autobus scolastici alimentati a diesel con autobus scolastici puliti e a emissioni zero. Metà dei finanziamenti sarà utilizzata per gli autobus a emissioni zero, mentre l'altra metà per i carburanti alternativi e gli autobus a emissioni zero. Le sovvenzioni potrebbero coprire fino al 100% dei costi di sostituzione degli scuolabus esistenti e delle infrastrutture di ricarica o rifornimento. L'IIJA sostituirà inoltre migliaia di veicoli di trasporto, compresi gli autobus, con veicoli elettrici e puliti, grazie a un ulteriore stanziamento di 5,75 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni per il DOT degli Stati Uniti, di cui il 5% è dedicato alla formazione della forza lavoro di trasporto per la manutenzione e la gestione della flotta.

"Legge sulla riduzione dell'inflazione" del 2022

Il 16 agosto 2022 il Presidente Biden ha firmato l'Inflation Reduction Act (IRA), che stanziava 415 miliardi di dollari nei prossimi 10 anni attraverso sovvenzioni, crediti d'imposta e investimenti a sostegno di nuove iniziative di produzione di tecnologie pulite, produzione di energia rinnovabile, elettrificazione dei trasporti e agricoltura intelligente dal punto

di vista climatico. L'impatto previsto è una riduzione di quasi il 40% delle emissioni di gas serra negli Stati Uniti entro il 2030, con un impatto sul PIL statunitense dello 0,2% nel 2031. Le ripartizioni dei finanziamenti comprendono:

- energia (proroga e in alcuni casi aumento dei crediti d'imposta; 263 miliardi di dollari);
- clima (accelerare la riduzione delle emissioni e sostegno alle comunità a basso reddito; 48 miliardi di dollari);
- produzione (incoraggiare la produzione nazionale di energia eolica, solare e di batterie; 48 miliardi di dollari);
- territorio (creazione di programmi di incentivazione della qualità ambientale; 27 miliardi di dollari);
- trasporti (attraverso crediti d'imposta per i consumatori; 24 miliardi di dollari);
- acqua (attraverso un programma di mitigazione dell'impatto della siccità; 5 miliardi di dollari).

Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti sta attualmente sollecitando le linee guida necessarie per la nuova serie di crediti d'imposta. I vari crediti d'imposta iniziano a diminuire gradualmente al più tardi:

- dal 31 dicembre 2032; o
- dall'anno in cui le emissioni annuali di gas serra degli Stati Uniti derivanti dalla produzione di energia elettrica saranno inferiori al 25% dei livelli di emissione del 2022.

A seconda della realizzazione di infrastrutture abilitanti, i crediti d'imposta possono essere disponibili anche oltre il 2032. Di seguito sono riportate ulteriori specifiche delle disposizioni dell'IRA di particolare interesse per Enel.

Estensione ed espansione dei crediti fiscali federali per l'energia pulita: l'IRA estende il credito d'imposta sulla produzione (PTC) (26,5 \$/MWh per progetti messi in servizio dopo il 31 dicembre 2021), per poi passare a un nuovo credito per la produzione di energia elettrica pulita neutrale dal punto di vista tecnologico a partire dal 2025. L'IRA estende anche il credito d'imposta sugli investimenti (ITC) (30% per i progetti messi in servizio dopo il 31 dicembre 2021), per poi passare a un nuovo credito d'investimento per l'elettricità pulita neutrale dal punto di vista tecnologico a partire dal 2025. Gli sviluppatori di impianti solari hanno ora la possibilità di richiedere il PTC invece dell'ITC. Tuttavia, per ottenere l'intero valore del credito d'imposta sia per il PTC sia per l'ITC, i progetti devono soddisfare i requisiti di salario prevalente e di apprendistato per tutta la durata della costruzione (e forse anche per alcune attività di manutenzione); il mancato rispetto di tali requisiti comporta il pagamento di penali o la riduzione del credito al 20% (5 \$/MWh PTC o 6% ITC). L'IRA aggiunge anche l'accumulo di energia autonomo come tecnologia ammissibile per l'ITC, in linea con le condizioni del solare e i controllori di microgrid come tecnologia ammissibile per l'ITC, in particolare per sistemi non inferiori a 4 kW e non superiori a 20 MW.

L'IRA crea anche crediti d'imposta "bonus" se i progetti

soddisfano i requisiti di contenuto nazionale o se il progetto è situato in una "comunità energetica". Un nuovo credito d'imposta bonus è disponibile anche per i progetti solari o eolici (e include lo stoccaggio, se abbinato) situati in "comunità a basso reddito".

Un nuovo credito d'imposta decennale per la produzione di idrogeno pulito è disponibile per l'idrogeno prodotto dopo il 31 dicembre 2022. Il credito si riduce per i progetti la cui costruzione inizia dopo il 1° gennaio 2033 e consiste in un credito di 3 \$/kg.

Estensione ed espansione dei crediti d'imposta e dei finanziamenti federali relativi ai veicoli elettrici: per l'elettrificazione dei trasporti, l'IRA estende vari crediti d'imposta per i veicoli elettrici nuovi e usati e per i veicoli elettrici commerciali, che includono gli autobus, ed espande il credito d'imposta anche agli acquirenti di attrezzature per la ricarica dei veicoli elettrici.

L'IRA mette inoltre a disposizione 1 miliardo di dollari per la sostituzione di veicoli pesanti di classe 6 e 7 con veicoli a emissioni zero (per es., scuolabus, autobus di transito, camion della spazzatura) e 3 miliardi di dollari per l'acquisto di nuovi veicoli elettrici per le consegne e di attrezzature per la ricarica da parte del Servizio Postale degli Stati Uniti.

Nuovo credito d'imposta per la produzione manifatturiera avanzata: l'IRA crea un nuovo credito d'imposta per i produttori di componenti di progetti eolici, solari e di batterie, come celle fotovoltaiche, wafer fotovoltaici, moduli solari, pale, navicelle, inverter, celle e moduli di batterie, e molti altri. I tassi di credito variano a seconda del componente, del costo di produzione o in base a determinati fattori di capacità. I crediti d'imposta sono disponibili per i contribuenti che producono le apparecchiature negli Stati Uniti e sono disponibili su base annua per i componenti ammissibili venduti a partire dal 2023, fino al 2032 (con una riduzione graduale a partire dal 2030).

Nuovo pagamento diretto dei crediti fiscali applicabili e possibilità di trasferire alcuni crediti fiscali: l'IRA crea l'opportunità per alcuni operatori del settore di scegliere tra pagamento diretto e la trasferibilità del credito, il che significa che assisteremo a cambiamenti nelle modalità di sviluppo dei progetti, nonché a un'espansione delle industrie che sviluppano progetti. Di particolare interesse per Enel è la possibilità di scegliere il pagamento diretto per il nuovo credito d'imposta sulla produzione avanzata e per il nuovo credito d'imposta sulla produzione di idrogeno pulito.

Sviluppo delle energie rinnovabili sui terreni federali/ pubblici

L'amministrazione Biden ha fissato l'obiettivo di autorizzare 25 GW di energia rinnovabile su terreni pubblici entro il 2025. Per raggiungere l'obiettivo, l'amministrazione ha disposto alle agenzie federali di accelerare le revisioni dei

progetti di energia pulita sui terreni pubblici, mediante cinque nuovi uffici di coordinamento per le energie rinnovabili, e ha ridotto di oltre il 50% gli affitti e le tasse per i progetti solari ed eolici sui terreni pubblici.

Informazioni sul clima

La Securities and Exchange Commission degli Stati Uniti sta finalizzando una norma che impone la divulgazione di informazioni relative al clima nelle dichiarazioni e nei rapporti annuali dei dichiaranti, tra cui le emissioni di gas a effetto serra, alcune metriche finanziarie relative al clima e i rischi rilevanti legati al clima. La pubblicazione della norma finale era prevista per la fine del 2022, ma è stata posticipata.

Azioni politiche statali

Il governatore del Texas Abbott firma una legislazione pro-fossili/anti-rinnovabili: la legislazione che ne è scaturita promuove prestiti a basso tasso di interesse sponsorizzati dallo Stato per la generazione "dispacciabile", che è vista in maggioranza come un vantaggio per l'industria del gas naturale. La legge crea anche un nuovo servizio ausiliario che può essere soddisfatto solo dalla generazione "dispacciabile", le cui condizioni renderanno difficile la partecipazione dello stoccaggio di energia. Un nuovo meccanismo di finanziamento per le risorse dispacciabili, con un tetto massimo di 1 miliardo di dollari l'anno (netto), richiederà alle risorse di dimostrare la loro disponibilità al mercato durante i periodi di stress della rete. I costi di interconnessione saranno assegnati alla nuova generazione che supera un costo medio di interconnessione, determinato dalla Public Utilities Commission of Texas (PUCT). Le nuove risorse che verranno interconnesse dopo il 2027 dovranno dimostrare di essere in grado di soddisfare un livello medio di produzione per stagione, in base alla loro classe di attività, sia disponendo di risorse in loco sia attraverso accordi di acquisto di energia. Le batterie possono soddisfare questo requisito. Molti di questi elementi, compresa l'allocazione dei costi, saranno implementati dal PUCT o dall'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).

La California stanziamenti significativi per iniziative di energia pulita: alla fine del 2022 la California aveva quasi 100 miliardi di dollari di entrate di bilancio in eccesso e per questo ha stanziato significativi fondi per varie iniziative, tra cui quelle per l'energia pulita. Tra queste, uno stanziamento di 550 milioni di dollari per il programma di asset di back-up dell'elettricità distribuita per le risorse a zero o basse emissioni, per fornire supporto alla rete quando necessario, e uno stanziamento di 200 milioni di dollari per il supporto alla rete dal lato della domanda, per ridurla durante i periodi di stress elevato per la rete. Nel 2023 la California dovrà affrontare un deficit di bilancio di 31,5 miliardi di dollari. Sono in corso proposte di riduzione dei fondi stanziati.

L'Illinois adotta una riforma della localizzazione delle energie rinnovabili: nel gennaio del 2023 la legislazione dell'Illinois ha spostato le decisioni sulla localizzazione delle energie rinnovabili dalle comunità locali e ha adottato standard di localizzazione a favore delle energie rinnovabili, validi per tutto lo Stato, che tutte le comunità devono adottare quando approvano nuovi progetti. La legislazione prevede che le contee con un'ordinanza di zonizzazione esistente in conflitto con le disposizioni della nuova legge la modifichino per conformarsi alla legge statale entro il 30 maggio 2023. La nuova legge specifica i requisiti di arretramento, le restrizioni sull'altezza delle punte delle pale, le limitazioni acustiche e altre restrizioni. Soprattutto, la legge prevede che la contea prenda una decisione sul progetto entro 30 giorni dalla conclusione dell'udienza pubblica, in modo da evitare anni di ritardo nel progetto e milioni di dollari di costi aggiuntivi a livello locale.

Il Maryland approva un'importante legge sullo stoccaggio dell'energia: nell'aprile 2023, per la prima volta nella storia dello Stato, l'Assemblea generale del Maryland ha stabilito un obiettivo di 3.000 MW di stoccaggio energetico e ha creato il Maryland Energy Storage Program. La nuova legge prevede che la Commissione per i servizi pubblici istituisca un programma di approvvigionamento competitivo entro il 1° luglio 2024. Il programma includerà crediti per lo stoccaggio di energia e incentivi basati sul mercato. Si prevede che questa legge porterà a 100 milioni di dollari di risparmi sui costi energetici per i cittadini del Maryland e contribuirà a ridurre le emissioni del settore energetico del 90%.

Aumento della proprietà della generazione delle utility: poiché l'Inflation Reduction Act consente alle utility di richiedere i crediti d'imposta al momento della produzione, anziché ammortizzarli nel corso della vita del progetto, alcune utility hanno proposto una legislazione per codificare una preferenza per lo sviluppo da parte delle utility di nuovi progetti di energia rinnovabile e di stoccaggio dell'energia. Il Nevada ha approvato una legge che consentirà a NVEnergy di costruire la maggior parte dei nuovi progetti di energia rinnovabile e di stoccaggio dell'energia. La Puget Sound Energy, nello Stato di Washington, ha proposto una legge che prevederebbe l'assegnazione all'utility del 50% di tutta la nuova generazione. La proposta di legge è fallita quest'anno.

Canada

Il 28 marzo 2023 il Governo canadese ha presentato un bilancio che rafforza il suo costante impegno ad accelerare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Il bilancio contiene una serie di misure di sostegno per lo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili, impianti a idrogeno pulito, attrezzature per la ricarica dei veicoli elettrici, e ha reintegrato i fondi esistenti per sostenere gli investimenti. La legge di bilancio è stata approvata l'11 giugno 2023.

Principali novità:

- credito d'imposta sugli investimenti per l'idrogeno pulito (credito per l'idrogeno): 15-40%;
- credito d'imposta sugli investimenti per le tecnologie pulite (credito per le tecnologie): 15%;
- credito d'imposta sugli investimenti per l'elettricità pulita (credito per l'elettricità): 30%;
- credito d'imposta sugli investimenti per la produzione di tecnologie pulite (credito per la produzione): 30%;
- credito d'imposta sugli investimenti per la cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio del carbonio (credito CCUS): 15-40%.

La maggior parte dei crediti d'imposta per gli investimenti prevede alcuni requisiti che devono essere soddisfatti per ottenere l'intero importo del rispettivo credito. Questi requisiti di lavoro si dividono in due categorie:

- requisito del salario prevalente: richiede che i lavoratori siano retribuiti a un livello paragonabile al salario pertinente, con benefici e contributi pensionistici;
- requisito di apprendistato: richiede che almeno il 10% del totale delle ore di lavoro sia svolto da apprendisti registrati.

Disposizioni specifiche e modifiche ai codici fiscali saranno sviluppate nell'estate-autunno del 2023.

Sviluppo delle politiche provinciali

Nel maggio 2023 i cittadini dell'Alberta hanno rieletto il Partito Conservatore Unito per formare una maggioranza di governo. Mentre la premier Danielle Smith nomina i ministri per i portafogli pertinenti, ristruttura i funzionari dei dipartimenti senior e ridefinisce le priorità del suo Governo, l'industria energetica può aspettarsi la continuazione delle politiche esistenti degli ultimi quattro anni. Ciò include la continuazione del regolamento sull'innovazione tecnologica e la riduzione delle emissioni, il prezzo del carbonio per l'industria primaria che consente lo sviluppo delle energie rinnovabili, nonché la finalizzazione dell'eliminazione graduale della produzione di energia a carbone.

Africa, Asia e Oceania

India

Il 6 febbraio 2023 la Central Electricity Regulatory Commission (CERC) ha allentato le regole sull'applicazione di premi e penalità in caso di over- o under-injection da parte di impianti solari, eolici o ibridi (eolico + solare), inizialmente introdotte a dicembre 2022 (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters Regulations, 2022). Le over-injection (l'immissione in rete di un volume in eccesso rispetto a quello programmato) fino al 10% (15% per l'eolico) saranno pagate ai generatori solari e ibridi al 100% della tariffa contrattuale e al 90% per quelle dal 10% al 15% (dal 15% al 20% per l'eolico). Non è previsto alcun pagamento per le over-injection superiori al 15% (20% per l'eolico). Dall'altra parte, le under-injection (la generazione di una quantità di elettricità inferiore rispetto a quella programmata) comporteranno una penalità. I generatori solari e ibridi con under-injection fino al 10% (15% per l'eolico) pagheranno all'acquirente la tariffa contrattuale per l'intero deficit. Per le under-injection dal 10% al 15% (dal 15% al 20% per l'eolico), l'ammancio sarà pagato al 110% della tariffa contrattuale, mentre per quelle superiori al 15% (20% per l'eolico) sarà pagato al 150%. Rispetto alla regolamentazione precedente, questo emendamento migliora le condizioni economiche per i generatori rinnovabili, tollerando una fascia di deviazione più larga.

Marocco

In Marocco è stata approvata la Legge 82.21 sull'auto-produzione, che introduce la possibilità di vendere il 20% del surplus annuo di energia (invece del 10%, come previsto precedentemente) e di stabilire sistemi di stoccaggio, e introduce sia una tariffa sia un contributo a carico dell'autoproduttore per l'utilizzo della rete. La legge prevede però fino a quattro anni per l'emanazione dei decreti che la rendano efficace. È inoltre stata approvata la riforma della Legge 13.09, legge pilastro dell'energia rinnovabile, che apre il mercato della media tensione ai produttori indipendenti di energia rinnovabile, migliorando le prospettive di guadagno per Enel Green Power Morocco. Tuttavia, la legislazione secondaria che renderà applicabile la Legge 13.09 deve ancora essere emanata.

Italia

La regolazione tariffaria relativa al V periodo (2016-2023) è disciplinata dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA) con la delibera n. 654/2015/R/eel. Tale periodo ha una durata di otto anni ed è suddiviso in due semiperiodi, di quattro anni ciascuno, identificati come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).

Con riferimento al periodo NPR2, ARERA ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati.

La metodologia di determinazione del WACC per il periodo 2022-2027 è stata aggiornata con la delibera n. 614/2021/R/com, stabilendo per la distribuzione e misura elettrica un valore pari al 5,2%. La regolazione prevede un aggiornamento del valore per il periodo 2025-2027, nonché la possibilità di un ulteriore aggiornamento annuale (nel 2024), qualora alcuni indicatori finanziari dovessero portare a una variazione del WACC di almeno 50 bps.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2022 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2021 (delibera n. 154/2023/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2023, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2022 (delibera n. 206/2023/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023 saranno pubblicate nel corso del 2024.

Con la delibera n. 271/2021/R/com, ARERA ha avviato il procedimento volto all'introduzione dal 2024 di un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali (c.d. "ROSS", Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio). Nel corso del 2023 ARERA ha pubblicato la delibera n. 163/2023/R/com con la quale ha approvato il Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione ROSS per il periodo 2024-2031 per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, nonché la delibera n. 165/2023/R/eel con cui ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti specifici per i servizi di distribuzione e misura elettrica per il periodo 2024-2027. Con la delibera n. 527/2022/R/com, ARERA ha inoltre avviato il procedimento volto all'introduzione, a partire dal 2026, della configurazione del ROSS-integrale (basata su analisi di business plan predisposti dalle imprese e validati da ARERA).

In materia di oneri generali di sistema ARERA, attuando quanto disposto dal Governo con il decreto legge 30 marzo 2023, con delibera n. 134/2023/R/com ha riattivato a

partire dal secondo trimestre 2023 le componenti Asos e Arim per la generalità delle utenze elettriche. La misura rafforza quanto precedentemente disposto per il primo trimestre 2023 quando, con delibera n. 735/2022/R/com, ARERA aveva reintrodotta le suddette componenti per le sole utenze con potenza disponibile oltre i 16,5 kW. ARERA è inoltre intervenuta in merito alle modalità di applicazione dei bonus sociali, prevedendo, tra gli altri, un aggiornamento dei requisiti di accesso alle agevolazioni.

ARERA ha completato nel corso del 2022 la regolazione tariffaria dell'energia reattiva prevedendo l'entrata in vigore dal 1° aprile 2023 di corrispettivi per energia reattiva immessa e un aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva prelevata anche per i distributori.

Riguardo alla qualità del servizio, ARERA, con la delibera n. 646/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione output based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i principi della regolazione per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023). Con la delibera n. 566/2019/R/eel ARERA ha concluso il percorso di aggiornamento del TIQE per il semiperiodo 2020-2023, proponendo strumenti mirati a colmare i divari in termini di qualità del servizio ancora esistenti tra le diverse aree del Paese, tenendo conto delle tempistiche di implementazione degli interventi sulla rete nonché degli effetti dei cambiamenti climatici.

Con riferimento ai rapporti fra distributori e trader, il 1° gennaio 2021 è entrata in vigore, con delibera n. 261/2020/R/eel, la nuova versione del Codice di Rete del trasporto elettrico che, per effetto della riduzione delle tempistiche di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento del venditore, ha ridotto l'esposizione creditizia del distributore. Conseguentemente è stato ridotto l'importo delle garanzie che tutti i venditori devono prestare ai distributori a copertura del servizio di trasporto erogato (passando da un livello di copertura che andava da 3 a 5 mesi di fatturato del trader a un nuovo range compreso fra 2 e 4 mesi).

Con la delibera n. 119/2022/R/eel ARERA ha introdotto un meccanismo unico di reintegro a favore del distributore degli Oneri generali di Sistema (OdS) e Oneri di Rete (OdR) non riscossi dai venditori inadempienti, al fine di unificare ed efficientare i relativi meccanismi preesistenti.

In particolare, la delibera conferma l'applicazione di due franchigie per il riconoscimento dei crediti relativi agli OdR. Ciò, da un lato, per incentivare una gestione efficiente del credito da parte del distributore e, dall'altro, per sterilizzare quanto già remunerato dal sistema tariffario. La delibera prevede istanze di reintegro con cadenza annuale e liquidazione nell'anno stesso.

Efficienza energetica – Certificati bianchi

Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha modificato il decreto ministeriale 11 gennaio 2017 come già modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 maggio 2018. Il testo ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024. Nell'ambito del decreto sono state anche aggiornate le modalità di assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Iberia

Regio Decreto 314/2023, del 25 aprile, che sviluppa la procedura e i requisiti per la concessione dell'autorizzazione amministrativa per le reti di distribuzione elettrica chiuse

Il 26 aprile 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto 314/2023, del 25 aprile, che regola le condizioni e i requisiti particolari delle reti chiuse di distribuzione di energia elettrica e dei loro proprietari, nonché la procedura di autorizzazione amministrativa e le circostanze per la sua revoca. In base a questa disposizione, un'area industriale di superficie non superiore a 8 km² può essere autorizzata come rete chiusa di distribuzione di energia elettrica a condizione che la rete distribuisca energia elettrica alle aziende industriali situate in quel sito attraverso le proprie reti.

Saranno considerati consumatori industriali quelli appartenenti alle categorie B o C della Classificazione Nazionale delle Attività Economiche (CNAE) e quelli che, pur appartenendo ai gruppi D ed E, sono considerati come industriali a fini statistici.

Potranno partecipare alla rete anche 100 consumatori non industriali, purché abbiano una relazione con le industrie, si trovino all'interno della rete o nelle sue vicinanze e non rappresentino più del 2% del consumo totale di elettricità. I proprietari industriali della rete chiusa dovranno costruirla o acquistarla da una società di distribuzione e saranno responsabili della sua gestione, degli investimenti per la sua manutenzione e della fatturazione di tariffe, oneri e altri costi ai consumatori collegati, mentre gli operatori che vendono elettricità ai membri della rete chiusa fattureranno solo l'energia consumata.

Tariffa elettrica per il 2023

Il 22 dicembre 2022 è stata pubblicata la Risoluzione del 15 dicembre 2022 della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori delle tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica da applicare a partire dal 1° gennaio 2023, con una riduzione media dell'1,0% rispetto ai valori in vigore al 1° gennaio 2022.

Il 29 dicembre 2022 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1312/2022, del 23 dicembre, che stabilisce i prezzi degli oneri del Sistema Elettrico applicabili dal 1° genna-

io 2023 e fissa vari costi regolati del Sistema Elettrico per l'esercizio 2023. I nuovi corrispettivi per il 2023 rappresentano una riduzione media di circa il 40,0% rispetto ai corrispettivi approvati il 1° gennaio 2022.

Tariffa di Ultima Istanza del gas naturale per il 2023

Il 28 dicembre 2022 è stata pubblicata la Risoluzione del 22 dicembre 2022 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° gennaio 2023 e che, tenendo conto delle disposizioni del Regio Decreto Legge 17/2021, del 14 settembre, comporta un aumento approssimativo del 7,7%, del 9,0% e del 9,5% rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Le Tariffe di Ultima Istanza (TUR) applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, sono ridotte di circa il 2,0%.

Il 30 marzo 2023 è stata pubblicata la Risoluzione del 28 marzo 2023 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° aprile 2023, con una riduzione di circa il 26,4%, il 30,1% e il 31,7% rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, sono ridotte tra il 48,7% e il 57,3%.

Infine, il 29 giugno 2023, è stata pubblicata la Risoluzione del 27 giugno 2023 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° luglio 2023, con una riduzione di circa il 2,3%, il 2,8% e il 3,0%, rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, sono ridotte tra il 3,4% e il 5,0%.

Tariffa del gas naturale per l'anno gas 2024

Il 2 giugno 2023, la CNMC ha pubblicato la Risoluzione del 30 maggio 2023, che stabilisce le tariffe di accesso alle reti di trasporto, alle reti locali e alla rigassificazione per l'anno gas 2024 (da ottobre 2023 ad aprile 2024).

Sono segnalate le seguenti variazioni del costo associato alle tariffe per l'attività di rigassificazione, considerando la previsione di domanda per l'anno gas 2024: la tariffa per lo scarico delle navi diminuisce del 13,3%, la tariffa per lo stoccaggio del GNL diminuisce del 65,3%, la tariffa per la rigassificazione diminuisce del 33,8%, la tariffa per il carico delle navi cisterna diminuisce del 19%, la tariffa per il carico del GNL da impianto a nave diminuisce del 67% e la tariffa per gli altri costi di rigassificazione diminuisce del 318% (prezzo negativo della tariffa).

Variazioni del costo associato alle tariffe dell'attività di tra-

sporto, considerando le variabili di fatturazione previste per l'anno gas 2024: il costo della tariffa di ingresso alla rete di trasporto aumenta del 37,4%, il costo della tariffa di uscita dalla rete di trasporto aumenta del 3,6%, il costo della tariffa (ingresso+uscita) dalla rete di trasporto aumenta in media del 15,5%.

Variazioni del costo associato alla tariffa della rete locale, considerando le variabili di fatturazione previste per il 2024: per i consumatori senza obbligo di contatore giornaliero e con bassa domanda, diminuisce, in termini medi, tra il 2% e il 6%; per i consumatori con obbligo di contatore giornaliero e con alta domanda, aumenta, in termini medi, tra il 2% e il 20,5%; e per i consumatori riforniti tramite impianti satellite, aumenta tra lo 0% e il 9,7%.

Europa

Romania

Le nuove tariffe di distribuzione sono state approvate dall'Autorità Nazionale di Regolazione il 1° aprile. L'Autorità ha approvato un prezzo di riferimento per l'acquisto di energia per la copertura delle perdite di rete al disotto dei valori di mercato. Pertanto, i distributori devono coprire la differenza rispetto ai costi reali di acquisto con risorse proprie. La differenza viene recuperata dopo due anni.

Non ci sarà un passaggio diretto dal Ciclo Regolatorio 4 al Ciclo Regolatorio 5, in quanto l'anno 2024 è stato dichiarato un anno di transizione, con regole specifiche, tra cui il rinvio al 2025 di alcune correzioni positive dovute ai distributori del Ciclo Regolatorio 4.

America Latina

Brasile

A marzo 2023 è stata approvata la revisione tariffaria di Enel Distribuição Rio de Janeiro, ad aprile 2023 quella di Enel Distribuição Ceará e a luglio 2023 quella di Enel Distribuição São Paulo.

Di seguito si riepilogano le ultime modifiche tariffarie:

Società	Data di adeguamento tariffario	Aumento medio dell'adeguamento tariffario	
		Alta tensione	Bassa tensione
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Marzo 2023	-4,91%	+6,18%
Enel Distribuição Ceará	Aprile 2023	-3,77%	+5,51%
Enel Distribuição São Paulo	Luglio 2023	-6,10%	-0,97%

Tra gli aggiornamenti normativi nell'ambito dell'attività di distribuzione, si evidenzia che il 7 gennaio 2022 è stata pubblicata la Legge 14.300/2022, che definisce il Quadro normativo della Generazione Distribuita (GD) in Brasile. La legge prevede modifiche graduali del sistema di compensazione energetica (scambio sul posto) per i nuovi sistemi di GD e garantisce il mantenimento delle norme vigenti fino al 2045 per gli impianti già in esercizio o installati nei 12 mesi successivi all'entrata in vigore della legge. Inoltre, crea un periodo transitorio per i nuovi impianti di GD che sono connessi dal 7 gennaio 2023 al 7 luglio 2023. Dopo il periodo transitorio, i consumatori con GD dovranno pagare il 100% del pedaggio di rete (canone di utilizzo della rete di distribuzione), al netto dei benefici sistemici generati dalla GD che dovranno essere calcolati dal Regolatore nei 18 mesi successivi alla pubblicazione della norma.

Tariffa della centrale idroelettrica Itaipu Binacional

Il 25 aprile ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) ha stabilito la tariffa finale per il trasferimento dell'energia contrattuale della centrale idroelettrica di Itaipu Binacional per l'anno 2023. Tuttavia, alcuni distributori erano già passati attraverso processi di riadeguamento o revisione tariffaria, in cui erano stati concordati prezzi provvisori con Itaipu di 16,19 \$/kW/mese. Con la fissazione attraverso delibera dei prezzi per il 2023, il costo di acquisto dell'energia di Itaipu è aumentato a 20,23 \$/kW/mese e il costo dell'energia di Itaipu ha subito un incremento reale del 25% causando un significativo esborso non previsto per i distributori la cui revisione tariffaria era stata adeguata nel corso del primo trimestre 2023.

In particolare, l'aumento della tariffa per l'energia elettrica di Itaipu genera un significativo esborso per Enel Distribuição Rio de Janeiro pari a 12,5 milioni di euro per il periodo che va da maggio a dicembre 2023. Alla luce di quanto sopra, è necessario presentare un ricorso amministrativo attraverso l'Associazione brasiliana dei distributori di energia elettrica - ABRADÉE per richiedere la ripubblicazione delle tariffe, e garantire così che le società di distribuzione rispettino l'equilibrio economico e finanziario, oltre a ridurre le loro fluttuazioni tariffarie nel 2024 e ridurre il costo trasferito al consumatore finale.

Argentina

Il DNU n. 1020 riconosce che nell'ambito dell'applicazione della Legge n. 27.541 vi è stata una riduzione delle aliquote (dovuta al mancato adeguamento tariffario in un contesto inflazionistico), necessaria per la situazione economica di emergenza, ma allo stesso tempo stabilisce che deve essere attuato un meccanismo di adeguamento tariffario atto a garantire la continuità della normale prestazione dei servizi, per i quali stabilisce l'obbligo di avviare il Processo Integrale di Rinegoziazione Tariffaria, il cui esito finale

dovrà sfociare in un Accordo Definitivo entro meno di due anni. Tale termine ultimo ha subito un ulteriore rinvio con il Decreto 7 dicembre 2022 n. 815/2022 che ha stabilito che nel 2023 inizierà il processo di revisione tariffaria che regolerà le tariffe per gli anni compresi tra il 2024 e il 2028.

In data 3 febbraio 2023 il regolatore ENRE ha emanato la Delibera n. 179, che approva i nuovi quadri tariffari da applicare a partire dal 1° febbraio 2023, che riflettono gli aumenti del prezzo stagionale dell'energia stabiliti nella Delibera SE 54/2023 (non sono stati applicati aumenti tariffari per i Trasporti o per FNEE). La delibera prevede che: la categoria residenziale aumenti in media del 17%; per la categoria generale venga applicato uno schema che preveda per la categoria G1 nessun incremento mentre per quelle G2 e G3 un aumento tra il 7% e il 16%; il T2 invece aumenti mediamente del 20%; T3 bassa e media tensione aumentino in media tra il 21% e il 25%; e i GUDIS (fabbisogno superiore a 300 kW) aumentino in bassa tensione del 20%, in media tensione del 23% e in alta tensione del 25%. La partecipazione dell'Own Cost of Distribution (VAD) al 1° febbraio 2023 è dell'ordine del 20% (non essendovi state modifiche) e la nuova tariffa media del distributore è dell'ordine di 11,127 \$/kWh (+18%).

Con la Delibera n. 240/2023 del 28 febbraio 2023, ENRE ha approvato i nuovi tariffari da applicare a partire dal 1° aprile 2023:

- recepisce l'aumento del FNEE previsto dalla Delibera SE 719/2022 (512 \$/MWh dal 1° aprile 2023) e il primo aumento di VAD o CPD concesso a Edesur del 107,83%;
- pubblica il nuovo CPD o VAD che sarà in vigore dal 1° giugno 2023 con un ulteriore aumento del 74% concesso da applicare in un futuro grafico tariffario;
- stabilisce i nuovi valori dei CEN e del CESMC che saranno applicati a partire dal 1° aprile 2023, che corrisponde al semestre 54 (marzo 2023 - agosto 2023);
- la tariffa media del distributore è dell'ordine di 13,706 \$/kWh (+23%);
- la partecipazione del Distribution Own Cost (VAD) a partire dal 1° aprile 2023 è dell'ordine del 34% della fatturazione totale stimata per la società (tasse escluse).

In data 4 maggio 2023, con la Delibera ENRE n. 398/2023, vengono approvate le nuove tabelle tariffarie applicate a partire dal 1° maggio 2023, che riflettono i prezzi stagionali approvati con la Delibera del Segretario dell'Energia n. 323/2023. In tale occasione non vi è stata variazione della remunerazione del distributore. In questo modo, la tariffa media del distributore si colloca nell'ordine di 18,023 \$/kWh (+31%) e la partecipazione del Distribution Own Cost (VAD) al 1° maggio 2023 è dell'ordine del 26% della fatturazione totale stimata per l'azienda (tasse escluse).

Il 29 maggio è stata pubblicata la Delibera ENRE n. 424 che approva le nuove tabelle tariffarie da applicare a partire dal 1° giugno 2023, recependo il secondo aumento del 74% di VAD o CPD concesso a Edesur previsto dalla Delibera n. 240/2023. La nuova tariffa media del distributore si colloca nell'ordine di 21,379 \$/kWh (+19%) e la partecipazione del Distribution Own Cost (VAD) al 1° aprile 2023 è dell'ordine del 38% del totale della fatturazione stimata per l'azienda (senza imposte), considerando nel caso di utenze residenziali l'energia consumata annua. La delibera stabilisce anche i nuovi valori dei CEN e del CESMC che saranno applicati a partire dal 1° giugno 2023, che corrisponde al semestre 54 (marzo 2023 - agosto 2023).

A causa degli eventi verificatisi alla data del 10 febbraio 2023, con un elevato numero di clienti sprovvisti di fornitura in bassa e media tensione, ENRE, con la Delibera n. 237/2023, ha stabilito l'effettuazione di un Audit Tecnico Integrato per determinare la capacità e l'affidabilità del pubblico servizio di distribuzione dell'energia elettrica e presidiare la qualità del servizio, la costituzione di un team interdisciplinare con un Coordinatore Generale e almeno tre team di supervisione del processo di:

- assistenza sanitaria di base;
- manutenzione preventiva e investimenti;
- costi e investimenti.

Il team hanno 90 giorni per effettuare l'audit di processo, verificare la coerenza della propria disponibilità tecnologica, dei materiali, delle forniture e delle risorse umane per svolgere i processi di gestione sostanziale consistenti in cure primarie, reclami, funzionamento, manutenzione correttiva e preventiva, investimento, pianificazione, gestione delle perdite, audit interni dei costi e processi di gestione. Si stabiliscono, inoltre, 30 giorni aggiuntivi per inviare la relazione finale al controllore ENRE.

Con la Delibera n. 252/2023, del 9 marzo 2023, ENRE ha esteso il regime di qualità ai semestri 54 (marzo 2023 - agosto 2023) e 55 (settembre 2023 - febbraio 2024), indicando espressamente che nel periodo transitorio tariffario 2023-2024 si applicano le disposizioni della Delibera ENRE n. 199/2018.

Il 22 marzo, con la Delibera n. 306/2023, ENRE ha incaricato Edesur di determinare l'evoluzione giornaliera del numero di utenti interessati, durante il mese di marzo 2023, senza considerare le interruzioni di durata inferiore o uguale a tre (3) minuti, le interruzioni reclamate dinanzi a ENRE in quanto originate dall'esecuzione di opere di investimento finalizzate al miglioramento della qualità della rete di Media Tensione (MT) o Bassa Tensione (BT) e le interruzioni per le quali Edesur ha invocato dinanzi a ENRE casi fortuiti e imprevedibili o cause di forza maggiore.

Con la Delibera n. 362/2023 del 18 aprile 2023, ENRE ha notificato a Edesur la causa di Responsabilità Straordinaria per la Prestazione del Servizio stabilita nel Contratto di Concessione a dicembre 2022 (70.000 utenti 5 o più gior-

ni senza fornitura), a seguito della quale dovrà risarcire i clienti attraverso il ciclo di future fatturazioni.

Il 21 marzo ENRE ha emesso la propria Delibera n. 307 che prevede l'intervento di controllo e ispezione della società Edesur per un periodo di centottanta (180) giorni dalla notifica dello stesso, nominando quale titolare del trattamento l'ing. Jorge Horacio Ferraresi, che per il controllo e la supervisione di tutti gli atti di ordinaria amministrazione e disposizione relativi alla normale prestazione del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica ha il potere di assegnare le risorse umane necessarie a coadiuvarlo nella funzione affidata. Nell'ambito di questo intervento, il 24 aprile, il controllore e le autorità argentine del settore energetico (ENRE) e il sindaco di Buenos Aires hanno annunciato un piano composto da 278 opere per Edesur in 12 comuni. Il 5 maggio Ferraresi ha rassegnato le dimissioni da controllore.

Colombia

La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (CREG) definisce la metodologia di remunerazione della rete di distribuzione. Le tariffe di distribuzione si definiscono ogni cinque anni e si aggiornano mensilmente in base all'Indice dei Prezzi al Produttore (IPP).

La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (CREG) con la Risoluzione n. 122 del 2020 ha fissato le tariffe di distribuzione per la società Codensa per il periodo 2018-2023.

Il Piano Nazionale di Sviluppo 2022-2026 è stato emanato come legge il 19 maggio 2023 (Legge 2294). Per la natura di tale norma, essa prevede disposizioni trasversali a tutta la filiera del settore. Per quanto riguarda la generazione, spiccano la modifica dei trasferimenti che i progetti per fonti non convenzionali di energia rinnovabile (FNCER) devono assumere (6% per i nuovi impianti e 4% per gli impianti in esercizio) e l'eliminazione dell'esenzione IVA per i pannelli solari. Per la distribuzione, possibilità di rendere più flessibile il piano degli investimenti e velocizzare le concessioni per i progetti infrastrutturali, disposizioni che promuovono la mobilità elettrica e altre che al contempo la disincentivano, remunerazione per l'uso dell'infrastruttura da parte dei lavoratori telematici, promozione dell'autoproduzione negli edifici della pubblica amministrazione e normalizzazione delle reti negli insediamenti subnormali. Per quanto riguarda le questioni ambientali, sono rilevanti le indicazioni per i piani

di ordinamento territoriale, la creazione di consigli territoriali dell'acqua e la priorità del dialogo e dell'intesa con la popolazione contadina. Infine, è stata abilitata la società incaricata del servizio nazionale di interconnessione (trasmissione) a partecipare alle attività di generazione, commercializzazione e distribuzione di energia elettrica e sono stati inseriti alcuni articoli per promuovere e finanziare progetti legati alla transizione energetica.

Nel mese di giugno CREG ha annunciato l'approvazione dei regolamenti operativi, commerciali e dei coordinatori regionali che disciplineranno il funzionamento del nuovo Mercato elettrico regionale andino a breve termine (MAERCP), che comprende le transazioni elettriche internazionali coordinate tra Colombia, Ecuador e Perù. Queste transazioni saranno estese in futuro alla Bolivia e al Cile nell'ambito dell'iniziativa Andean Electrical Interconnection System (SINEA).

Perù

In Perù, il processo di determinazione delle tariffe di distribuzione viene effettuato ogni quattro anni ed è denominato "Distribution Value Added Fixing" (VAD). Si precisa che la normativa peruviana segue lo schema normativo della "Società Modello", per cui in ogni processo tariffario vengono stabiliti i costi di investimento e di esercizio e manutenzione necessari a soddisfare la domanda nell'area di concessione, che saranno riconosciuti a ciascuna società. Il VAD è determinato individualmente per ogni distributore con più di 50.000 clienti.

L'attuale processo tariffario è valido per il periodo 2022-2026.

Cile

Il settore elettrico cileno è regolato dalla Legge Generale del Servizio Elettrico n. 20.018, contenuta nel Decreto n. 1 del 1982 del Ministero delle Miniere, successivamente aggiornata con il Decreto n. 4 del 2006 del Ministero dell'Economia e suo corrispondente Regolamento attuativo.

Il processo di determinazione delle tariffe per il periodo 2020-2024 è ancora in corso, e nel frattempo è stato avviato anche quello relativo al periodo 2024-2028. Le tariffe applicate nel primo semestre 2023 sono in coerenza con quelle stabilite con il ciclo tariffario 2016-2020.

Mercati finali

Italia

L'attuale quadro normativo sul superamento della tutela nel settore elettrico (Legge Concorrenza n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge "Attuazione del PNRR" n. 152/2021 convertito in legge n. 233/2021) prevede un rinvio scagionato per la rimozione della tutela di prezzo: al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, al 1° gennaio 2023 per le microimprese ed entro gennaio 2024 per le gare dei clienti domestici.

Per quanto riguarda il settore gas, il superamento del regime di tutela è previsto a gennaio 2024 per i clienti domestici e i condomini.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), a novembre 2022, in ragione del differimento al 1° aprile 2023 per motivi tecnici della data di avvio del servizio di ultima istanza destinato alle microimprese e ai clienti con forniture non domestiche con potenza impegnata inferiore a 15 kW, ha previsto la proroga delle condizioni economiche di maggior tutela fino al 31 marzo 2023 ai clienti già serviti.

Relativamente ai clienti domestici, il decreto n. 169 del 18 maggio 2023 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) disciplina l'assegnazione del servizio a tutele gradualistiche dei clienti domestici non vulnerabili. Il suddetto decreto ha inoltre fissato al 30% la quota di mercato assegnabile a ciascun operatore e ha stabilito che, alla scadenza del primo periodo di assegnazione in tutele gradualistiche, il cliente resti con l'operatore con l'offerta di mercato libero economicamente più vantaggiosa.

ARERA nel mese di maggio ha avviato una consultazione per il passaggio al servizio a tutele gradualistiche dei clienti non vulnerabili per il periodo 1° aprile 2024 - 31 marzo 2027; nei prossimi mesi è attesa la relativa delibera.

Per quanto riguarda invece i clienti domestici vulnerabili (per es., over 75 anni, titolari bonus sociali), il decreto rimanda a un provvedimento di ARERA la definizione, entro gennaio 2024, delle modalità per l'uscita dei clienti dalla maggior tutela.

In riferimento alla fine della tutela per le piccole imprese del settore elettrico (1° gennaio 2021), a marzo 2021 Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) hanno impugnato davanti al TAR Lazio il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico attuativo della Legge Concorrenza, contestando rispettivamente l'imposizione del tetto antitrust al 35% e la mancata previsione di misure (per es., clausola sociale) per il reintegro dei costi residui di Servizio Elettrico Nazionale a fronte della perdita dei clienti. Sul secondo punto, sempre a marzo 2021, Servizio Elettri-

co Nazionale ed Enel Italia hanno impugnato anche la delibera n. 491/2020/R/eel con un ricorso pendente dinanzi al TAR Lombardia. Al momento nessuna udienza è stata ancora fissata nell'ambito dei citati ricorsi.

Analogamente, Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale, formulando le medesime contestazioni sopra indicate, hanno impugnato a luglio 2022, dinanzi al TAR Lombardia, la delibera n. 208/2022/R/eel, relativa alle microimprese e ai clienti con forniture non domestiche con potenza impegnata inferiore a 15 kW, e a novembre 2022, innanzi al TAR Lazio, il decreto ministeriale del Ministero della Transizione Ecologica (oggi MASE) recante le modalità di attuazione del servizio a tutele gradualistiche per le microimprese.

Con le delibere n. 136/2023/R/eel e n. 151/2023/R/eel ARERA ha previsto, con riferimento all'istanza 2023, le modalità di accesso al meccanismo di compensazione uscita clienti ai sensi dell'art. 20 del Testo integrato Vendita (TIV). Con ricorso depositato il 29 maggio 2023, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Italia hanno impugnato tali provvedimenti innanzi al Tar Lombardia tramite ricorso per motivi aggiunti rispetto al giudizio principale già promosso contro la delibera n. 208/2022/R/eel.

Energia elettrica

Con la delibera n. 146/2022/R/eel ARERA ha aggiornato, con effetto dal 1° aprile 2022, la componente RCV, che rappresenta la remunerazione degli esercenti la maggior tutela per il servizio di commercializzazione svolto. Col medesimo provvedimento sono stati aggiornati anche i livelli del corrispettivo PCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero. Con la delibera n. 136/2023/R/eel ARERA ha aggiornato, con effetto dal 1° aprile 2023 e per i soli clienti domestici, che restano serviti in maggior tutela, la componente RCV e il corrispettivo PCV.

Il TIV prevede per gli esercenti il servizio di maggior tutela specifici meccanismi perequativi, come quello che consente di regolare eventuali squilibri in relazione ai costi sostenuti dall'esercente stesso per l'approvvigionamento dell'energia elettrica.

Per coprire il disavanzo dovuto allo straordinario incremento dei costi di approvvigionamento dell'energia nel 2022, con la delibera n. 463/2022/R/eel ARERA ha disposto l'erogazione agli esercenti la maggior tutela entro la fine di tale anno da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali di un anticipo sui saldi di perequazione 2022. Con le delibere n. 558/2022/R/eel, n. 743/2022/R/eel e n. 135/2023/R/eel sono state date le necessarie indicazioni attuative relative al calcolo e alla liquidazione di tale anticipo e alla sua successiva restituzione nel corso del 2023.

ARERA è analogamente intervenuta con la delibera n. 473/2022/R/eel prevedendo una sessione straordinaria per anticipare a fine dicembre 2022 il conguaglio di load profiling del primo semestre del medesimo anno, in cui si era formato un disavanzo finanziario per gli esercenti la maggior tutela dovuto al significativo passaggio nel corso degli ultimi anni dei misuratori da un trattamento non orario a un trattamento orario. Nell'ambito del provvedimento, è stata anche data l'opportunità agli operatori del mercato libero di saldare la corrispondente posizione debitoria entro gennaio 2023.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore elettrico, ARERA disciplina all'art. 18 del TIV il meccanismo di compensazione degli importi non incassati dagli esercenti il servizio di maggior tutela relativi ai prelievi fraudolenti.

Con la delibera n. 32/2021/R/eel ARERA ha previsto un meccanismo di reintegro della morosità relativo agli oneri generali di sistema versati dalle imprese di vendita del mercato libero e della salvaguardia alle imprese distributrici ma non riscossi dai clienti finali (per la salvaguardia, con riferimento ai soli clienti disalimentabili).

Per i clienti non disalimentabili serviti in salvaguardia, il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili è disciplinato all'art. 50 del TIV.

Gas

Con la delibera n. 147/2022/R/gas sono stati aggiornati i livelli della componente QVD con effetto dal 1° aprile 2022. Tali livelli sono stati successivamente aggiornati, con effetto dal 1° aprile 2023, con la delibera n. 137/2023/R/gas. Essi sono stati definiti in modo da tenere conto degli effetti associati alla durata, inferiore all'anno, del periodo che residua al termine di rimozione del servizio di tutela, prevista a decorrere da gennaio 2024. Tale componente, applicata da gennaio 2024 ai clienti vulnerabili, sarà successivamente aggiornata, almeno per il primo anno di applicazione, con criteri analoghi ma semplificati rispetto a quanto attualmente previsto, entro il mese di marzo di ciascun anno con riferimento ai successivi 12 mesi, nelle more dell'acquisizione di dati puntuali sui costi di vendita associati ai clienti vulnerabili.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore gas, agli artt. 31 quinquies e 37.1 lettera b) del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) ARERA disciplina specifici meccanismi di reintegrazione per i fornitori del servizio di ultima istanza e del servizio di default su reti di distribuzione.

Iberia

Efficienza energetica

Il 25 gennaio 2023 è stato pubblicato il Regio Decreto 36/2023, del 24 gennaio, che istituisce un sistema di Certificati di Risparmio Energetico. Inoltre, è in corso di elaborazione una proposta di Ordinanza per lo sviluppo del sistema di certificati, nonché una proposta di catalogo di misure standardizzate per le azioni di efficienza energetica.

Il 30 marzo 2023 è stato pubblicato l'Ordine TED/296/2023, del 27 marzo, che stabilisce gli obblighi di contribuzione al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica nel 2023. L'importo di competenza di Endesa per il 2023 è di 49 milioni di euro, di cui almeno 30 milioni di euro (60,0%) deve essere contribuito direttamente al Fondo, mentre la restante parte viene soddisfatta attraverso la presentazione di Certificati di Risparmio Energetico (CAE).

Misure di protezione dei consumatori: Bonus Sociale

Il 21 gennaio 2023 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/81/2023, del 27 gennaio, che approva la distribuzione degli importi dovuti per il finanziamento del Bonus Sociale e per il costo di fornitura dell'energia elettrica per i consumatori di cui agli artt. 52.4.j) e 52.4.k) della Legge 24/2013, del 26 dicembre, per l'anno 2023.

Misure di protezione dei consumatori: garanzia di fornitura di energia elettrica

Sono stati approvati i seguenti dispositivi.

Attraverso il Regio Decreto Legge 18/2022, del 18 ottobre, sono state approvate le misure per rafforzare la protezione dei consumatori di energia e per contribuire alla riduzione del consumo di gas naturale in applicazione del "Plan + Seguridad para tu energía (+SE)", nonché le misure relative alla retribuzione del personale del settore pubblico e alla protezione dei lavoratori agricoli temporanei colpiti dalla siccità.

Il Regio Decreto Legge 5/2023, del 27 dicembre, sulle misure in risposta alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, a sostegno della ricostruzione dell'isola di La Palma e di altre situazioni di vulnerabilità.

Il Regio Decreto Legge 5/2023, del 28 giugno, che adotta e proroga per l'esercizio finanziario 2023 alcune misure adottate in passato nel contesto del conflitto Russia-Ucraina in risposta alle conseguenze economiche e sociali della guerra, tra cui le seguenti misure di protezione dei consumatori:

- per quanto riguarda il Bonus Sociale, gli sconti per i beneficiari sono aumentati fino al 31 dicembre 2023, dal 60% al 65% nel caso di consumatori vulnerabili e dal 70%

all'80% per i consumatori gravemente vulnerabili. Allo stesso modo, e con lo stesso orizzonte temporale, il limite energetico cui si applicano gli sconti viene aumentato del 15%.

Viene creato un nuovo sconto del 40%, con lo stesso orizzonte temporale, per le famiglie lavoratrici coperte dal Prezzo Volontario per i Piccoli Consumatori (PVPC) con un reddito compreso tra 1,5 e 2 volte l'Indicatore Pubblico di Reddito Multiplo Effettivo (IPREM), aumentato di 0,3 per ogni ulteriore componente adulto e di 0,5 per ogni ulteriore componente minorenni.

Allo stesso modo, il divieto di sospendere le forniture di elettricità, acqua e gas ai consumatori vulnerabili, gravemente vulnerabili o a rischio di esclusione sociale è prorogato fino al 31 dicembre 2023;

- il meccanismo di riduzione dell'eccesso di remunerazione del mercato elettrico causato dall'alto prezzo del gas naturale sui mercati internazionali, introdotto dal Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, viene prorogato fino al 31 dicembre 2023;
- in ambito fiscale, le riduzioni al 5% dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) sul gas e sull'elettricità, la riduzione dell'accisa sull'elettricità allo 0,5% e la sospensione dell'imposta sul valore della produzione di elettricità (in relazione a quest'ultima, il Sistema Elettrico sarà compensato da un importo equivalente per garantire l'equilibrio tra le entrate e il costo degli oneri) sono prorogate fino al 31 dicembre 2023;
- nell'ambito delle tariffe e degli oneri, la riduzione dell'80% delle tariffe dell'elettricità per i consumatori elettrointensivi è prorogata fino al 31 dicembre 2023, e sarà compensata dal Bilancio generale dello Stato. Allo stesso modo, saranno stanziati 2.000 milioni di euro per coprire gli oneri di sistema dell'energia elettrica, un importo a carico del Bilancio generale dello Stato. Infine, si prevede che le eventuali eccedenze che dovessero emergere negli assestamenti del 2022 saranno assegnate agli assestamenti del 2023.

Regio Decreto 444/2023, del 13 giugno, che modifica il Regio Decreto 1106/2020, del 15 dicembre, che regola lo Statuto dei consumatori elettrointensivi

Il Regio Decreto 444/2023 è stato pubblicato il 14 giugno 2023, modificando lo Statuto dei consumatori elettrointensivi approvato nel 2020, che regolava i requisiti che consentono a determinati impianti industriali di qualificarsi per la certificazione di consumatore elettrointensivo. Grazie a questa modifica, il catalogo delle attività ammissibili a questo status viene ampliato e alcuni requisiti vengono ridotti, aumentando così la base dei beneficiari. Allo stesso modo, viene aggiornato l'aiuto massimo per compensare il costo del regime di remunerazione specifico per le energie rinnovabili e il costo dei sistemi elettrici non continentali inclusi negli oneri, passando dall'attuale 85% per tutte le attività a: 85% per i settori a rischio significativo; 75% per i settori a rischio (estendibile all'85% se accreditano che il 50% dei consumi proviene da fonti carboniche e hanno un contratto a termine per il 10% dei consumi o per il 5% dei consumi con autoconsumo rinnovabile); o percentuale più alta per gli impianti particolarmente esposti (quando il costo dell'elettricità supera determinate soglie del valore aggiunto lordo). Tuttavia, in nessun caso gli oneri a carico dei beneficiari potranno essere inferiori o uguali a 0,5 €/MWh.

Europa

Romania

A partire dal novembre 2021, i prezzi sui mercati retail dell'elettricità e del gas sono stati limitati attraverso un regime di sostegno governativo che è stato costantemente prefinanziato. Poiché i limiti dei prezzi retail sono stati fissati al di sotto dei costi, si è reso necessario un meccanismo di compensazione per i fornitori. Lo scopo era quello di compensare la differenza tra il costo di acquisto reale e il costo di acquisto fatturato nell'ambito dei limiti di prezzo retail. Fin dall'inizio, i pagamenti di compensazione hanno registrato notevoli ritardi, mettendo i fornitori in una situazione di elevato rischio finanziario.

RELAZIONE INTERMEDIA
SULLA GESTIONE

5.

The background is a solid green color. There are three large, semi-transparent white circular shapes. One is on the left side, partially cut off by the edge. Another is in the top right corner. The third is in the bottom left corner, also partially cut off. The text 'Prospettive future' is centered in the upper right area of the page.

Prospettive future

Prevedibile evoluzione della gestione

Il primo semestre dell'anno è stato contraddistinto da una minore volatilità a livello macro rispetto al 2022: se da un lato è proseguita la politica restrittiva delle banche centrali per far fronte alle persistenti spinte inflazionistiche, dall'altro si è assistito a una graduale normalizzazione dei prezzi delle materie prime, tra cui in particolar modo il gas. In questo contesto, i Governi di diversi Paesi europei hanno iniziato a eliminare gradualmente le misure intraprese nel 2022 per far fronte alla crisi energetica, ponendo le basi per un contesto più prevedibile del mercato dell'energia elettrica.

In questo contesto, il top management insediatosi a maggio di quest'anno ha ribadito le priorità del Gruppo Enel per il prossimo futuro:

- allocazione del capitale focalizzata sulla creazione di valore e sull'ottimizzazione del profilo di rischio/rendimento degli investimenti a supporto della futura crescita;
- miglioramento delle efficienze lungo tutte le attività e i Paesi di presenza del Gruppo, attraverso misure volte all'efficientamento e all'ottimizzazione dei costi;
- semplificazione della struttura del Gruppo da perseguire attraverso una struttura organizzativa più snella e la focalizzazione geografica sui sei Paesi "core" definiti nel Piano Strategico 2023-2025.

La concentrazione su disciplina finanziaria e miglioramento della generazione di cassa consentiranno al Gruppo Enel di ottimizzare il proprio modello di sviluppo integrato e sostenibile, in grado di promuovere efficacemente la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico.

Alla luce della solida performance del primo semestre, viene confermata la guidance fornita in occasione della presentazione del Piano Industriale 2023-2025: nel 2023 il Gruppo prevede un EBITDA ordinario di 20,4-21,0 miliardi di euro e un utile netto ordinario di 6,1-6,3 miliardi di euro. Inoltre, viene confermato un livello di indebitamento netto a fine 2023 di 51-52 miliardi di euro, con un considerevole miglioramento del profilo creditizio del Gruppo e un rapporto debito finanziario netto/EBITDA in discesa da 3,1x nel 2022 a 2,4-2,5x previsto per il 2023. È infine confermato, per il 2023, un dividendo di 0,43 euro per azione, coerentemente con quanto annunciato in sede di Piano Strategico 2023-2025.



Informativa sulle parti correlate

Per la descrizione delle transazioni e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 35 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

**BILANCIO CONSOLIDATO
SEMESTRALE ABBREVIATO**

6.



**Bilancio
consolidato
semestrale
abbreviato**

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2023	2022 ⁽¹⁾
		di cui con parti correlate	
Ricavi	7		
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		46.130	3.364
Altri proventi		965	5
	[Subtotale]	47.095	65.630
Costi	8		
Energia elettrica, gas e combustibile		23.431	5.472
Servizi e altri materiali		8.453	1.660
Costo del personale		2.477	2.270
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti		489	621
Ammortamenti e altri impairment		3.062	3.059
Altri costi operativi		3.029	151
Costi per lavori interni capitalizzati		(1.555)	(1.419)
	[Subtotale]	39.386	62.516
Risultati netti da contratti su commodity	9	(1.584)	(1)
Risultato operativo		6.125	4.523
Proventi finanziari da contratti derivati	10	793	2.033
Altri proventi finanziari	11	1.986	113
Oneri finanziari da contratti derivati	10	1.322	1.644
Altri oneri finanziari	11	3.228	38
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	11	150	135
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	27	62
Risultato prima delle imposte		4.531	3.590
Imposte ⁽²⁾	13	1.519	1.007
Risultato netto delle continuing operation⁽²⁾		3.012	2.583
Quota di interessenza del Gruppo ⁽²⁾		2.491	2.032
Quota di interessenza di terzi ⁽²⁾		521	551
Risultato netto delle discontinued operation		71	(632)
Quota di interessenza del Gruppo		22	(340)
Quota di interessenza di terzi		49	(292)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)⁽²⁾		3.083	1.951
Quota di interessenza del Gruppo ⁽²⁾		2.513	1.692
Quota di interessenza di terzi ⁽²⁾		570	259
Risultato netto per azione			
Risultato netto base per azione			
Risultato netto base per azione		0,24	0,16
Risultato netto base per azione delle continuing operation	14	0,24	0,19
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	14	-	(0,03)
Risultato netto diluito per azione			
Risultato netto diluito per azione		0,24	0,16
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	14	0,24	0,19
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	14	-	(0,03)

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2023	2022 ⁽¹⁾
Risultato netto del periodo⁽²⁾		3.083	1.951
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		1.571	1.160
Variazione del fair value dei costi di hedging		(56)	(55)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		96	26
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		(1)	(13)
Variazione della riserva di traduzione		445	2.111
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		77	296
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		(156)	308
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		(2)	-
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		(1)	6
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	28	1.973	3.839
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nel periodo⁽²⁾		5.056	5.790
Quota di interessenza:			
- del Gruppo ⁽²⁾		3.972	5.403
- di terzi ⁽²⁾		1.084	387

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro		Note			
ATTIVITÀ		al 30.06.2023		al 31.12.2022	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	15	88.730		88.521	
Investimenti immobiliari		95		94	
Attività immateriali	16	17.530		17.520	
Avviamento	17	13.197		13.742	
Attività per imposte anticipate ⁽¹⁾	18	10.184		11.175	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	19	1.397		1.281	
Derivati finanziari attivi non correnti	20	3.378	3	3.970	-
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	21	401		508	
Altre attività finanziarie non correnti	22	8.577	1.919	8.359	1.885
Altre attività non correnti	23	2.479	3	2.486	-
	[Totale]	145.968		147.656	
Attività correnti					
Rimanenze		4.430		4.853	
Crediti commerciali	24	15.770	1.301	16.605	1.563
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	21	127		106	
Crediti per imposte sul reddito		1.028		561	
Derivati finanziari attivi correnti	20	8.272	5	14.830	5
Altre attività finanziarie correnti	25	7.728	157	13.753	104
Altre attività correnti	23	4.968	116	4.314	153
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		6.104		11.041	
	[Totale]	48.427		66.063	
Attività classificate come possedute per la vendita⁽¹⁾	27	10.714		6.155	
TOTALE ATTIVITÀ		205.109		219.874	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2023		al 31.12.2022	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(47)		(47)	
Altre riserve		5.504		2.740	
Utili e perdite accumulati ⁽¹⁾		16.455		15.795	
	[Totale]	32.079		28.655	
Interessenze di terzi		13.791		13.425	
Totale patrimonio netto	28	45.870		42.080	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	26	66.144	715	68.191	774
Benefici ai dipendenti	29	2.439		2.202	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	30	5.850		6.055	
Passività per imposte differite ⁽¹⁾	18	9.103		9.794	
Derivati finanziari passivi non correnti	20	3.987	10	5.895	9
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	21	5.698	18	5.747	17
Altre passività finanziarie non correnti		-		-	
Altre passività non correnti	31	4.621		4.246	
	[Totale]	97.842		102.130	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	26	8.403	10	18.392	14
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26	4.961	111	2.835	110
Fondi rischi e oneri quota corrente	30	1.798		1.325	
Debiti commerciali	31	11.327	2.123	17.641	2.810
Debiti per imposte sul reddito	31	1.361		1.623	
Derivati finanziari passivi correnti	20	9.800	3	16.141	
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	21	1.822	49	1.775	43
Altre passività finanziarie correnti		929	1	853	1
Altre passività correnti	31	16.106	39	11.713	47
	[Totale]	56.507		72.298	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita⁽¹⁾	27	4.890		3.366	
Totale passività		159.239		177.794	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		205.109		219.874	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 28)

Milioni di euro		Capitale sociale e riserve del Gruppo							
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	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 2022	10.167	7.496	(36)	5.567	2.034	2.313	(8.125)	(2.268)	
Applicazione nuovi principi contabili ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	
Al 1° gennaio 2022 restated	10.167	7.496	(36)	5.567	2.034	2.313	(8.125)	(2.268)	
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-	
Riclassifiche	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acquisto azioni proprie	-	-	(3)	-	-	3	-	-	
Riserva per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	-	-	-	6	-	-	
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	26	
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	(41)	(11)	
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	-	1.768	1.733	
<i>di cui:</i>									
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	1.768	1.733	
- utile del periodo ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	
Al 30 giugno 2022	10.167	7.496	(39)	5.567	2.034	2.322	(6.398)	(520)	
Al 1° gennaio 2023	10.167	7.496	(47)	5.567	2.034	2.332	(5.912)	(3.553)	
Applicazione nuovi principi contabili ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	
Al 1° gennaio 2023 restated	10.167	7.496	(47)	5.567	2.034	2.332	(5.912)	(3.553)	
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-	
Riclassifiche	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	
Riserva per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	-	-	-	1	-	-	
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	986	-	-	-	-	
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	322	(7)	
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	-	284	1.258	
<i>di cui:</i>									
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	284	1.258	
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	
Al 30 giugno 2023	10.167	7.496	(47)	6.553	2.034	2.333	(5.306)	(2.302)	

(1) I dati relativi al 1° gennaio 2022, al 1° gennaio 2023 e al 30 giugno 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

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	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(39)	10	(721)	(1.325)	(2.378)	(843)	17.801	29.653	12.689	42.342
-	-	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
(39)	10	(721)	(1.325)	(2.378)	(843)	17.799	29.651	12.689	42.340
-	-	-	-	-	-	(1.932)	(1.932)	(730)	(2.662)
-	-	-	-	-	-	(43)	(43)	-	(43)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	(15)
-	-	-	-	-	-	-	6	-	6
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	219	219	173	392
1	-	21	-	-	(30)	-	18	(1)	17
5	-	-	(2)	-	(308)	-	(357)	311	(46)
(49)	(13)	28	244	-	-	1.692	5.403	387	5.790
(49)	(13)	28	244	-	-	-	3.711	128	3.839
-	-	-	-	-	-	1.692	1.692	259	1.951
(82)	(3)	(672)	(1.083)	(2.378)	(1.181)	17.720	32.950	12.829	45.779
(81)	(22)	(476)	(1.063)	(2.390)	(1.192)	15.797	28.657	13.425	42.082
-	-	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
(81)	(22)	(476)	(1.063)	(2.390)	(1.192)	15.795	28.655	13.425	42.080
-	-	-	-	-	-	(2.034)	(2.034)	(868)	(2.902)
-	-	-	-	-	-	(64)	(64)	-	(64)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
-	-	-	-	-	-	-	986	-	986
-	-	-	-	-	-	245	245	182	427
-	-	-	3	-	-	-	318	(23)	295
-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
(53)	1	93	(124)	-	-	2.513	3.972	1.084	5.056
(53)	1	93	(124)	-	-	-	1.459	514	1.973
-	-	-	-	-	-	2.513	2.513	570	3.083
(134)	(21)	(383)	(1.184)	(2.390)	(1.192)	16.455	32.079	13.791	45.870

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2023	2022
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Risultato netto⁽¹⁾		3.083	1.951
Rettifiche per:			
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	8	502	627
Ammortamenti e altri impairment	8	3.402	3.676
(Proventi)/Oneri finanziari	10-11	1.644	1.020
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(27)	(62)
Imposte		1.532	991
Variazioni del capitale circolante netto:		(2.871)	(4.028)
- rimanenze		478	(1.113)
- crediti commerciali		247	45 (1.019) (144)
- debiti commerciali		(6.180)	(1.499) (835) 1.571
- altre attività derivanti da contratti con i clienti		(23)	(34)
- altre passività derivanti da contratti con i clienti		(5)	19 22 6
- altre attività e passività ⁽¹⁾		2.612	(701) (1.049) (66)
Accantonamenti ai fondi		1.162	1.368
Utilizzo fondi		(748)	(756)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.024	103 2.445 103
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati ⁽²⁾		(2.781)	(24) (3.439) (24)
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		604	(1.583)
Imposte pagate		(1.856)	(1.213)
(Plusvalenze)/Minusvalenze		272	(230)
Cash flow da attività operativa (A)⁽²⁾		4.942	767
		di cui discontinued operation	(20) (358)
Investimenti in attività materiali non correnti	15	(5.314)	(4.526)
Investimenti in attività immateriali	16	(678)	(830)
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	21	(432)	(575)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(15)	(1.238)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		51	123
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		191	211
Cash flow da attività di investimento (B)		(6.197)	(6.835)
		di cui discontinued operation	(120) (96)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	26	3.476	9.268
Rimborsi di debiti finanziari	26	(2.620)	(124) (2.226) (92)
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(3.383)	(886)
Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti ⁽²⁾		63	(103)
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest		-	15
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride		986	-
Acquisto azioni proprie		-	(3)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(2.329)	(2.384)
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride		(64)	(43)
Cash flow da attività di finanziamento (C)⁽²⁾		(3.871)	3.638
		di cui discontinued operation	(10) 388
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		120	242
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		(5.006)	(2.188)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽³⁾		11.543	8.990
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽⁴⁾		6.537	6.802

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della riclassifica dei proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti in valuta in una nuova voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (88 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (44 milioni di euro al 1° gennaio 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (543 milioni di euro al 1° gennaio 2022).

(4) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.104 milioni di euro al 30 giugno 2023 (6.149 milioni di euro al 30 giugno 2022), "Titoli a breve" pari a 89 milioni di euro al 30 giugno 2023 (74 milioni di euro al 30 giugno 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 175 milioni di euro al 30 giugno 2023 (67 milioni di euro al 30 giugno 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 169 milioni di euro al 30 giugno 2023 (512 milioni di euro al 30 giugno 2022).

Note illustrative

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle utility energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137. Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 comprende le situazioni contabili di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation (il Gruppo). L'elenco delle

società controllate, collegate, joint venture e joint operation incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

Per una descrizione delle principali attività del Gruppo, si rinvia alla Relazione intermedia sulla Gestione.

La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale è stata autorizzata dagli Amministratori in data 26 luglio 2023.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo, per il semestre conclusosi il 30 giugno 2023, è stata predisposta ai sensi dell'art. 154 *ter* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal decreto legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023, incluso nella Relazione finanziaria semestrale, è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali ("IAS 34 - Bilanci intermedi") ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto di Conto economico consolidato complessivo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato nonché dalle relative Note illustrative.

Si precisa che il Gruppo Enel adotta il semestre quale periodo intermedio di riferimento ai fini dell'applicazione del citato principio contabile internazionale IAS 34 e della definizione di bilancio intermedio ivi indicata.

Tale Bilancio consolidato semestrale abbreviato non comprende tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e, pertanto, deve essere letto unitamente al Bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022. D'altro canto, include informazioni esplicative in merito a operazioni e fatti rilevanti per la comprensione delle variazioni nella situazione patrimoniale-finanziaria e nel risultato gestionale del Gruppo successivamente alla data di chiusura dell'ultimo esercizio.

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 sono gli stessi adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione dei principi contabili e delle modifiche ai principi esistenti di prima adozione al 1° gennaio 2023:

- "Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies", emesso a febbraio 2021.

Le modifiche hanno lo scopo di supportare la decisione circa quali principi contabili illustrare in bilancio.

A tal riguardo:

- le modifiche allo "IAS 1 - Presentation of Financial Statements" richiedono di fornire informazioni sui principi contabili "rilevanti" (ossia, materiali), piuttosto che su quelli "significativi";
- le modifiche all'"IFRS Practice Statement 2 - Making Materiality Judgements" mirano a fornire una guida su come applicare il concetto di rilevanza all'informativa sui principi contabili.

In assenza di una definizione di "significativo" negli IFRS, nel contesto dell'informativa sui principi contabili il termine è stato sostituito con "rilevante". A tal proposito, la definizione di rilevante è stata modificata nell'ottobre 2018, e allineata agli IFRS e al Conceptual Framework e, pertanto, è stata largamente compresa dai primary user del bilancio. L'informativa sui principi contabili, secondo quanto previsto dallo IAS 1, è rilevante se, considerata insieme ad altre informazioni incluse nel bilancio, è ragionevole attendersi che influenzi le decisioni che i primary user del bilancio prendano sulla base di tale bilancio.

Nel valutare la rilevanza dell'informativa sui principi contabili, è opportuno considerare sia l'importo delle operazioni, degli altri eventi o condizioni, sia la loro natura. Va tuttavia evidenziato che, benché un'operazione, un altro evento o condizione - cui si riferisce l'informativa sui principi contabili - possano essere rilevanti, ciò non implica che la corrispondente informativa sia rilevante ai fini del bilancio.

In tale contesto, le modifiche all'IFRS Practice Statement 2 hanno l'obiettivo di illustrare come si può valutare se l'informativa su un principio contabile è rilevante ai fini del bilancio, fornendo una guida. Tali modifiche mirano a: (i) chiarire che la valutazione della rilevanza dell'informativa sui principi contabili dovrebbe seguire la stessa guida applicabile nella valutazione di rilevanza di altre informative, considerando quindi fattori sia qualitativi sia quantitativi; (ii) sottolineare l'importan-

tanza di fornire un'informativa sui principi contabili che sia specifica per il Gruppo; (iii) fornire esempi di situazioni dove informazioni generiche o standardizzate, che riassumono o duplicano i requisiti degli IFRS, possano essere considerate informazioni sui principi contabili rilevanti.

Le modifiche non hanno comportato impatti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023, ma potrebbero influenzare l'informativa sui principi contabili nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023.

- *"Amendments to IAS 8 – Definition of Accounting Estimates"*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di chiarire come distinguere tra cambiamenti nei principi contabili e cambiamenti nelle stime contabili.

La definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con la definizione di stime contabili intese come "importi monetari che in bilancio sono soggetti a incertezza nella misurazione". Al fine di chiarire l'interazione tra un principio contabile e una stima contabile, lo IAS 8 è stato modificato per affermare che un principio contabile potrebbe imporre di valutare delle voci di bilancio a importi monetari che non possono essere osservati direttamente, e quindi devono essere stimati (dal momento che comportano incertezza nella misura).

In tali circostanze, le stime contabili sono elaborate per conseguire l'obiettivo stabilito dal principio contabile, includendo l'uso di valutazioni e ipotesi basate sulle più recenti informazioni attendibili disponibili. Le modifiche spiegano come debbano essere utilizzati le tecniche di valutazione e gli input per sviluppare le stime contabili e stabilisce che tali tecniche comprendono tecniche sia di valutazione sia di stima.

Al fine di fornire una maggiore guida, le modifiche chiariscono che gli effetti su una stima contabile del cambiamento di un input o di una tecnica di valutazione sono cambiamenti nelle stime contabili, a meno che non derivino dalla correzione di errori di esercizi precedenti. Inoltre, i cambiamenti nelle stime contabili risultanti da nuove informazioni non sono correzioni di errori.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

- *"Amendments to IAS 12 – Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, emesso a maggio 2021. Le modifiche chiariscono che l'esenzione alla rilevazione iniziale, prevista dal principio, non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare.

Si precisa che, in generale, l'esenzione alla rilevazione iniziale prevista dallo IAS 12 vieta la rilevazione di attività e passività differite, riferite alla rilevazione iniziale di attività o passività, in una transazione che non costituisce un'aggregazione aziendale, e non influisce né sull'utile contabile né su quello imponibile; in tale contesto, come illustrato, le modifiche, hanno ristretto il campo di applicazione dell'eccezione.

Per le transazioni (per es., leasing e fondi di smantellamento) oggetto delle modifiche, è richiesto che le relative attività e passività differite siano rilevate dall'inizio del primo periodo comparativo presentato, con l'eventuale effetto cumulativo rilevato a rettifica degli utili portati a nuovo (o di altre componenti del patrimonio netto) a tale data. A tal riguardo, l'applicazione delle modifiche non ha comportato impatti significativi sugli "Utili portati a nuovo" nel patrimonio netto di apertura del Gruppo Enel al 1° gennaio 2022.

Per maggiori dettagli si rinvia al successivo paragrafo 2.

- *"IFRS 17 – Insurance Contracts"*, emesso a maggio 2017 in sostituzione dell'IFRS 4. Definisce essenzialmente i criteri per la rilevazione, misurazione, presentazione e disclosure dei contratti assicurativi, inclusi i contratti di riassicurazione emessi e detenuti. A tal riguardo, il nuovo principio:

- richiede di fornire informazioni aggiornate circa le obbligazioni, i rischi e le performance dei contratti assicurativi;
- migliora la trasparenza delle informazioni finanziarie, fornendo maggiore fiducia agli investitori e agli analisti nella comprensione del settore assicurativo;
- introduce un unico modello contabile per tutti i contratti assicurativi.

L'applicazione di queste modifiche, allo stato attuale e in base a quanto emerso fino a ora dalle analisi effettuate, non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Analogamente, le performance dell'attività di generazione idroelettrica eccellono soprattutto nei mesi invernali e a inizio della primavera in considerazione della maggiore idraulicità stagionale. Tenuto conto dello

scarso impatto economico di tali andamenti, peraltro ulteriormente mitigato dal fatto che le operazioni del Gruppo presentano una variegata distribuzione in entrambi gli emisferi e quindi gli impatti derivanti dai fattori climatici tendono ad assumere un andamento uniforme nel corso dell'anno, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei 12 mesi chiusi al 30 giugno 2023.

2. Rideterminazione dei dati comparativi

“IFRS 5 - Discontinued operation” e “IAS 12 - Imposte sul reddito”

Il Conto economico consolidato e il Conto economico consolidato complessivo relativi al Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 sono stati rideterminati per tener conto:

- della presentazione delle attività operative cessate prevista dall’“IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate”. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo relativo alle “Discontinued operation”;

- degli effetti dell’Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023, il quale chiarisce che l’esenzione alla rilevazione iniziale, prevista dal principio, non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare su operazioni quali leasing e decommissioning. Si segnala, inoltre, che l’Amendment allo IAS 12 ha comportato la rideterminazione anche dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro	1° semestre			2022 restated
	2022	IFRS 5	IAS 12	
Ricavi				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	66.164	(1.590)	-	64.574
Altri proventi	1.094	(38)	-	1.056
	67.258	(1.628)	-	65.630
Costi				
Energia elettrica, gas e combustibile	47.209	(1.299)	-	45.910
Servizi e altri materiali ⁽¹⁾	10.187	(211)	-	9.976
Costo del personale	2.333	(63)	-	2.270
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	627	(6)	-	621
Ammortamenti e altri impairment	3.676	(617)	-	3.059
Altri costi operativi ⁽¹⁾	2.169	(70)	-	2.099
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.436)	17	-	(1.419)
	64.765	(2.249)	-	62.516
Risultati netti da contratti su commodity	1.409	-	-	1.409
Risultato operativo	3.902	621	-	4.523
Proventi finanziari da contratti derivati	2.052	(19)	-	2.033
Altri proventi finanziari	3.398	(12)	-	3.386
Oneri finanziari da contratti derivati	1.661	(17)	-	1.644
Altri oneri finanziari	4.944	(39)	-	4.905
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	135	-	-	135
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	62	-	-	62
Risultato prima delle imposte	2.944	646	-	3.590
Imposte	991	14	2	1.007
Risultato netto delle continuing operation	1.953	632	(2)	2.583
Quota di interessenza del Gruppo	1.693	340	(1)	2.032
Quota di interessenza di terzi	260	292	(1)	551
Risultato netto delle discontinued operation	-	(632)	-	(632)
Quota di interessenza del Gruppo	-	(340)	-	(340)
Quota di interessenza di terzi	-	(292)	-	(292)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	1.953	-	(2)	1.951
Quota di interessenza del Gruppo	1.693	-	(1)	1.692
Quota di interessenza di terzi	260	-	(1)	259
Risultato netto per azione				
Risultato netto base per azione				
Risultato netto base per azione	0,16			0,16
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,16	0,03		0,19
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	-	(0,03)		(0,03)
Risultato netto diluito per azione				
Risultato netto diluito per azione	0,16			0,16
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,16	0,03		0,19
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	-	(0,03)		(0,03)

(1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2022 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della classificazione, per natura, degli accantonamenti per fondi per rischi e oneri dai costi per servizi agli altri costi operativi per 64 milioni di euro; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo.

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	IFRS 5	IAS 12	2022 restated
Risultato netto del periodo	1.953		(2)	1.951
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	1.177	(17)	-	1.160
Variazione del fair value dei costi di hedging	(50)	(5)	-	(55)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	35	(9)	-	26
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	(13)	-	-	(13)
Variazione della riserva di traduzione	2.376	(265)	-	2.111
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	-	296	-	296
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	314	(6)	-	308
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese	-	-	-	-
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	-	6	-	6
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	3.839	-	-	3.839
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nel periodo	5.792	-	(2)	5.790
Quota di interessenza:				
- del Gruppo	5.404	-	(1)	5.403
- di terzi	388	-	(1)	387

Millioni di euro

ATTIVITÀ	al 31.12.2022	IAS 12	al 31.12.2022 restated
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	88.521	-	88.521
Investimenti immobiliari	94	-	94
Attività immateriali	17.520	-	17.520
Avviamento	13.742	-	13.742
Attività per imposte anticipate	10.925	250	11.175
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.281	-	1.281
Derivati finanziari attivi non correnti	3.970	-	3.970
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	508	-	508
Altre attività finanziarie non correnti	8.359	-	8.359
Altre attività non correnti	2.486	-	2.486
<i>[Totale]</i>	147.406	250	147.656
Attività correnti			
Rimanenze	4.853	-	4.853
Crediti commerciali	16.605	-	16.605
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	106	-	106
Crediti per imposte sul reddito	561	-	561
Derivati finanziari attivi correnti	14.830	-	14.830
Altre attività finanziarie correnti	13.753	-	13.753
Altre attività correnti	4.314	-	4.314
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11.041	-	11.041
<i>[Totale]</i>	66.063	-	66.063
Attività classificate come possedute per la vendita	6.149	6	6.155
TOTALE ATTIVITÀ	219.618	256	219.874

Milioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2022	IAS 12	al 31.12.2022 restated
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	10.167	-	10.167
Riserva azioni proprie	(47)	-	(47)
Altre riserve	2.740	-	2.740
Utili e perdite accumulati	15.797	(2)	15.795
<i>[Totale]</i>	28.657	(2)	28.655
Interessenze di terzi	13.425	-	13.425
Totale patrimonio netto	42.082	(2)	42.080
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	68.191	-	68.191
Benefici ai dipendenti	2.202	-	2.202
Fondi rischi e oneri quota non corrente	6.055	-	6.055
Passività per imposte differite	9.542	252	9.794
Derivati finanziari passivi non correnti	5.895	-	5.895
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	5.747	-	5.747
Altre passività finanziarie non correnti	-	-	-
Altre passività non correnti	4.246	-	4.246
<i>[Totale]</i>	101.878	252	102.130
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	18.392	-	18.392
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.835	-	2.835
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.325	-	1.325
Debiti commerciali	17641	-	17641
Debiti per imposte sul reddito	1.623	-	1.623
Derivati finanziari passivi correnti	16.141	-	16.141
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	1.775	-	1.775
Altre passività finanziarie correnti	853	-	853
Altre passività correnti	11.713	-	11.713
<i>[Totale]</i>	72.298	-	72.298
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	3.360	6	3.366
Totale passività	177.536	258	177.794
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	219.618	256	219.874

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle note al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

3. 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 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali 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 del primo semestre 2023 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 eco-

nomici 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 giugno 2023:

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 30 giugno 2023	52,61%

Nel corso del primo semestre 2023 l’applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di proventi finanziari netti da iperinflazione (al lordo delle imposte) per 150 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 30 giugno 2023, gli impatti dell’iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del primo semestre 2023, 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 31.12.2022	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Variazione perimetro per cessione di società	Effetto iperinflazione cumulato al 30.06.2023
Totale attività	1.989	722	(646)	(143)	1.922
Totale passività	555	(19)	(174)	(22)	340
Patrimonio netto	1.434	741 ⁽¹⁾	(472)	(121)	1.582

(1) Il dato include il risultato netto del primo semestre 2023 positivo per 314 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre 2023		
	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	75	(93)	(18)
Costi	130 ⁽¹⁾	(99) ⁽²⁾	31
Risultato operativo	(55)	6	(49)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	61	7	68
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	150	-	150
Risultato prima delle imposte	156	13	169
Imposte	(158)	(26)	(184)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	314	39	353
Quota di interessenza del Gruppo	192	(20)	172
Quota di interessenza di terzi	122	59	181

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 22 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (3) milioni di euro.

4. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2023, rispetto a quella del 30 giugno 2022 e del 31 dicembre 2022, ha

subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2022

- In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (successivamente ridenominata Enel Hydro Appennino Centrale Srl e fusa in Enel Produzione SpA in data 1° dicembre 2022), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a circa 1.267 milioni di euro; a dicembre 2022 è stata completata l'attività di identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività a seguito della quale si è rilevato un avviamento di circa 349 milioni di euro.
- In data 17 febbraio 2022 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di Stonewood Desarrollos SLU per un corrispettivo di circa 14 milioni di euro corrispondenti alle licenze acquisite per lo sviluppo e la costruzione di progetti in impianti fotovoltaici; l'acquisizione non ha avuto impatti a Conto economico.
- In data 3 marzo 2022 Enel X Germany ha ceduto l'intera quota detenuta nelle società Cremzow KG e Cremzow Verwaltungs per un corrispettivo di circa 12 milioni di euro.
- In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei società in Sudafrica, con una potenza installata di circa 740 MW, per un corrispettivo di circa 108 milioni di euro interamente incassato.
- In data 25 luglio 2022 Enel X Srl ha ceduto a Mooney SpA, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, regolato sotto forma di crediti finanziari, le intere partecipazioni di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance e loro controllate.
- In data 24 agosto 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas, ha ceduto l'intera quota detenuta in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA a ENEVA SA per un corrispettivo di circa 89 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato operativo di circa 210 milioni di euro.
- Nei primi nove mesi del 2022 Enel Green Power Romania ha acquisito il 100% di Prowind Windfarm Bogdanesti, Prowind Windfarm Deleni, Prowind Windfarm Ivesti e Prowind Windfarm Viisoara per un corrispettivo totale di circa 35 milioni di euro.
- In data 12 ottobre 2022 è stata finalizzata la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo complessivo sul risultato operativo di circa 1,5 miliardi di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi per circa 1 miliardo di euro e un adeguamento di valore di 497 milioni di euro.
- In data 9 dicembre 2022 Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controllata

da Inversiones Grupo Saesa Ltda, per un corrispettivo complessivo di circa 1,3 miliardi di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di circa 1,1 miliardi di euro.

- In data 22 dicembre 2022 è stata finalizzata la cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta da Enel, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII, per un corrispettivo complessivo di circa 300 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di una plusvalenza di 261 milioni di euro e una rimisurazione al fair value della quota residua di partecipazione di 259 milioni di euro.
- In data 23 dicembre 2022 Enel Green Power India Private Limited ha perfezionato l'accordo con Norfund a seguito del quale quest'ultima ha effettuato un investimento nella società Avikiran Surya India Private Limited sottoscrivendo un ammontare di azioni emesse dalla società complessivamente pari al 49% del capitale sociale

versato. L'operazione ha comportato la rilevazione di un impatto negativo di circa 4 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi alla rimisurazione al fair value della quota residua e 2 milioni di euro di minusvalenza.

- In data 29 dicembre 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a Equatorial Participações e Investimentos SA, società controllata da Equatorial Energia SA, per un corrispettivo complessivo di circa 1,5 miliardi di euro (di cui circa 269 milioni di euro versati per la parte di equity e circa 1,2 miliardi di euro a rimborso dei finanziamenti infragruppo). L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato operativo di circa 1 miliardo di euro connesso essenzialmente al rilascio della riserva di conversione cambio associata alle attività nette cedute.

2023

- In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha perfezionato la cessione all'azienda energetica Central Puerto SA della partecipazione detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassati. L'operazione ha comportato la rilevazione di un onere complessivo di 132 milioni di euro.
- In data 14 aprile 2023 è stata perfezionata la cessione, a YPF e a Pan American Sur SA, delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di 48 milioni di euro. L'operazione ha comportato sul risultato operativo un impatto negativo di circa 194 milioni di euro.

Cessione di Enel Generación Costanera

In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel ha ceduto la partecipazione detenuta nella società di generazione termo-

elettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassati.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	42
Totale attività nette cedute	(39)
Rilascio della riserva OCI	(135)
Minusvalenza da cessione	(132)

Cessione di Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA

In data 14 aprile 2023 il Gruppo Enel ha ceduto la partecipazione detenuta nelle società di generazione termoe-

lettrica Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA per un corrispettivo di 48 milioni di euro interamente incassati.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	48
Totale attività nette cedute	(48)
Rilascio della riserva OCI	(194)
Minusvalenza da cessione	(194)

5. Discontinued operation

Nell'ambito dell'area geografica "Europa" il Gruppo Enel ha deciso di dismettere importanti rami autonomi di attività, in particolare in Russia (la cui cessione è avvenuta nel corso del 2022), Romania e Grecia. In ragione del fatto che l'insieme delle attività dismesse e in corso di dismissione rappresenta una parte significativa di un'area geografica in cui il Gruppo opera, i risultati inerenti a tali attività sono stati classificati in base a quanto previsto dall'IFRS 5, nel prospetto di Conto economico consolidato, in una linea separata denominata "Risultato netto delle discontinued operation".

Si precisa che per quanto riguarda la Russia i risultati economici sono inseriti esclusivamente nel periodo di confronto al primo semestre 2022 in quanto la cessione si è perfezionata nel corso dello scorso anno.

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5, che disciplina la modalità di esposizione in bilancio del risultato economico e delle informazioni da fornire nella nota integrativa delle attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate, le voci economiche per gli esercizi 2023 e 2022 derivanti dalle discontinued operation sono state esposte nel seguente prospetto di Conto economico.

Le voci sono esposte al netto dei rapporti infragruppo che sono stati completamente eliminati.

Milioni di euro	1° semestre		
	2023	2022	Variazione
Ricavi	1.726	1.628	98
Costi	1.617	2.249	(632)
Risultato operativo	109	(621)	730
Proventi/(Oneri) finanziari	(25)	(25)	-
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	84	(646)	730
Imposte	13	(14)	27
Risultato netto delle discontinued operation	71	(632)	703

Di seguito il dettaglio per Paese:

Milioni di euro	2023	1° semestre					
		Grecia	Romania	2022	Russia	Grecia	Romania
Totale ricavi	1.726	54	1.672	1.628	257	57	1.314
Costi	1.358	39	1.319	1.722	215	31	1.476
Impairment	259	-	259	527	527	-	-
Totale costi	1.617	39	1.578	2.249	742	31	1.476
Risultato operativo	109	15	94	(621)	(485)	26	(162)
Proventi/(Oneri) finanziari	(25)	(12)	(13)	(25)	(9)	(13)	(3)
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	84	3	81	(646)	(494)	13	(165)
Imposte correnti	54	-	54	(14)	7	3	(24)
Imposte anticipate	(41)	-	(41)	-	-	-	-
Imposte	13	-	13	(14)	7	3	(24)
Risultato netto delle discontinued operation	71	3	68	(632)	(501)	10	(141)

In accordo con le disposizioni dell'IFRS 5 si riporta di seguito la descrizione dei fatti e delle circostanze che hanno determinato la riclassifica.

Russia

Enel SpA ha perfezionato in data 12 ottobre 2022 la cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta in PJSC Enel Russia. Con il completamento dell'operazione, Enel ha ceduto tutti gli asset di generazione elettrica in Russia, che includono circa 5,6 GW di capacità convenzionale e circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo, garantendo continuità ai propri dipendenti e clienti.

Romania

Facendo seguito agli accordi del 14 dicembre 2022 e del successivo 4 febbraio 2023, Enel SpA, in data 9 marzo 2023 ha sottoscritto un accordo per la cessione alla società greca Public Power Corporation SA (PPC) di tutte le

Si precisa pertanto che i risultati relativi alla Russia inclusi nel prospetto sopra sono inseriti esclusivamente ai fini del comparativo al primo semestre 2022.

partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania. L'accordo prevede che PPC versi un corrispettivo complessivo di circa 1.369 milioni di euro, inclusivo del dividendo straordinario di 109 milioni di euro.

Grecia

Enel Green Power ha avviato un processo finalizzato alla ricerca di un potenziale investitore interessato a una partnership per la gestione e lo sviluppo di Enel Green Power Hellas nell'ambito del modello di business di Stewardship.

Le negoziazioni in corso fanno ritenere la vendita altamente probabile e pertanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la classificazione delle attività riferite alla Grecia come discontinued operation.

Il perfezionamento dell'operazione è previsto nel corso del secondo semestre 2023.

Per i dettagli relativi ai dati patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica, riferiti al perimetro delle discontinued operation, si rimanda al paragrafo "Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)".

Di seguito si fornisce il dettaglio dei flussi di cassa afferenti alle discontinued operation, come già separatamente evidenziati nello schema di rendiconto finanziario consolidato.

Milioni di euro	1° semestre		
	2023	2022	Variazione
Cash flow da attività operativa riferite alle discontinued operation	(20)	(358)	338
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento riferite alle discontinued operation	(120)	(96)	(24)
Cash flow da attività di finanziamento riferite alle discontinued operation	(10)	388	(398)
Cash flow netto riferito alle "discontinued operation"	(150)	(66)	(84)

6. Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica è effettuata in base

all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Dati economici per Settore primario (Linea di Business)

Primo semestre 2023⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	9.545	3.508	8.598	24.482	866	96	47.095	-	47.095
Ricavi e altri proventi intersettoriali	10.126	1.604	1.552	991	17	994	15.284	(15.284)	-
Totale ricavi	19.671	5.112	10.150	25.473	883	1.090	62.379	(15.284)	47.095
Totale costi	17.100	3.115	6.232	22.489	736	1.447	51.119	(15.284)	35.835
Risultati netti da contratti su commodity	(1.117)	4	-	(470)	(1)	-	(1.584)	-	(1.584)
Ammortamenti	380	768	1.450	248	82	134	3.062	-	3.062
Impairment	10	7	51	535	8	2	613	-	613
Ripristini di valore	(6)	(11)	(47)	(58)	(1)	(1)	(124)	-	(124)
Risultato operativo	1.070	1.237	2.464	1.789	57	(492)	6.125	-	6.125
Investimenti	323⁽²⁾	2.610⁽³⁾	2.559⁽⁴⁾	288⁽⁵⁾	167⁽⁶⁾	95⁽⁷⁾	6.042	-	6.042

(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" o "discontinued operation".

(3) Il dato non include 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

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

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

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

Primo semestre 2022^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	25.197	3.018	8.608	27.567	1.163	77	65.630	-	65.630
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.176	1.193	1.598	1.557	28	962	14.514	(14.514)	-
Totale ricavi	34.373	4.211	10.206	29.124	1.191	1.039	80.144	(14.514)	65.630
Totale costi	32.959	3.078	6.530	28.864	785	1.121	73.337	(14.501)	58.836
Risultati netti da contratti su commodity	1.221	62	-	105	(10)	3	1.381	28	1.409
Ammortamenti	409	700	1.403	223	87	133	2.955	-	2.955
Impairment	93	23	94	595	24	14	843	-	843
Ripristini di valore	(3)	(1)	(47)	(63)	(3)	(1)	(118)	-	(118)
Risultato operativo	2.136	473	2.226	(390)	288	(225)	4.508	15	4.523
Investimenti	324	2.557⁽³⁾	2.390	392	144⁽⁴⁾	82	5.889	-	5.889

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

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(3) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

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

Dati economici per Settore secondario (Area Geografica)

Primo semestre 2023⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	23.915	13.087	9.070	35	838	113	37	47.095
Ricavi e altri proventi intersettoriali	103	5	132	2	18	2	(262)	-
Totale ricavi	24.018	13.092	9.202	37	856	115	(225)	47.095
Totale costi	19.027	9.160	7.036	38	557	85	(68)	35.835
Risultati netti da contratti su commodity	(108)	(1.506)	59	-	(39)	1	9	(1.584)
Ammortamenti	1.116	923	666	2	234	27	94	3.062
Impairment	274	206	133	1	(3)	-	2	613
Ripristini di valore	(10)	(102)	(6)	(1)	-	(5)	-	(124)
Risultato operativo	3.503	1.399	1.432	(3)	29	9	(244)	6.125
Investimenti	2.794⁽²⁾	1.038	1.611⁽³⁾	2⁽⁴⁾	502	10⁽⁵⁾	85	6.042

(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 109 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(3) Il dato non include 51 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Il dato non include 121 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(5) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Primo semestre 2022^{(1) (2)}

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	40.333	14.799	9.083	42	911	134	328	65.630
Ricavi e altri proventi intersettoriali	191	13	86	(23)	20	1	(288)	-
Totale ricavi	40.524	14.812	9.169	19	931	135	40	65.630
Totale costi	39.474	11.983	6.835	30	571	81	(138)	58.836
Risultati netti da contratti su commodity	2.294	(921)	68	26	(48)	(11)	1	1.409
Ammortamenti	1.075	864	685	1	200	42	88	2.955
Impairment	373	194	253	-	11	-	12	843
Ripristini di valore	(2)	(109)	(3)	-	(1)	-	(3)	(118)
Risultato operativo	1.898	959	1.467	14	102	1	82	4.523
Investimenti	1.990	905	1.621	96	1.081	62⁽³⁾	134⁽⁴⁾	5.889

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

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(3) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

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

Dati patrimoniali per Settore primario (Linea di Business)

Al 30 giugno 2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.232	43.695	41.493	195	567	844	95.026	(1)	95.025
Attività immateriali	422	6.246	20.173	4.220	684	595	32.340	-	32.340
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	19	65	629	-	90	43	846	(3)	843
Crediti commerciali	5.242	3.699	7.230	7.936	769	1.045	25.921	(8.774)	17.147
Altro	4.092	1.742	3.124	2.438	429	3.935	15.760	(6.781)	8.979
Attività operative	18.007⁽¹⁾	55.447⁽²⁾	72.649⁽³⁾	14.789⁽⁴⁾	2.539⁽⁵⁾	6.462	169.893	(15.559)	154.334
Debiti commerciali	4.464	3.705	3.829	6.073	648	1.214	19.933	(8.108)	11.825
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	63	288	7.606	29	9	9	8.004	(39)	7.965
Fondi diversi	4.315	945	3.468	433	99	1.050	10.310	(65)	10.245
Altro	2.181	3.173	9.910	5.315	251	6.105	26.935	(7.472)	19.463
Passività operative	11.023⁽⁶⁾	8.111⁽⁷⁾	24.813⁽⁸⁾	11.850⁽⁹⁾	1.007⁽¹⁰⁾	8.378⁽¹¹⁾	65.182	(15.684)	49.498

- (1) Di cui 509 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 3.774 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 4.407 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 1.190 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 134 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 92 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 1.022 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 321 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 17 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(11) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.530	41.519	40.377	44	553	805	91.828	(3)	91.825
Attività immateriali	397	5.723	20.035	4.172	647	623	31.597	-	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	50	500	-	72	53	675	(11)	664
Crediti commerciali	7.667	3.730	5.706	8.426	618	1.304	27.451	(9.715)	17.736
Altro	7.928	540	2.551	2.716	480	2.535	16.750	(7.897)	8.853
Attività operative	24.522⁽¹⁾	51.562⁽²⁾	69.169⁽³⁾	15.358⁽⁴⁾	2.370⁽⁵⁾	5.320	168.301	(17.626)	150.675
Debiti commerciali	8.034	4.173	4.297	8.647	705	1.394	27.250	(9.187)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	95	323	7.527	76	10	22	8.053	(89)	7.964
Fondi diversi	3.979	921	3.263	380	101	1.095	9.739	(68)	9.671
Altro	3.475	1.802	6.691	6.740	300	4.454	23.462	(7.908)	15.554
Passività operative	15.583⁽⁶⁾	7.219⁽⁷⁾	21.778⁽⁸⁾	15.843⁽⁹⁾	1.116⁽¹⁰⁾	6.965⁽¹¹⁾	68.504	(17.252)	51.252

- (1) Di cui 190 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 1.951 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 1.855 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 1.160 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 80 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 185 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 390 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 476 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(11) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore secondario (Area Geografica)

Al 30 giugno 2023

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	32.040	23.165	22.844	2.227	13.762	878	109	95.025
Attività immateriali	3.298	16.202	11.181	323	578	131	627	32.340
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	70	14	424	272	28	17	18	843
Crediti commerciali	6.590	3.943	5.344	1.186	236	64	(216)	17.147
Altro	4.262	2.429	1.576	273	320	49	70	8.979
Attività operative	46.260⁽¹⁾	45.753	41.369⁽²⁾	4.281⁽³⁾	14.924	1.139⁽⁴⁾	608	154.334
Debiti commerciali	5.554	1.923	4.253	361	771	97	(1.134)	11.825
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.232	3.282	46	446	-	-	(41)	7.965
Fondi diversi	3.389	3.336	2.694	97	96	27	606	10.245
Altro	6.720	4.361	5.022	581	2.005	62	712	19.463
Passività operative	19.895⁽⁵⁾	12.902	12.015⁽⁶⁾	1.485⁽⁷⁾	2.872	186⁽⁸⁾	143	49.498

(1) Di cui 383 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(2) Di cui 4.989 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(3) Di cui 4.187 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Di cui 455 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(5) Di cui 116 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(6) Di cui 383 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(7) Di cui 1.290 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(8) Di cui 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	30.327	23.167	21.099	2.397	13.722	1.002	111	91.825
Attività immateriali	3.200	16.173	10.534	331	602	129	628	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	73	9	493	48	19	16	6	664
Crediti commerciali	7.086	4.369	5.037	1.127	268	66	(217)	17.736
Altro	4.947	2.929	1.498	294	250	63	(1.128)	8.853
Attività operative	45.633⁽¹⁾	46.647	38.661⁽²⁾	4.197⁽³⁾	14.861	1.276⁽⁴⁾	(600)	150.675
Debiti commerciali	9.595	3.220	4.813	483	1.261	119	(1.428)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.188	3.351	35	443	-	1	(54)	7.964
Fondi diversi	3.008	3.458	2.378	69	97	32	629	9.671
Altro	4.323	3.144	4.480	637	1.893	66	1.011	15.554
Passività operative	21.114⁽⁵⁾	13.173	11.706⁽⁶⁾	1.632⁽⁷⁾	3.251	218⁽⁸⁾	158	51.252

(1) Di cui 251 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(2) Di cui 307 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(3) Di cui 4.125 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(4) Di cui 553 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(5) Di cui 64 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(6) Di cui 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(7) Di cui 961 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

(8) Di cui 52 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro		
	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Totale attività	205.109	219.874
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.397	1.281
Altre attività finanziarie non correnti	11.955	12.329
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.621	1.674
Altre attività finanziarie correnti	16.000	28.583
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.104	11.041
Attività per imposte anticipate ⁽¹⁾	10.184	11.175
Crediti tributari	2.815	2.159
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita" ⁽¹⁾	699	957
Attività di settore	154.334	150.675
Totale passività	159.239	177.794
Finanziamenti a lungo termine	66.144	68.191
Derivati finanziari passivi non correnti	3.987	5.895
Altre passività finanziarie non correnti	-	-
Finanziamenti a breve termine	8.403	18.392
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.961	2.835
Altre passività finanziarie correnti	10.729	16.994
Passività di imposte differite ⁽¹⁾	9.103	9.794
Debiti per imposte sul reddito	1.361	1.623
Debiti tributari diversi	1.986	1.048
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita" ⁽¹⁾	3.067	1.770
Passività di settore	49.498	51.252

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

7. Ricavi – Euro 47.095 milioni

Millioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2023	2022 ⁽¹⁾		
Vendite energia elettrica	25.923	31.629	(5.706)	-18,0%
Trasporto energia elettrica	5.670	5.519	151	2,7%
Corrispettivi da gestori di rete	705	386	319	82,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	689	410	279	68,0%
Vendite e trasporto gas	4.728	4.642	86	1,9%
Vendite di combustibili	1.319	2.215	(896)	-40,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	427	385	42	10,9%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	520	881	(361)	-41,0%
Vendite certificati ambientali	73	28	45	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	760	657	103	15,7%
Altre vendite e prestazioni	417	483	(66)	-13,7%
Totale ricavi IFRS 15	41.231	47.235	(6.004)	-12,7%
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	3.966	17.654	(13.688)	-77,5%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	924	(330)	1.254	-
Contributi per certificati ambientali	192	105	87	82,9%
Rimborsi vari	133	132	1	0,8%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	109	236	(127)	-53,8%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	7	21	(14)	-66,7%
Altri ricavi e proventi	533	577	(44)	-7,6%
TOTALE RICAVI	47.095	65.630	(18.535)	-28,2%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I ricavi da "vendite di energia elettrica" si attestano nel primo semestre 2023 a 25.923 milioni di euro in riduzione di 5.706 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-18,0%). Tale decremento è dovuto sostanzialmente ai minori volumi venduti e in un regime di prezzi di vendita dell'energia elettrica decrescenti soprattutto in Italia (3.414 milioni di euro) e in Spagna (2.501 milioni di euro) conseguenti alla stabilizzazione dei mercati.

I "contributi da operatori istituzionali di mercato" si sono incrementati di 279 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022 prevalentemente per le maggiori compensazioni extrapeninsulari registrate in Spagna a seguito del decremento dei prezzi di vendita e dei relativi margini.

L'incremento dei ricavi per "vendite e trasporto di gas" di 86 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022 è riconducibile prevalentemente ai maggiori volumi di vendita a prezzi medi crescenti principalmente in Italia (584 milioni di euro) per effetto dell'adeguamento delle offerte a prezzi

di mercato (attraverso indicizzazione o con rimodulazione delle condizioni contrattuali). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi di vettoriale pari a 466 milioni di euro, principalmente per effetto dell'applicazione della componente a favore dei clienti finali prevista dalla delibera dell'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA) 148/2022/R/gas.

I ricavi per "vendite di combustibili" si decrementano di 896 milioni di euro in ragione all'andamento decrescente dei prezzi di vendita del gas. Tale effetto è in parte compensato dalle maggiori vendite effettuate in Spagna.

La variazione negativa delle "vendite di commodity da contratti con consegna fisica", misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9 (13.688 milioni di euro), parzialmente compensata dalla variazione positiva dei risultati relativi alle valutazioni dei contratti chiusi rispetto al primo semestre 2022 (1.254 milioni di euro), è riferita prevalentemente alla commodity gas.

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.

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2023	2022 ⁽¹⁾		
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	688	2.270	(1.582)	-69,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	156	(147)	303	-
Totale energia	844	2.123	(1.279)	-60,2%
Vendite di gas	3.242	14.520	(11.278)	-77,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	763	(189)	952	-
Totale gas	4.005	14.331	(10.326)	-72,1%
Vendite di quote di emissioni inquinanti	5	863	(858)	-99,4%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	7	6	1	16,7%
Totale quote di emissioni inquinanti	12	869	(857)	-98,6%
Vendita di garanzie di origine	31	1	30	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(2)	-	(2)	-
Totale garanzie di origine	29	1	28	-
Totale ricavi	4.890	17.324	(12.434)	-71,8%
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	1.499	2.568	(1.069)	-41,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	234	8	226	-
Totale energia	1.733	2.576	(843)	-32,7%
Acquisti di gas	4.373	15.066	(10.693)	-71,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	630	433	197	45,5%
Totale gas	5.003	15.499	(10.496)	-67,7%
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	48	1.001	(953)	-95,2%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(3)	(8)	5	62,5%
Totale quote di emissioni inquinanti	45	993	(948)	-95,5%
Acquisti di garanzie di origine	56	3	53	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(7)	-	(7)	-
Totale garanzie di origine	49	3	46	-
Totale costi	6.830	19.071	(12.241)	-64,2%
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo	(1.940)	(1.747)	(193)	-11,0%
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	212	(708)	920	-
Gas	72	(13.294)	13.366	-
Quote di emissioni inquinanti	45	(309)	354	-
Garanzie d'origine	(11)	1	(12)	-
Totale	318	(14.310)	14.628	-
Contratti di acquisto				
Energia	291	508	(217)	-42,7%
Gas	437	(13.653)	14.090	-
Quote di emissioni inquinanti	(79)	(358)	279	77,9%
Garanzie d'origine	54	-	54	-
Totale	703	(13.503)	14.206	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	(385)	(807)	422	52,3%
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI DI COMMODITY CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	(2.325)	(2.554)	229	9,0%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società, nel primo semestre 2023 ammonta a 109 milioni di euro e accoglie principalmente la rilevazione da parte di Enel CIEN (in Brasile) del provento di fine concessione ricevuto per il subentro di altro soggetto. Al 30 giugno 2022 tale voce accoglieva la plusvalenza di 220 milioni di euro derivante dalla cessione di Ufnet.

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) relativi al primo semestre 2023 ammontano complessivamente a 41.231 milioni di euro e sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Milioni di euro	1° semestre 2023															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	18.343	431	11.970	946	8.157	655	12	22	545	13	106	2	9	20	39.142	2.089

Milioni di euro	1° semestre 2022															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa ⁽¹⁾		Nord America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale ⁽¹⁾	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	21.783	925	14.175	556	8.849	125	24	-	565	12	109	22	6	84	45.511	1.724

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Costi

8. Costi – Euro 39.386 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022 ⁽¹⁾	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	12.680	22.041	(9.361)	-42,5%
Acquisto di combustibili e gas	10.751	23.869	(13.118)	-55,0%
Totale acquisti energia elettrica, combustibili e gas	23.431	45.910	(22.479)	-49,0%
Vettoriamenti passivi	3.642	4.416	(774)	-17,5%
Godimento beni di terzi	260	242	18	7,4%
Altri servizi	3.433	3.420	13	0,4%
Materie prime	1.118	1.898	(780)	-41,1%
Totale servizi e altri materiali	8.453	9.976	(1.523)	-15,3%
Costo del personale	2.477	2.270	207	9,1%
Ammortamenti delle attività materiali	2.276	2.208	68	3,1%
Ammortamenti delle attività immateriali	786	747	39	5,2%
Impairment e relativi ripristini	489	725	(236)	-32,6%
Totale ammortamenti e impairment	3.551	3.680	(129)	-3,5%
Oneri per certificati ambientali	1.352	1.366	(14)	-1,0%
Altri oneri connessi a sistema elettrico e gas	175	(82)	257	-
Altri oneri per imposte e tasse	603	566	37	6,5%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	349	-	349	-
Contributi straordinari di solidarietà	208	-	208	-
Altri costi operativi	342	249	93	37,3%
Totale altri costi operativi	3.029	2.099	930	44,3%
Costi capitalizzati per materiali	(595)	(552)	(43)	-7,8%
Costi capitalizzati del personale	(542)	(491)	(51)	-10,4%
Altri costi capitalizzati	(418)	(376)	(42)	-11,2%
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(1.555)	(1.419)	(136)	-9,6%
TOTALE COSTI	39.386	62.516	(23.130)	-37,0%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I costi per "acquisto di energia elettrica" subiscono un decremento dovuto ai minori volumi acquistati e alla riduzione dei prezzi medi rispetto al primo semestre 2022 principalmente in Italia (7.151 milioni di euro) e in Spagna (2.184 milioni di euro). La voce comprende i risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di energia elettrica con consegna fisica chiusi nel primo semestre 2023, che registrano un incremento di 226 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2022.

Il decremento dei costi per "acquisto di combustibili e gas" riflette essenzialmente l'effetto prezzo sulle commodity, soprattutto del gas, e l'andamento dei volumi intermediati, prevalentemente in Italia e Spagna. La voce comprende i risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di gas con consegna fisica chiusi nel primo semestre 2023,

che registrano un incremento di 197 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2022.

I costi per "servizi e altri materiali" nel primo semestre 2023 hanno subito un decremento di 1.523 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022, principalmente dovuto:

- al decremento dei costi per "vettoriamenti passivi" per 774 milioni di euro, principalmente in Italia per effetto dell'applicazione della componente a favore dei clienti finali prevista dalla delibera ARERA 148/2022/R/gas, e in Spagna per l'effetto della riduzione delle tariffe;
- al decremento dei costi per "materie prime" essenzialmente dovuto ai minori costi per certificati ambientali per 639 milioni di euro a causa dei minori acquisti di quote CO₂.

Il “costo del personale” del primo semestre 2023 è pari a 2.477 milioni di euro, con un incremento di 207 milioni di euro (+9,1%). La variazione si riferisce prevalentemente ai maggiori costi per stipendi, salari e altre remunerazioni al personale per 92 milioni di euro dovuti principalmente alle nuove assunzioni e ai maggiori oneri legati all’adeguamento dei fondi per incentivazione all’esodo (93 milioni di euro).

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2023 è pari a 65.569 unità (65.124 unità al 31 dicembre 2022). L’aumento di 445 unità, rispetto al 31 dicembre 2022, si riferisce principalmente all’effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell’esercizio (+910 persone) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a -465 persone), tra

cui si segnala la vendita di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud SA in Argentina.

Il decremento della voce “ammortamenti e altri impairment” nel primo semestre 2023 risente essenzialmente dei minori impairment effettuati sui crediti commerciali e sulle immobilizzazioni materiali, parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti di attività materiali e immateriali per effetto dei nuovi investimenti realizzati nel settore delle energie rinnovabili e della distribuzione.

Gli impairment del primo semestre 2023 (al netto dei rispettivi ripristini) presentano un decremento di 236 milioni di euro, dettagliato nella tabella seguente:

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2023	2022 ⁽¹⁾		
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	3	98	(95)	-96,9%
- attività immateriali	2	5	(3)	-60,0%
- crediti commerciali	602	692	(90)	-13,0%
- impairment attività (nette) derivanti da contratti con i clienti	-	1	(1)	-
- altre attività	6	47	(41)	-87,2%
Totale impairment	613	843	(230)	-27,3%
Ripristini di valore:				
- crediti commerciali	(118)	(117)	(1)	-0,9%
- attività classificate come possedute per la vendita	(5)	-	(5)	-
- altre attività	(1)	(1)	-	-
Totale ripristini di valore	(124)	(118)	(6)	-5,1%
TOTALE IMPAIRMENT E RELATIVI RIPRISTINI	489	725	(236)	-32,6%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce “Risultato netto delle discontinued operation” dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come “discontinued operation”.

Gli impairment di immobili, impianti e macchinari diminuiscono di 95 milioni di euro, essenzialmente per la rilevazione nel primo semestre 2022 delle perdite di valore rilevate su CGT Fortaleza in Brasile (71 milioni di euro).

L’impairment dei crediti commerciali registra un decremento di 90 milioni di euro rispetto al periodo precedente imputabile alle minori svalutazioni operate in Italia e America Latina.

Gli “altri oneri connessi a sistema elettrico e gas” si incrementano di 257 milioni di euro principalmente per effetto del

maggiore impatto del Bonus Sociale in Spagna (243 milioni di euro).

Le “minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni” si riferiscono essenzialmente alle minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Generación Costanera (132 milioni di euro) e Central Dock Sud (194 milioni di euro).

I “contributi straordinari di solidarietà” si riferiscono al contributo rilevato in Spagna (208 milioni di euro).

9. Risultati netti da contratti su commodity – Euro (1.584) milioni

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a negativi 1.584 milioni di euro (risultati netti positivi per 1.409 milioni di euro nel primo semestre 2022) e risultano così composti:

- oneri netti su derivati su commodity pari complessivamente a 1.199 milioni di euro (proventi netti per 2.216 milioni di euro nel primo semestre 2022), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati oneri netti su derivati chiusi nel periodo

per 1.394 milioni di euro (proventi netti per 590 milioni di euro nel primo semestre 2022) e proventi netti da valutazione su derivati outstanding per 195 milioni di euro (proventi netti per 1.626 milioni di euro nel primo semestre 2022);

- risultati negativi da valutazione al fair value a Conto economico dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio per 385 milioni di euro (risultati negativi per 807 milioni di euro nel primo semestre 2022).

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2023	2022 ⁽¹⁾		
Derivati su commodity:				
- proventi su derivati chiusi nel periodo	3.328	11.008	(7.680)	-69,8%
- oneri su derivati chiusi nel periodo	4.722	10.418	(5.696)	-54,7%
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity chiusi nel periodo:	(1.394)	590	(1.984)	-
- proventi su derivati outstanding	(703)	9.249	(9.952)	-
- oneri su derivati outstanding	(898)	7.623	(8.521)	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity outstanding	195	1.626	(1.431)	-88,0%
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica:				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica	318	(14.310)	14.628	-
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica	703	(13.503)	14.206	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica	(385)	(807)	422	52,3%
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY	(1.584)	1.409	(2.993)	-

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro (529) milioni

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2023	2022 ⁽¹⁾		
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	418	1.261	(843)	-66,9%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	375	772	(397)	-51,4%
Totale proventi	793	2.033	(1.240)	-61,0%
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(840)	(891)	51	5,7%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(482)	(753)	271	36,0%
Totale oneri	(1.322)	(1.644)	322	19,6%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	(529)	389	(918)	-

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato oneri netti per 529 milioni di euro nel primo semestre 2023 (proventi netti per 389 milioni di euro nel primo semestre 2022) e sono così composti:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 422 milioni di euro (proventi netti per 370 milioni di euro nel primo semestre 2022) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;

- oneri netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 107 milioni di euro (proventi netti per 19 milioni di euro nel primo semestre 2022).

I risultati netti, rilevati nel primo semestre 2023 e nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, su derivati sia di copertura sia al fair value a Conto economico, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio.

11. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – Euro (1.092) milioni

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2023	2022 ⁽¹⁾		
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	344	146	198	-
Differenze positive di cambio	1.398	2.829	(1.431)	-50,6%
Proventi da partecipazioni	9	2	7	-
Proventi da iperinflazione	1.043	836	207	24,8%
Altri proventi	235	409	(174)	-42,5%
Totale altri proventi finanziari	3.029	4.222	(1.193)	-28,3%
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	(1.766)	(1.149)	(617)	-53,7%
Differenze negative di cambio	(830)	(3.319)	2.489	75,0%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(105)	(74)	(31)	-41,9%
Attualizzazione altri fondi	(78)	(80)	2	2,5%
Oneri da iperinflazione	(893)	(701)	(192)	-27,4%
Altri oneri	(449)	(283)	(166)	-58,7%
Totale altri oneri finanziari	(4.121)	(5.606)	1.485	26,5%
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	(1.092)	(1.384)	292	21,1%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Gli altri oneri finanziari netti subiscono un decremento di 292 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2022. Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- incremento delle differenze positive di cambio nette per 1.058 milioni di euro, quasi interamente compensate

dal decremento degli oneri finanziari netti da contratti derivati;

- incremento degli interessi passivi e altri oneri su debiti finanziari per 617 milioni di euro, per l'effetto combinato del rialzo dei tassi di interesse e dell'aumento del debito medio del periodo.

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 27 milioni

La quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel primo semestre 2023, è positiva per complessivi 27 milioni di euro e registra un decremento di 35 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente. Tale variazione è da riferire prevalentemente alla riduzione dei risultati *pro quota*

di pertinenza del Gruppo relativi a Slovak Power Holding (per 20 milioni di euro) e a Mooney (per 16 milioni di euro) parzialmente compensata dall'incremento dei risultati *pro quota* di Rusenergosbyt (per 8 milioni di euro) e GNL Chile (per 4 milioni di euro).

13. Imposte – Euro 1.519 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022 ^{(1) (2)}	Variazioni	
Imposte correnti	1.338	948	390	41,1%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(40)	(204)	164	80,4%
Totale imposte correnti	1.298	744	554	74,5%
Imposte differite	264	81	183	-
Imposte anticipate	(43)	182	(225)	-
TOTALE	1.519	1.007	512	50,8%

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Le imposte di competenza del primo semestre 2023 ammontano a 1.519 milioni di euro e si incrementano di 512 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2022.

L'incidenza sul risultato *ante* imposte nel primo semestre 2023 è del 33,5%, a fronte di un'incidenza del 28,1% nel primo semestre 2022. La maggiore incidenza rilevata nel primo semestre 2023 rispetto all'analogo periodo del precedente esercizio risente essenzialmente dei seguenti fenomeni:

- il diverso impatto delle operazioni di Merger & Acquisition registrato nel primo semestre 2023 rispetto all'analogo

periodo dell'esercizio precedente (sostanzialmente per il trattamento fiscale connesso al provento generato dalla cessione parziale di Ufinet nel 2022, a fronte di un onere senza rilevanza fiscale emerso dalla cessione di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud nel 2023);

- l'indeducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna;
- la fiscalità anticipata rilevata nel 2022 sull'operazione di carve out del business e-Mobility in Nord America (55 milioni di euro).

14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata della consistenza media delle azioni proprie acquisite a servizio del Piano di incentivazione a lun-

go termine (LTI) e pari a 7.153.795 del valore nominale di 1 euro. Il valore puntuale delle azioni proprie al 30 giugno 2023 è pari a 7.153.795 del valore nominale di 1 euro.

Milioni di euro	1° semestre	
	2023	2022 ⁽¹⁾
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	2.513	1.692
<i>di cui:</i>		
- continuing operation	2.491	2.032
- discontinued operation	22	(340)
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es., azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es., obbligazioni ibride)	(64)	(43)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	2.449	1.649
<i>di cui:</i>		
- continuing operation	2.427	1.989
- discontinued operation	22	(340)
Numero di azioni (unità)		
Numero di azioni ordinarie emesse al 1° gennaio	10.166.679.946	10.166.679.946
Effetto delle azioni proprie detenute	(7.153.795)	(4.984.902)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.159.526.151	10.161.695.044
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	2.449	1.649
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	2.449	1.649
<i>di cui:</i>		
- continuing operation	2.427	1.989
- discontinued operation	22	(340)
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.159.526.151	10.161.695.044
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	10.159.526.151	10.161.695.044
Risultato netto base per azione⁽²⁾		
Risultato netto base per azione	0,24	0,16
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,24	0,19
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	-	(0,03)
Risultato netto diluito per azione⁽²⁾		
Risultato netto diluito per azione	0,24	0,16
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,24	0,19
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	-	(0,03)

(1) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

15. Immobili, impianti e macchinari – Euro 88.730 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2023 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2022	88.521
Investimenti	4.946
Differenza cambi	(105)
Variazioni perimetro di consolidamento	39
Ammortamenti	(2.228)
Impairment e ripristini di valore	(2)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(3.270)
Iperinflazione, dismissioni e altri movimenti	829
Totale al 30 giugno 2023	88.730

Il totale degli investimenti, riferiti alle immobilizzazioni materiali e immateriali, effettuati nel corso del primo semestre 2023 ammonta a 5.992 milioni di euro, in aumento rispetto

al primo semestre 2022 di 636 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2023, distinti per tipologia di impianto.

Milioni di euro	1° semestre			
	2023	2022	Variazioni	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	226	235	(9)	-3,8%
- idroelettrici	175	154	21	13,6%
- geotermoelettrici	62	52	10	19,2%
- nucleare	78	57	21	36,8%
- con fonti energetiche alternative	1.799	2.121	(322)	-15,2%
Totale impianti di produzione	2.340	2.619	(279)	-10,7%
Reti di distribuzione di energia elettrica ⁽¹⁾	2.228	1.815	413	22,8%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	176	146	30	20,5%
Enel X Way (e-Mobility)	38	40	(2)	-5,0%
Customer Retail	294	392	(98)	-25,0%
Altro	916	344	572	-
TOTALE⁽²⁾	5.992	5.356	636	11,9%

(1) I valori del primo semestre 2023 non considerano 432 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (575 milioni di euro nel primo semestre 2022).

(2) Il dato del primo semestre 2023 include 382 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (42 milioni di euro nel primo semestre 2022).

Il Gruppo Enel persegue obiettivi strategici per il miglioramento dell'efficienza energetica e l'accelerazione della transizione energetica in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, e dunque ha investito soprattutto in impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili. Gli investimenti in impianti di produzione ammontano a 2.340 milioni di euro, con un decremento di 279 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Di questi, gli investimenti da

fonti energetiche alternative ammontano a 1.799 milioni di euro sostanzialmente a seguito degli investimenti in impianti solari in Spagna, Stati Uniti, Brasile, Cile, Colombia e Italia, ed eolici in Brasile, Cile, Australia, Stati Uniti, Colombia, Spagna, Messico e Italia.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica proseguono in misura significativa al fine di rendere la rete via via più efficiente e resistente agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli ed estremi. Essi ammontano

a 2.228 milioni di euro, in aumento di 413 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022. La variazione fa riferimento principalmente ai maggiori investimenti in Italia e Spagna per attività di manutenzione e per attività di digitalizzazione.

L'impatto dei cambi risulta essere negativo per un totale di 105 milioni di euro soprattutto in Nord America.

La voce "Variazioni di perimetro di consolidamento", pari a 39 milioni di euro, si riferisce essenzialmente all'acquisizione, durante il primo semestre 2023, della società Sun Challenge in Romania.

Si rilevano inoltre ammortamenti e impairment rilevati sugli immobili, impianti e macchinari rispettivamente per 2.228 e 2 milioni di euro.

La voce "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" presenta un saldo negativo di 3.270 milioni di euro, ed è prevalentemente riconducibile alla riclassifica in attività disponibili per la vendita delle società presenti in Perù, ad Arcadia Generación Solar in Cile e Sun Challenge in Romania e per le quali sussistono le condizioni previste dall'IFRS 5.

L'"iperinflazione, dismissioni e altri movimenti" evidenzia un saldo positivo pari a 829 milioni di euro, e includono principalmente gli effetti dell'iperinflazione in Argentina (701 milioni di euro al lordo degli impatti sugli ammortamenti), la capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti in immobilizzazioni materiali (111 milioni di euro) e le dismissioni di taluni cespiti (76 milioni di euro).

16. Attività immateriali – Euro 17.530 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2023 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2022	17.520
Investimenti	664
Differenze cambio	407
Variazioni perimetro di consolidamento	-
Ammortamenti	(792)
Impairment e ripristini di valore	(2)
Altri movimenti	(267)
Totale al 30 giugno 2023	17.530

La variazione delle attività immateriali risente positivamente degli investimenti del periodo, orientati al modello Open Innovability®.

Il Gruppo Enel, anche nel corso del primo semestre 2023, ha infatti continuato a puntare sull'innovazione come elemento chiave della strategia, per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa e consentendo nuovi usi dell'energia, nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a più persone possibile. Ha quindi

rinnovato e rafforzato il proprio impegno nella valorizzazione e nello sviluppo del suo patrimonio intellettuale, quale fonte di vantaggio competitivo.

La variazione del periodo delle attività immateriali risente inoltre delle differenze cambio positive registrate in America Latina e in particolar modo in Brasile, Cile e Colombia. Tali effetti positivi sono in parte mitigati dall'impatto negativo degli ammortamenti e degli impairment.

Gli "altri movimenti" accolgono le riclassifiche, ai fini IFRIC 12, tra attività immateriali e attività finanziarie.

17. Avviamento – Euro 13.197 milioni

La movimentazione dell'avviamento nel corso del primo semestre 2023 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2022	13.742
Differenze cambio	62
Variazioni perimetro di consolidamento	9
Altri movimenti	(616)
Totale al 30 giugno 2023	13.197

L'avviamento, pari a 13.197 milioni di euro, presenta un decremento di 545 milioni di euro che è attribuibile principalmente al Perù, per la riclassifica, tra le attività possedute per la vendita, delle attività della generazione e distribuzione e relative passività associate (pari a 570 milioni di euro),

e al Cile, per la riclassifica, tra le attività possedute per la vendita, di Arcadia Generación Solar (pari a 46 milioni di euro). Tale riduzione è parzialmente compensata dalle differenze cambio positive registrate in Brasile. Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
CGU							
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	-	21
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	-	349
Italia Mercato ⁽¹⁾	-	-	-	581	-	-	581
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	-	8.785
Argentina	-	2	19	-	-	-	21
Brasile	-	976	399	-	-	-	1.375
Cile	-	951	152	-	-	-	1.103
Colombia	-	300	223	-	-	-	523
Perù	-	-	-	-	-	-	-
Centro America	-	26	-	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	70
Nord America Enel X Way	-	-	-	-	-	69	69
Nord America Enel X	-	-	-	-	139	-	139
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	83	-	83
Resto d'Europa Enel X ⁽²⁾	-	-	-	-	43	-	43
Sudafrica	-	3	-	-	-	-	3
Altri Paesi	-	6	-	-	-	-	6
Totale	-	3.894	6.581	2.388	265	69	13.197

(1) Include Enel Energia.

(2) Include Viva Labs.

I criteri adottati per l'identificazione delle Cash Generating Unit (CGU) sono basati sulla revenue separation, ritenuto il criterio prevalente in considerazione della natura del business di riferimento, tenendo anche conto delle regole di funzionamento e delle normative dei mercati in cui operano, e dell'organizzazione aziendale. Ai fini dei test di impairment relativi all'avviamento, le CGU identificate vengono raggruppate tenendo in considerazione le sinergie attese, coerentemente con la visione strategica e opera-

tiva del management, entro il limite dei settori operativi identificati ai fini dell'informativa di settore.

Le CGU al 30 giugno 2023 non hanno subito variazioni rispetto a quelle identificate al 31 dicembre 2022.

Al 30 giugno 2023 le principali assunzioni applicate per determinare il valore d'uso continuano a essere sostenibili. Si sottolinea che non sono stati rilevati impairment indicator.

18. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 10.184 milioni ed euro 9.103 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022 ⁽¹⁾	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	10.184	11.175	(991)	-8,9%
Passività per imposte differite	9.103	9.794	(691)	-7,1%
di cui:				
Attività per imposte anticipate non compensabili	7.614	6.444	1.170	18,2%
Passività per imposte differite non compensabili	5.627	4.864	763	15,7%
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	906	199	707	-

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 delle attività per imposte anticipate e delle passività per imposte differite sono stati rideterminati rispettivamente per 250 milioni di euro e 252 milioni di euro per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Il decremento delle "attività per imposte anticipate" è riconducibile prevalentemente al decremento della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge, nonché alla riclassifica delle attività per imposte anticipate tra le attività in cessione.

Il decremento delle "passività per imposte differite" è dovuto prevalentemente alla fiscalità differita sui derivati di cash flow hedge, all'impatto delle differenze cambio in America Latina e alla riclassifica delle passività per imposte differite relative alle società classificate come disponibili per la vendita e discontinued operation.

19. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 1.397 milioni

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese collegate e a controllo congiunto valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	al 31.12.2022							al 30.06.2023	
	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	Quota %		
Società a controllo congiunto									
Gridspertise Srl	299	50,0%	4	-	-	-	(1)	302	50,0%
Mooney Group SpA	219	50,0%	(16)	-	-	-	-	203	50,0%
Slovak Power Holding	90	50,0%	-	-	-	-	91	181	50,0%
Società progetto Matimba	108	50,0%	(2)	-	-	-	(12)	94	50,0%
Società progetto Kino	16	20,0%	(9)	-	-	-	-	7	20,0%
Ewiva Srl	20	50,0%	(2)	-	-	-	23	41	50,0%
Drift Sand Wind Project	45	50,0%	-	-	-	-	(1)	44	50,0%
Front Maritim del Besòs	31	61,4%	-	-	-	-	-	31	61,4%
Elecgas SA	30	50,0%	3	-	(13)	-	1	21	50,0%
Energie Electrique de Tahaddart	11	32,0%	2	-	(2)	-	1	12	32,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	9	33,5%	1	-	-	-	-	10	33,5%
Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43,8%	-	-	-	-	1	6	43,8%
Rusenergosbyt	91	49,5%	35	-	-	-	(34)	92	49,5%
PowerCrop	14	50,0%	(6)	-	-	-	-	8	50,0%
Totale società a controllo congiunto	988		10	-	(15)	-	69	1.052	
Società collegate									
CESI	58	42,7%	-	-	-	-	-	58	42,7%
GNL Chile SA	14	33,3%	6	-	-	-	(1)	19	33,3%
Energías Especiales del Bierzo	12	50,0%	1	-	(2)	-	(1)	10	50,0%
Gorona del Viento El Hierro SA	13	23,2%	-	-	-	-	-	13	23,2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37,5%	2	-	-	-	-	9	37,5%
Sociedad Eólica El Puntal	4	50,0%	1	-	-	-	2	7	50,0%
Cogenio Iberia	5	20,0%	-	-	-	-	-	5	20,0%
Cogenio Srl	9	20,0%	-	-	-	-	-	9	51,0%
Avikiran Solar India	-		1	29	-	-	-	30	51,0%
Avikiran Surya India	27	51,0%	(1)	-	-	-	(1)	25	51,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	77	10,0%	1	-	-	-	(11)	67	10,0%
Rocky Caney Holding	22	10,0%	1	-	-	-	(3)	20	10,0%
Altre minori	45		5	5	(1)	-	19	73	
Totale società collegate	293		17	34	(3)	-	4	345	
TOTALE	1.281		27	34	(18)	-	73	1.397	

L'incremento delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nel primo semestre 2023, pari a 116 milioni di euro, è riconducibile prevalentemente:

- alla movimentazione delle riserve OCI dei derivati di cash flow hedge (per 94 milioni di euro) relativi soprattutto a Slovak Power Holding, controllante della società Slovenské elektrárne;
- agli effetti positivi delle variazioni di perimetro (per 34 milioni di euro), relativi prevalentemente alla rilevazione della partecipazione nella società Avikiran Solar India Private Limited in seguito alla cessione del 49% di tale

società, precedentemente detenuta, a Norfund, che ha determinato la perdita del controllo;

- ai risultati positivi di pertinenza del Gruppo (per 27 milioni di euro) relativi principalmente a Rusenergosbyt, GNL Chile SA, Gridspertise Srl e alle società spagnole, parzialmente compensati dai risultati negativi di Mooney.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole dei cambi (per 51 milioni di euro), nonché dalla distribuzione dei dividendi soprattutto da parte delle società spagnole (per 18 milioni di euro).

20. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Contratti derivati attivi	3.378	3.970	8.272	14.830
Contratti derivati passivi	3.987	5.895	9.800	16.141

Per i commenti relativi ai contratti derivati si rimanda ai paragrafi 33.1 e seguenti.

21. Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti/correnti

Le attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, pari a 401 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12, con scadenza oltre i 12 mesi (388 milioni di euro). Si precisa che il valore al 30 giugno 2023 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 432 milioni di euro.

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti ammontano a 129 milioni di euro e accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (95 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Le passività derivanti da contratti con i clienti non correnti fanno riferimento al risconto dei ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica rilevati al momento dell'allaccio e ammontano a 5.698 milioni di euro al 30 giugno 2023. Tali ammontari sono stati rilevati in Italia (3.055 milioni di euro) e in Spagna (2.642 milioni di euro).

Le passività derivanti da contratti con i clienti correnti, pari a 1.822 milioni di euro, accolgono le passività da contratto relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 1.411 milioni di euro rilevate principalmente in Italia, Spagna e America Latina, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (411 milioni di euro).

Come richiesto dall'IFRS 15 si riporta di seguito il riversamento a Conto economico per classe temporale delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro	al 30.06.2023	al 31.12.2022
	Entro 1 anno	1.822
Entro 2 anni	542	516
Entro 3 anni	540	517
Entro 4 anni	539	516
Entro 5 anni	537	515
Oltre 5 anni	3.540	3.683
Totale	7.520	7.522

22. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 8.577 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	355	366	(11)	-3,0%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 26.3)	3.951	4.213	(262)	-6,2%
Accordi per servizi in concessione	4.227	3.732	495	13,3%
Risconti attivi finanziari non correnti	44	48	(4)	-8,3%
Totale	8.577	8.359	218	2,6%

Le "altre attività finanziarie non correnti" si incrementano nel primo semestre 2023 di 218 milioni di euro per effetto dell'aumento delle attività finanziarie relative agli "accordi per servizi in concessione" in Brasile, anche per effetto degli investimenti effettuati nel periodo.

Tale effetto è stato parzialmente compensato prevalentemente dalla riduzione dei "crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto", commentati nella nota 26.3 e delle "partecipazioni in altre imprese valutate al fair value" soprattutto per la cessione della partecipazione in Athonet.

23. Altre attività non correnti/correnti

Le "altre attività non correnti" diminuiscono nel primo semestre 2023 di 7 milioni di euro principalmente per le differenze cambi riscontrate soprattutto in Brasile. Contengono inoltre la rilevazione dell'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile in contropartita di analoghe passività di pari ammontare (si veda nota 31). A seguito della notifica delle relative sentenze sono stati rilevati, alla chiusura del primo semestre 2023, minori crediti tributari per 97 milioni di euro.

Le "altre attività correnti" aumentano per effetto soprattutto dell'incremento dei crediti tributari per l'imposta sul valore aggiunto e per i maggiori crediti per derivati scaduti su commodity energetiche, nonché per altri crediti diversi.

24. Crediti commerciali – Euro 15.770 milioni

I crediti commerciali sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 3.786 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale pari a 3.783 milioni di

euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2022	3.783
Accantonamenti	602
Rilasci	(118)
Utilizzi	(489)
Altri movimenti	8
Totale al 30 giugno 2023	3.786

Nello specifico, il decremento dei crediti commerciali pari a 835 milioni di euro è prevalentemente riconducibile ai mi-

nor crediti per vendita e trasporto di gas registrati principalmente in Italia, Spagna e America Latina.

25. Altre attività finanziarie correnti – Euro 7.728 milioni

Milioni di euro					
		al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 26.4)		7.452	13.501	(6.049)	-44,8%
Altre		276	252	24	9,5%
Totale		7.728	13.753	(6.025)	-43,8%

Le "altre attività finanziarie correnti" si riducono nel primo semestre 2023 di 6.025 milioni di euro per effetto del decre-

mento delle "altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" commentate nella nota 26.4.

26. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 62.159 milioni

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo ter-

mine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro					
	Note	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Finanziamenti a lungo termine	26.1	66.144	68.191	(2.047)	-3,0%
Altri debiti finanziari non correnti		-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	26.2	8.403	18.392	(9.989)	-54,3%
Altri debiti finanziari correnti		-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26.1	4.961	2.835	2.126	75,0%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	26.3	(3.951)	(4.213)	262	6,2%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	26.4	(7.452)	(13.501)	6.049	44,8%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(6.104)	(11.041)	4.937	44,7%
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti		158	(595)	753	-
Totale		62.159	60.068	2.091	3,5%

Il prospetto della posizione finanziaria netta è in linea con l'Orientamento n. 39 emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e con il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021, che ha sostituito i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2023 e al 31 dicembre 2022, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	4	35	(31)	-88,6%
Depositi bancari e postali	4.598	8.968	(4.370)	-48,7%
Disponibilità liquide	4.602	9.003	(4.401)	-48,9%
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	1.502	2.038	(536)	-26,3%
Titoli	89	78	11	14,1%
Crediti finanziari a breve termine	4.734	10.585	(5.851)	-55,3%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	2.629	2.838	(209)	-7,4%
Altre attività finanziarie correnti	7.452	13.501	(6.049)	-44,8%
Liquidità	13.556	24.542	(10.986)	-44,8%
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(1.431)	(1.320)	(111)	-8,4%
Commercial paper	(4.816)	(13.838)	9.022	65,2%
Altri debiti finanziari correnti	(2.156)	(3.234)	1.078	33,3%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	(8.403)	(18.392)	9.989	54,3%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.282)	(890)	(392)	-44,0%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(3.357)	(1.612)	(1.745)	-
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(322)	(333)	11	3,3%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	(4.961)	(2.835)	(2.126)	-75,0%
Indebitamento finanziario corrente	(13.364)	(21.227)	7.863	37,0%
Indebitamento finanziario corrente netto	192	3.315	(3.123)	-94,2%
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziari	(14.894)	(15.261)	367	2,4%
Debiti verso altri finanziatori	(2.786)	(2.851)	65	2,3%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	(17.680)	(18.112)	432	2,4%
Obbligazioni	(48.464)	(50.079)	1.615	3,2%
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	-	-	-	-
Indebitamento finanziario non corrente	(66.144)	(68.191)	2.047	3,0%
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	362	543	(181)	-33,3%
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	(2.261)	(1.435)	(826)	-57,6%
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	(67.851)	(65.768)	(2.083)	-3,2%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.951	4.213	(262)	-6,2%
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti	(158)	595	(753)	-
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	(362)	(543)	181	33,3%
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	2.261	1.435	826	57,6%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(62.159)	(60.068)	(2.091)	-3,5%

Si precisa che nella posizione netta ai fini CONSOB non sono inclusi né i derivati designati in hedge accounting né quelli di trading in quanto negoziati con finalità di copertura gestionale.

Tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 3.378 mi-

lioni di euro (3.970 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Derivati finanziari attivi correnti" per 8.272 milioni di euro (14.830 milioni di euro al 31 dicembre 2022), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 3.987 milioni di euro (5.895 milioni di euro al 31 dicembre 2022) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 9.800 milioni di euro (16.141 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

26.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 71.105 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanzia-

menti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Finanziamenti a lungo termine per categoria

Milioni di euro	al 30.06.2023			al 31.12.2022	Variazione
	Totale	Di cui quota corrente	Di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	51.821	3.357	48.464	51.691	130
Finanziamenti bancari	16.176	1.282	14.894	16.151	25
Leasing	2.631	248	2.383	2.672	(41)
Debiti verso altri finanziatori	477	74	403	512	(35)
Totale	71.105	4.961	66.144	71.026	79

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2023.

Milioni di euro	Scadenza	al 30.06.2023		al 31.12.2022			
		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Saldo contabile	Fair value
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2023-2097	30.172	27.797	2.456	27.716	29.892	27.468
- tasso variabile quotate	2023-2032	2.834	2.804	804	2.030	2.547	2.473
- tasso fisso non quotate	2024-2052	18.341	17.519	-	18.341	18.727	17.249
- tasso variabile non quotate	2023-2032	474	544	97	377	525	600
Totale obbligazioni		51.821	48.664	3.357	48.464	51.691	47.790

La seguente tabella riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Maturity analysis

Milioni di euro	Quota corrente	Quota con scadenza nel				
		Secondo semestre 2024	2025	2026	2027	Oltre
Obbligazioni	3.357	4.002	5.208	5.500	6.508	27.246
Finanziamenti	1.604	2.443	1.744	2.889	1.726	8.878
- di cui leasing	248	127	214	181	143	1.718
Totale	4.961	6.445	6.952	8.389	8.234	36.124

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30.06.2023		al 31.12.2022	al 30.06.2023	
Euro	35.580	35.960	34.993	2,3%	2,5%
Dollaro statunitense	25.965	26.226	26.930	5,0%	5,3%
Sterlina inglese	4.611	4.766	4.470	4,6%	4,8%
Peso colombiano	1.510	1.510	1.310	13,4%	13,4%
Real brasiliano	2.402	2.431	1.899	11,9%	12,1%
Franco svizzero	364	364	359	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	572	576	526	5,1%	5,2%
Sol peruviano	-	-	429		
Altre valute	101	103	110		
Totale valute non euro	35.525	35.976	36.033		
TOTALE	71.105	71.936	71.026		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Riclassifiche	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Valore nominale
			HFS e variazioni di perimetro			al 30.06.2023
	al 31.12.2022					
Obbligazioni	52.408	(1.389)	(293)	1.894	(91)	52.529
Finanziamenti	19.465	(1.231)	(482)	1.582	73	19.407
- di cui leasing	2.672	(150)	(36)	130	15	2.631
Totale	71.873	(2.620)	(775)	3.476	(18)	71.936

Rispetto al 31 dicembre 2022, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra un incremento di 63 milioni di euro dovuto principalmente a nuove emissioni pari a 3.476 milioni di euro, parzialmente compensate da differenze positive di cambio pari a 18 milioni di euro, rimborsi pari a 2.620 milioni di euro e dalla variazione del perimetro di consolidamento del Gruppo pari a 775 milioni di euro relativa principalmente al debito delle società peruviane.

I rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2023 fanno riferimento principalmente a:

- prestiti obbligazionari per 1.389 milioni di euro tra i quali si evidenziano:
 - 411 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 377 milioni di euro al 30 giugno 2023), relativi alla tender offer sul prestito obbligazionario ibrido di Enel SpA effettuata nel mese di gennaio 2023;
 - 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a febbraio 2023;
 - 290.130 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 64 milioni di euro al 30 giugno 2023) relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Colombia, scaduto a febbraio 2023;

- 280.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 61 milioni di euro al 30 giugno 2023) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia, scaduto a marzo 2023;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a marzo 2023;
- 585 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto ad aprile 2023;
- 305 milioni di real brasiliani (equivalenti a 58 milioni di euro al 30 giugno 2023), relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto ad aprile 2023;
- finanziamenti per 1.231 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 288 milioni di euro relativi a vari finanziamenti di società italiane, di cui 178 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
 - 723 milioni di euro relativi a vari finanziamenti di Endesa, di cui 168 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
 - un controvalore di 150 milioni di euro relativo a vari finanziamenti delle società sudamericane, di cui 15 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili.

Le principali emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2023 si riferiscono a:

- prestiti obbligazionari per 1.894 milioni di euro tra i quali si segnalano:
 - un Sustainability-Linked Bond multi-tranche per un valore di 1.500 milioni di euro, con rimborso in unica soluzione, emesso a febbraio 2023 da parte di Enel Finance International, così strutturato:
 - 750 milioni di euro a un tasso fisso e con scadenza a febbraio 2031;
 - 750 milioni di euro a un tasso fisso e con scadenza a febbraio 2043;
 - un prestito obbligazionario a tasso variabile per un valore di 950 milioni di real brasiliani (equivalenti a 181 milioni di euro al 30 giugno 2023), con scadenza a gennaio 2026 emesso a gennaio 2023 da Enel Distribuição Ceará;
 - un prestito obbligazionario a tasso variabile per un valore di 500 milioni di real brasiliani (equivalenti a 95 milioni di euro al 30 giugno 2023), con scadenza a maggio 2024 emesso a maggio 2023 da Enel Distribuição Ceará;
 - un prestito obbligazionario a tasso variabile per un valore di 650 milioni di real brasiliani (equivalenti a 124 milioni di euro al 30 giugno 2023), con scadenza a giugno 2024 emesso a giugno 2023 da Enel Distribuição Ceará;

- finanziamenti per 1.582 milioni di euro tra i quali si segnalano:
 - 60 milioni di euro relativi a un finanziamento concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti a Enel Italia legato al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità;
 - 370 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 339 milioni di euro al 30 giugno 2023) relativi a un finanziamento sostenibile concesso da EKF a Enel Finance America;
 - 745 milioni di euro relativi a vari finanziamenti concessi a Endesa, di cui 720 milioni di euro connessi a finanziamenti sostenibili;
 - un controvalore di 365 milioni di euro relativi a vari finanziamenti concessi alle società sudamericane, di cui 102 milioni di euro connessi a finanziamenti sostenibili.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (covenant) in capo alle società debentrici (Enel SpA, Enel Finance International, Endesa e le altre società del Gruppo) e, in alcuni casi, in capo a Enel SpA nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. Per una descrizione puntuale degli stessi, si rimanda al Bilancio consolidato 2022.

26.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 8.403 milioni

Al 30 giugno 2023 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 8.403 milioni di euro, registrando

un decremento di 9.989 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2022, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro			
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni
Debiti verso banche a breve termine	1.431	1.320	111
Commercial paper	4.816	13.838	(9.022)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.949	1.513	436
Altri debiti finanziari a breve termine	207	1.721	(1.514)
Indebitamento finanziario a breve	8.403	18.392	(9.989)

Le commercial paper pari a 4.816 milioni di euro, tutte legate a obiettivi di sostenibilità, sono composte principalmente da:

- 3.610 milioni di euro, tutti legati a obiettivi di sostenibilità, emessi da Enel Finance International nell'ambito del programma da 8.000 milioni di euro (con la garanzia di Enel SpA);
- 419 milioni di euro, tutti legati a obiettivi di sostenibilità, emessi da Endesa SA nell'ambito del programma da 5.000 milioni di euro;
- un controvalore di 787 milioni di euro, tutti legati a obiettivi di sostenibilità, emesso da Enel Finance America nell'ambito del programma da 5.000 milioni di dollari statunitensi.

26.3 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 3.951 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Titoli	493	446	47	10,5%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	74	-	74	-
Crediti finanziari diversi	3.384	3.767	(383)	-10,2%
Totale	3.951	4.213	(262)	-6,2%

I "titoli" sono rappresentati da strumenti finanziari valutati al fair value a patrimonio netto nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità. La riduzione dei "crediti finanziari diversi" è dovuta al decremento dei crediti finanziari per depositi di liquidità (per

484 milioni di euro), essenzialmente nel Gruppo Endesa, parzialmente compensato dall'incremento di crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo (per 74 milioni di euro).

26.4 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 7.452 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	2.629	2.838	(209)	-7,4%
Titoli al FVTPL	-	-	-	-
Titoli al FVOCI	90	78	12	15,4%
Crediti finanziari e cash collateral	4.256	8.319	(4.063)	-48,8%
Altre	477	2.266	(1.789)	-78,9%
Totale	7.452	13.501	(6.049)	-44,8%

Il decremento della voce è riconducibile:

- a minori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati (per 4.063 milioni di euro);
- alla riduzione della voce "Altre" (per 1.789 milioni di euro) relativa ai minori crediti finanziari principalmente nelle società brasiliane e in Enel X Italia, essenzialmente a

seguito dell'incasso dei crediti finanziari derivanti dalla cessione dei crediti tributari "eco-sisma-bonus";

- al decremento della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine (per 209 milioni di euro) che riguarda soprattutto il credito finanziario per deficit del sistema elettrico spagnolo.

27. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – Euro 10.714 milioni ed euro 4.890 milioni

Le voci in esame includono le attività valutate sulla base del minore tra il costo, inteso come valore netto contabile, e il presumibile valore di realizzo classificate come possedute per la vendita e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai re-

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

Di seguito si riportano in tabella le composizioni delle attività classificate come disponibili per la vendita e le passività associate.

Millioni di euro	Riclassifica da/ad attività correnti e non		Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.		Impairment	Diff. cambi	Investimenti	Altri movimenti	
	al 31.12.2022								
Immobili, impianti e macchinari	3.304	3.270	(302)	(250)	16	368	(110)	6.296	
Attività immateriali	334	673	(13)	-	14	14	(23)	999	
Avviamento	-	616	3	(3)	-	-	(2)	614	
Attività per imposte anticipate ⁽¹⁾	217	142	(50)	-	(21)	-	(27)	261	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	27	-	-	-	-	-	(1)	26	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	
Altre attività non correnti	50	36	-	-	(1)	-	230	315	
Crediti finanziari non correnti e titoli ⁽²⁾	75	-	(42)	-	(19)	-	4	18	
Attività finanziarie non correnti ⁽²⁾	138	3	(81)	-	-	-	(53)	7	
Crediti finanziari correnti e titoli	43	1	(34)	-	(13)	-	4	1	
Altre attività finanziarie correnti	9	2	5	-	-	-	4	20	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	425	252	(48)	-	(12)	-	(273)	344	
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	1.533	336	(101)	-	(31)	-	76	1.813	
Totale⁽¹⁾	6.155	5.331	(663)	(253)	(67)	382	(171)	10.714	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

(2) La voce al 31 dicembre 2022 includeva i "Crediti finanziari non correnti e titoli" che al 30 giugno 2023 sono esposti separatamente.

Millioni di euro	Riclassifica da/ad attività correnti e non		Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.		Diff. cambi	Altri movimenti	
	al 31.12.2022						
Finanziamenti a lungo termine	775	665	(244)	(10)	(362)	824	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	33	32	(2)	1	(1)	63	
Passività per imposte differite ⁽¹⁾	246	565	(73)	(17)	(32)	689	
TFR e altri benefici definiti relativi al personale	23	4	(3)	(1)	2	25	
Passività finanziarie non correnti	69	-	-	(3)	(6)	60	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	442	-	-	(1)	5	446	
Altre passività non correnti	179	18	(7)	(3)	10	197	
Finanziamenti a breve termine	642	217	-	(8)	441	1.292	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	18	101	(4)	-	30	145	
Fondi rischi e oneri quota corrente	33	10	(1)	-	27	69	
Altre passività finanziarie correnti	12	8	(3)	1	1	19	
Debiti commerciali e altre passività correnti	894	382	(54)	(13)	(148)	1.061	
Totale⁽¹⁾	3.366	2.002	(391)	(54)	(33)	4.890	

(1) I dati relativi al 31 dicembre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

Nel corso del primo semestre 2023 la voce delle attività classificate come possedute per la vendita e delle loro passività associate registra le seguenti variazioni rispetto al 31 dicembre 2022:

- attività nette classificate come possedute per la vendita nel corso del primo semestre 2023:
 - in Perù: le attività di distribuzione e fornitura di energia elettrica detenute da Enel Distribución Perú SAA, le attività di servizi energetici avanzati di Enel X Perú SAC e le attività di generazione detenute da Enel Generación Perú, Enel Green Power Perú ed Enel Generation Piura in quanto sulla base delle negoziazioni in essere al primo semestre 2023 sono stati soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5;
 - in Cile: le attività riferite ad Arcadia Generación Solar SA, controllata di Enel Chile SA, sono state classificate come possedute per la vendita a seguito della firma dell'accordo di compravendita di azioni con Sonnedix Chile Arcadia SpA e Sonnedix Chile Arcadia Generación SpA;
 - in Guatemala: le attività di trasmissione possedute in Guatemala;

- attività nette classificate come possedute per la vendita e la cui cessione è stata finalizzata nel corso del primo semestre 2023:
 - in Argentina sono state cedute le società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud. Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici di tali operazioni di cessione si rimanda al paragrafo "Principali variazioni dell'area di consolidamento";
 - Enel Green Power India ha ceduto il controllo, nel mese di maggio 2023, sulle attività nette detenute attraverso Avikiran Solar India Private Limited pur mantenendo una interessenza residua nella stessa società del 51% del capitale sociale versato.

Si segnala che il valore delle attività nette detenute in Romania è stato adeguato al previsto prezzo di cessione con la rilevazione, nel primo semestre 2023, di un ulteriore adeguamento di valore pari a 259 milioni di euro, incluso nella voce di Conto economico "Risultato netto delle discontinued operation".

28. Patrimonio netto totale – Euro 45.870 milioni

28.1 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 32.079 milioni

Capitale sociale – Euro 10.167 milioni

Al 30 giugno 2023 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2022.

Al 30 giugno 2023, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 10 maggio 2023 ha approvato la distribuzione di un dividendo complessivo pari a 0,40 euro per azione e deliberato la distribuzione di 0,20 euro per azione (al netto delle azioni proprie che risulteranno in portafoglio alla "record date" del 25 luglio 2023) quale saldo del dividendo, tenuto conto

dell'acconto di 0,20 euro per azione già pagato nel mese di gennaio 2023. Tale saldo del dividendo è stato messo in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 26 luglio 2023.

Riserva azioni proprie – Euro (47) milioni

Alla data del 30 giugno 2023, le azioni proprie sono rappresentate da n. 7.153.795 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro, invariate rispetto al 31 dicembre 2022, acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 47 milioni di euro.

Riserve diverse – Euro 5.504 milioni

Riserva da sovrapprezzo azioni – Euro 7.496 milioni

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva per strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue – Euro 6.553 milioni

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui denominati in euro destinati a investitori istituzionali.

La variazione della riserva per 986 milioni di euro è conseguente all'emissione di nuovi prestiti per circa 1.738 milioni di euro, al netto di costi di transazione, in parte compensata dal riacquisto e successiva cancellazione di precedenti prestiti obbligazionari per circa 752 milioni di euro, inclusi costi di transazione.

Nel corso del primo semestre 2023 sono stati pagati coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 64 milioni di euro.

Riserva legale – Euro 2.034 milioni

La riserva legale rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – Euro 2.333 milioni

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione il relativo ammontare non costituisce distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (5.306) milioni

La variazione positiva del periodo, pari a 606 milioni di euro, è dovuta principalmente all'apprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere, soprattutto in America Latina, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo) e alla variazione di perimetro conseguente alla cessione di Enel Generación Costanera, Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (2.302) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura. Nel corso del primo semestre 2023 la riserva ha avuto una

variazione positiva pari complessivamente a 1.251 milioni di euro, dovuta prevalentemente all'adeguamento al fair value dei suddetti derivati.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – Euro (134) milioni

Tali riserve accolgono, in applicazione all'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – Euro (21) milioni

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (383) milioni

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – Euro (1.184) milioni

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – Euro (2.390) milioni

Tale riserva accoglie le minusvalenze e le plusvalenze realizzate, inclusive dei costi di transazione, a seguito della cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo. La riserva non ha subito variazioni nel corso del primo semestre 2023.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – Euro (1.192) milioni

Tale riserva accoglie l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate soprattutto in America Latina. La riserva non ha subito variazioni nel corso del primo semestre 2023.

Utili e perdite accumulati – Euro 16.455 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi.

Milioni di euro	Variazioni					
	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui interessenze di terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	508	-	-	508	284	224
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	893	1.277	(582)	1.588	1.258	330
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(62)	(11)	17	(56)	(53)	(3)
Riserva da valutazione di strumenti finanziari FVOCI	(4)	-	3	(1)	3	(4)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	94	-	(1)	93	93	-
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	(2)	-	-	(2)	(2)	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(233)	-	76	(157)	(124)	(33)
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	1.194	1.266	(487)	1.973	1.459	514

28.2 Interessenze di terzi – Euro 13.791 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per Area Geografica.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Italia	-	1	-	-
Iberia ⁽¹⁾	5.360	5.321	247	224
America Latina	7.752	7.422	278	322
Europa	363	328	36	(287)
Nord America	210	218	5	5
Africa, Asia e Oceania	106	135	4	(5)
Totale⁽¹⁾	13.791	13.425	570	259

(1) I dati relativi al 2022 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti dell'Amendment allo IAS 12, in vigore successivamente al 1° gennaio 2023.

La variazione del semestre delle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'apprezzamento delle valute funzionali delle controllate estere rispetto all'euro (soprattutto

in America Latina), ai risultati del periodo e all'impatto dell'iperinflazione. Tali effetti sono stati in parte compensati dai dividendi distribuiti.

29. Benefici ai dipendenti – Euro 2.439 milioni

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2022	2.202
Accantonamenti	305
Utilizzi	(257)
Rilasci	(6)
Oneri da attualizzazione	80
Differenze cambio	101
Variazioni perimetro di consolidamento	-
Altri movimenti	14
Totale al 30 giugno 2023	2.439

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell’energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili.

L’analisi sulla passività derivante dai benefici ai dipendenti viene svolta annualmente, a meno di significative variazioni delle ipotesi attuariali o dei piani intervenute nel frattempo. Al 30 giugno 2023 il Gruppo ha ritenuto opportuno effettuare un aggiornamento semestrale in considerazione del-

le significative oscillazioni delle variabili macroeconomiche e in special modo dei tassi di interesse e degli indici dei prezzi al consumo, in particolare in Italia, Spagna e America Latina.

La variazione del periodo comporta un aumento della passività per 237 milioni di euro.

Gli aggiornamenti delle variabili demografiche hanno comportato accantonamenti e rilasci rispettivamente per 305 milioni di euro (principalmente in Brasile, Italia e Colombia) e 6 milioni di euro, nonché utilizzi per 257 milioni di euro (prevalentemente in Brasile, Italia e Spagna).

Si segnala inoltre un incremento di 101 milioni di euro per effetto dell’andamento delle valute dell’America Latina nei confronti dell’euro.

30. Fondi rischi e oneri – Euro 7.648 milioni

Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale fondi rischi e oneri
Totale al 31 dicembre 2022	6.055	1.325	7.380
Accantonamenti	225	739	964
Utilizzi	(143)	(343)	(486)
Rilasci	(101)	(77)	(178)
Oneri da attualizzazione	44	12	56
Differenze cambio	42	(1)	41
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	-
Adeguamenti fondi smantellamento e ripristino	(115)	-	(115)
Altri movimenti	(157)	143	(14)
Totale al 30 giugno 2023	5.850	1.798	7.648

La principale movimentazione dei fondi rischi e oneri nel primo semestre 2023 è riconducibile soprattutto agli accantonamenti di periodo per la compliance ambientale principalmente in Italia e Spagna per l’accantonamento al fondo delle quote CO₂ che saranno consegnate, come

di consueto, alla fine dell’esercizio. Gli utilizzi del periodo sono registrati soprattutto in Italia e Spagna sui fondi oneri per incentivo all’esodo e altri piani di ristrutturazione e sui fondi programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica.

31. Altre passività non correnti/correnti

Le altre passività non correnti sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Ratei e risconti passivi operativi	560	347	213	61,4%
Debiti per tax partnership	1.403	1.322	81	6,1%
Altre partite	2.658	2.577	81	3,1%
Totale	4.621	4.246	375	8,8%

La voce "Altre passività non correnti" accoglie principalmente i debiti per tax partnership per 1.403 milioni di euro, la rilevazione delle passività relative all'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile per 1.679 milioni di euro, commentato nella nota 23, e i "debiti verso casse conguaglio, gestori di mercato e di servizi energetici" per 381 milioni di euro. Tali passività hanno registrato un incremento di 375

milioni di euro connesso prevalentemente all'aumento dei ratei e risconti passivi operativi, dei debiti verso casse conguaglio, gestori di mercato e di servizi energetici e all'incremento dei debiti per tax partnership.

Le passività correnti sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazioni	
Debiti commerciali	11.327	17.641	(6.314)	-35,8%
Debiti per imposte sul reddito	1.361	1.623	(262)	-16,1%
Altre passività correnti	16.106	11.713	4.393	37,5%
Totale	28.794	30.977	(2.183)	-7,0%

I "debiti commerciali", pari a 11.327 milioni di euro (17.641 milioni di euro al 31 dicembre 2022), sono in diminuzione di 6.314 milioni di euro prevalentemente per effetto della riduzione dei prezzi delle commodity.

I "debiti per imposte sul reddito", al 30 giugno 2023, si sono ridotti di 262 milioni di euro rispetto il 31 dicembre 2022.

L'incremento delle "altre passività correnti" è riconducibile principalmente all'aumento dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (2.817 milioni di euro) e all'incremento del debito per dividendi deliberati nell'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 il cui pagamento è previsto nel mese di luglio 2023 (565 milioni di euro).

Informazioni sul Rendiconto finanziario consolidato

32. Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2023	2022	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo⁽¹⁾	11.543	8.990	2.553
Cash flow da attività operativa ⁽²⁾	4.942	767	4.175
<i>di cui discontinued operation</i>	<i>(20)</i>	<i>(358)</i>	
Cash flow da attività di investimento	(6.197)	(6.835)	638
<i>di cui discontinued operation</i>	<i>(120)</i>	<i>(96)</i>	
Cash flow da attività di finanziamento ⁽²⁾	(3.871)	3.638	(7.509)
<i>di cui discontinued operation</i>	<i>(10)</i>	<i>388</i>	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	120	242	(122)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo⁽³⁾	6.537	6.802	(265)

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (88 milioni di euro al 1° gennaio 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (44 milioni di euro al 1° gennaio 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023 (543 milioni di euro al 1° gennaio 2022).

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della riclassifica dei proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti in valuta in una nuova voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti, inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.104 milioni di euro al 30 giugno 2023 (6.149 milioni di euro al 30 giugno 2022), "Titoli a breve" pari a 89 milioni di euro al 30 giugno 2023 (74 milioni di euro al 30 giugno 2022), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 175 milioni di euro al 30 giugno 2023 (67 milioni di euro al 30 giugno 2022) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 169 milioni di euro al 30 giugno 2023 (512 milioni di euro al 30 giugno 2022).

Il **cash flow da attività operativa** nel primo semestre 2023 è positivo e ammonta a 4.942 milioni di euro, in aumento di 4.175 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente prevalentemente per effetto del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nel primo semestre 2023 ha assorbito liquidità per 6.197 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2022 ne aveva assorbita per 6.835 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività non correnti derivanti da contratti con i clienti, pari a 6.424 milioni di euro nel primo semestre 2023, di cui 382 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita, sono in aumento rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, sono pari a 15 milioni di euro mentre nel primo semestre 2022 risultavano pari a 1.238 milioni di euro e si riferivano prevalentemente all'acquisizione da parte di Enel Produzione SpA del 100% della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl), per un corrispettivo di 1.196 milioni di euro al netto della cassa acquisita di 69 milioni di euro.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 51 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Argentina dell'intera quota detenuta nella società Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 28 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 14 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Green Power India Private Limited dell'intera partecipazione detenuta nella società Khidrat Renewable Energy Private Limited per un corrispettivo di 4 milioni di euro;
- alla cessione a YPF e a Pan American Sur SA delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di circa 29 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 19 milioni di euro;
- alla cessione dell'80% della partecipazione detenuta nella società di bus colombiana Colombia ZE SAS per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro.

L'analogha voce nei primi sei mesi del 2022 si riferiva principalmente:

- alla cessione da parte di Enel Green Power SpA alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) del 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei società in Sudafrica (corrispettivo di 102 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 6 milioni di euro);

- alla cessione da parte di Enel X Germany dell'intera quota detenuta nelle società Cremzow KG e Cremzow Verwaltungs (corrispettivo di 8 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 4 milioni di euro).

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2023 è pari a 191 milioni di euro e si riferisce principalmente a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 3.871 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2022 ne aveva generata per 3.638 milioni di euro. Il flusso del primo semestre 2023 è sostanzialmente relativo:

- all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 2.527 milioni di euro;

33. Gestione del rischio

Per una trattazione completa degli strumenti di hedging utilizzati dal Gruppo per fronteggiare i diversi rischi insiti nell'esercizio della propria attività industriale, si rinvia a quanto descritto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022.

In questo primo semestre 2023 le economie mondiali, dopo una netta ripresa post-crisi pandemica, continuano a essere impattate da significative pressioni inflattive sulle materie prime energetiche e sui beni alimentari, dovute anche al prolungarsi del conflitto militare tra Russia e Ucraina e alla conseguente incertezza su scala globale. Il persistere delle spinte inflazionistiche ha portato le prin-

- al pagamento dei dividendi per 2.329 milioni di euro, cui si aggiungono 64 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride;
- all'emissioni di obbligazioni ibride per 986 milioni di euro.

Nei primi sei mesi del 2023 il cash flow legato all'attività di investimento per 6.197 milioni di euro e il cash flow da attività di finanziamento pari a 3.871 milioni di euro hanno interamente assorbito il cash flow attività operativa, positivo per 4.942 milioni di euro. La residua parte è stata coperta mediante maggiori utilizzi di disponibilità liquide e mezzi equivalenti, in riduzione al 30 giugno 2023 di 5.006 milioni di euro (inclusi i 120 milioni di euro connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro).

cipali banche centrali mondiali a continuare a inasprire le politiche monetarie, con conseguente effetto sui mercati finanziari.

Nelle note seguenti sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato.

A partire dal 31 dicembre 2022, il Gruppo ha deciso di includere nel suo indebitamento finanziario netto il fair value dei cross currency swap stipulati a copertura dei finanziamenti in valuta estera verso controparti esterne. Pertanto, nelle tabelle seguenti verrà evidenziata tale componente.

33.1 Contratti derivati inclusi in Attività non correnti – Euro 3.378 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività non correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value

dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di rischio e per designazione.

Milioni di euro			
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	319	336	(17)
- cambi	1.396	1.854	(458)
- di cui connessi a finanziamenti	1.369	1.786	(417)
- commodity	1.376	1.270	106
Totale derivati di cash flow hedge	3.091	3.460	(369)
Derivati di fair value hedge:			
- tassi	63	22	41
- cambi	9	15	(6)
- di cui connessi a finanziamenti	9	14	(5)
Totale derivati di fair value hedge	72	37	35
Derivati di trading:			
- tassi	-	-	-
- cambi	-	1	(1)
- commodity	215	472	(257)
Totale derivati di trading	215	473	(258)
TOTALE	3.378	3.970	(592)

Nel corso del primo semestre 2023 i derivati su tasso di interesse in cash flow hedge hanno registrato un decremento di 17 milioni di euro dovuto principalmente a un leggero ribasso delle curve dei tassi di interesse nel tratto a lungo termine.

Le transazioni in fair value hedge fanno principalmente riferimento a contratti finanziari derivati su tasso di interesse negoziati in Brasile. Tali strumenti presentano un aumento del fair value pari a 41 milioni di euro, attribuibile all'andamento delle curve dei tassi di interesse verificatosi nel corso del primo semestre 2023 nel mercato brasiliano.

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del cam-

bio relativo alle emissioni obbligazionarie in valuta tramite cross currency interest rate swap e registrano un decremento di 458 milioni di euro. Tale decremento è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto al dollaro statunitense e alla sterlina inglese. I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a coperture su energia per un fair value di 432 milioni di euro, a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 916 milioni di euro e transazioni su CO₂ per complessivi 28 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading è riferito a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 66 milioni di euro, su energia per complessivi 148 milioni di euro e a transazioni su CO₂ per 1 milione di euro.

33.2 Contratti derivati inclusi in Attività correnti – Euro 8.272 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value

dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di rischio e per designazione.

Milioni di euro			
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	3	-	3
- cambi	234	389	(155)
- di cui connessi a finanziamenti	140	236	(96)
- commodity	1.059	2.366	(1.307)
Totale derivati di cash flow hedge	1.296	2.755	(1.459)
Derivati di trading:			
- tassi	-	-	-
- cambi	18	74	(56)
- commodity	6.958	12.001	(5.043)
Totale derivati di trading	6.976	12.075	(5.099)
TOTALE	8.272	14.830	(6.558)

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono prevalentemente a operazioni di copertura del cambio relativo alle emissioni obbligazionarie in dollari statunitensi e, in minor misura, a transazioni finalizzate alla copertura del rischio cambio connesso alle operazioni di compravendita di commodity energetiche, a progetti di investimento del settore delle energie rinnovabili e all'acquisizione di contatori digitali di ultima generazione.

Nei primi mesi dell'anno è stata effettuata un'operazione di unwinding di cross currency interest rate swap a seguito del riacquisto anticipato di parte del prestito obbligazionario ibrido denominato in dollari statunitensi. Tale operazione ha contribuito in maniera significativa alla riduzione del fair value rispetto al 31 dicembre 2022.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi di trading, pari a 18 milioni di euro, è riferito a operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting. Il fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su energia per un ammontare di 245 milioni di euro, a operazioni in derivati su gas e petrolio per 593 milioni di euro e a coperture su CO₂ per complessivi 221 milioni di euro.

Il fair value dei derivati su commodity di trading è relativo a operazioni in derivati su energia per un ammontare di 1.234 milioni di euro, su gas e petrolio per 5.357 milioni di euro, e a contratti derivati su carbone, CO₂ e certificati ambientali per complessivi 367 milioni di euro.

33.3 Contratti derivati inclusi in Passività non correnti – Euro 3.987 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti derivati di cash flow hedge, fair value hedge e di trading.

Milioni di euro	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	54	59	(5)
- cambi	1.730	1.640	90
- di cui connessi a finanziamenti	1.529	1.348	181
- commodity	1.660	3.417	(1.757)
Totale derivati di cash flow hedge	3.444	5.116	(1.672)
Derivati fair value hedge:			
- tassi	81	92	(11)
- cambi	132	99	33
- di cui connessi a finanziamenti	112	91	21
Totale derivati di fair value hedge	213	191	22
Derivati di trading:			
- cambi	-	1	(1)
- commodity	330	587	(257)
Totale derivati di trading	330	588	(258)
TOTALE	3.987	5.895	(1.908)

Nel primo semestre 2023 il fair value dei derivati su tassi di interesse trattati in cash flow hedge ha registrato una variazione contenuta. I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante cross currency interest rate swap) delle emissioni obbligazionarie in valuta. La riduzione del fair value rispetto al 31 dicembre 2022 è determinata principalmente dall'andamento dell'euro rispetto al dollaro e alla

sterlina inglese. I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono a transazioni su energia per 936 milioni di euro, su gas e petrolio per 708 milioni di euro e a coperture su CO₂ e carbone per complessivi 16 milioni di euro. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di trading su commodity ammonta complessivamente a 330 milioni di euro e si riferisce prevalentemente a operazioni su energia, gas e commodity petrolifere.

33.4 Contratti derivati inclusi in Passività correnti – Euro 9.800 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei "Contratti derivati".

Milioni di euro	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	-	1	(1)
- cambi	319	176	143
- di cui connessi a finanziamenti	35	2	33
- commodity	2.735	4.322	(1.587)
Totale derivati di cash flow hedge	3.054	4.499	(1.445)
Derivati di fair value hedge:			
- tassi	2	-	2
- cambi	16	-	16
Totale derivati di fair value hedge	18	-	18
Derivati di trading:			
- tassi	24	23	1
- cambi	30	34	(4)
- commodity	6.674	11.585	(4.911)
Totale derivati di trading	6.728	11.642	(4.914)
TOTALE	9.800	16.141	(6.341)

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono a operazioni di copertura del cambio relativo a finanziamenti in valuta, alle attività di compravendita di commodity energetiche e a transazioni poste in essere al fine di mitigare il rischio cambio derivante dall'incasso dei dividendi in valuta delle società controllate. La variazione di fair value dei derivati di cash flow hedge è dovuta principalmente all'andamento dell'euro rispetto alle principali divise e alla normale operatività in cambi.

I derivati di trading su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai

principi contabili per il trattamento in hedge accounting. Il fair value dei derivati di trading su tasso di interesse risulta pari a 24 milioni di euro, in linea con il valore registrato a dicembre 2022. I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a contratti su gas e commodity petrolifere per un fair value di 2.046 milioni di euro, a coperture su energia per 517 milioni di euro, a operazioni su CO₂ e carbone per complessivi 172 milioni di euro.

I derivati su commodity classificate di trading includono contratti derivati relativi a commodity gas e petrolifere per un ammontare di 5.056 milioni di euro, a energia per 1.372 milioni di euro, a carbone, CO₂ e certificati ambientali per un fair value complessivo di 246 milioni di euro.

34. Attività e passività valutate al fair value

Ai sensi dell'informativa richiesta dal paragrafo 15B (k) dello IAS 34, si precisa che il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche cui la società può accedere alla data di valutazione;

- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);

- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale (così come evidenziati nella nota 52 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022) e che le metodologie utilizzate nella misurazione di tale fair value di livello 2 e di livello 3 sono coerenti con quelle dell'ultimo bilancio annuale. Per una più ampia descrizione degli aspetti generali e dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo relativamente alla valutazione al fair value, si rinvia alla nota 2 "Principi contabili" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022.

35. 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 indirettamente 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 FON-DENEL, 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 nel primo semestre 2023 e 2022 e al 30 giugno 2023 e al 31 dicembre 2022.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale 1° semestre 2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.643	(18)	1.544	100	3.269	95	3.364	46.130	7,3%
Altri proventi	-	-	-	3	1	4	1	5	965	0,5%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	113	113	2.779	4,1%
Energia elettrica, gas e combustibile	1.259	3.754	-	418	1	5.432	40	5.472	23.431	23,4%
Servizi e altri materiali	-	42	1	1.388	15	1.446	214	1.660	8.453	19,6%
Altri costi operativi	6	123	-	20	2	151	-	151	3.029	5,0%
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	5	-	5	(6)	(1)	(1.584)	0,1%
Altri oneri finanziari	1	1	-	12	-	14	24	38	4.550	0,8%

(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 30.06.2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.06.2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	1	-	1	1.918	1.919	8.577	22,4%
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-	-	3	3	3.378	0,1%
Altre attività non correnti	-	-	-	3	-	3	-	3	2.479	0,1%
Crediti commerciali	-	74	7	981	40	1.102	199	1.301	15.770	8,2%
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-	-	5	5	8.272	0,1%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	-	5	152	157	7.728	2,0%
Altre attività correnti	-	4	33	33	2	72	44	116	4.968	2,3%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	402	-	402	313	715	66.144	1,1%
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	10	8	18	-	18	5.698	0,3%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	4.621	-
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-	-	10	10	3.987	0,3%
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-	-	10	10	8.403	0,1%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-	89	22	111	4.961	2,2%
Debiti commerciali	404	211	242	984	9	1.850	273	2.123	11.327	18,7%
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	1	1	929	0,1%
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-	-	3	3	9.800	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	28	21	49	-	49	1.822	2,7%
Altre passività correnti	-	-	-	4	29	33	6	39	16.106	0,2%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	20	-	11	58	89	-	89		
Garanzie ricevute	-	-	-	135	36	171	-	171		
Impegni	-	-	-	378	-	378	-	378		

(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 1° semestre 2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2022	Totale voce di bilancio ⁽²⁾	Incidenza %
Rapporti economici										
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.866	65	1.811	94	4.836	98	4.934	64.574	7,6%
Altri proventi	-	-	(1)	3	-	2	20	22	1.056	2,1%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	103	103	5.419	1,9%
Energia elettrica, gas e combustibile	3.881	6.803	-	2.168	-	12.852	139	12.991	45.910	28,3%
Servizi e altri materiali	-	61	2	1.667	21	1.751	113	1.864	9.976	18,7%
Altri costi operativi	5	82	-	6	-	93	-	93	2.099	4,4%
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	17	-	17	-	17	1.409	1,2%
Altri oneri finanziari	-	-	4	4	-	8	16	24	6.549	0,4%

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

(2) I dati relativi al primo semestre 2022 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale al 31.12.2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	1.885	1.885	8.359	22,6%
Crediti commerciali	-	220	6	1.040	38	1.304	259	1.563	16.605	9,4%
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-	-	5	5	14.830	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	-	5	99	104	13.753	0,8%
Altre attività correnti	-	-	30	58	2	90	63	153	4.314	3,5%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	447	-	447	327	774	68.191	1,1%
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	9	8	17	-	17	5.747	0,3%
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-	-	9	9	5.895	0,2%
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-	-	14	14	18.392	0,1%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-	89	21	110	2.835	3,9%
Debiti commerciali	1.211	305	6	1.097	(1)	2.618	192	2.810	17.641	15,9%
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	1	1	853	0,1%
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	23	20	43	-	43	1.775	2,4%
Altre passività correnti	-	-	-	3	23	26	21	47	11.713	0,4%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	20	-	11	58	89	-	89		
Garanzie ricevute	-	-	-	134	36	170	-	170		
Impegni	-	-	-	149	-	149	-	149		

(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 as-

sicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso del primo semestre 2023 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.

36. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.104	4.296	(192)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	68.778	64.878	3.900
- acquisti di combustibili	56.477	96.996	(40.519)
- forniture varie	2.568	2.449	119
- appalti	7.192	6.165	1.027
- altre tipologie	8.952	6.889	2.063
Totale	143.967	177.377	(33.410)
TOTALE	148.071	181.673	(33.602)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2023 a 68.778 milioni di euro, di cui 14.724 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2023-2027, 19.175 milioni di euro relativi al periodo 2028-2032, 13.503 milioni di euro al periodo 2033-2037 e i rimanenti 21.376 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 giugno 2023 a 56.477 milioni di euro, di cui 12.117 milioni di euro relativi

al periodo 1° luglio 2023-2027, 28.743 milioni di euro relativi al periodo 2028-2032, 10.531 milioni di euro al periodo 2033-2037 e i rimanenti 5.086 milioni di euro con scadenza successiva.

La variazione in diminuzione degli impegni per gli acquisti di combustibili, pari a 40.519 milioni di euro, è riferita principalmente alla contrazione dei prezzi del gas nel primo semestre 2023.

Le "altre tipologie" includono principalmente gli impegni per la compliance ambientale e per i maggiori volumi previsti dal nuovo piano di investimenti.

37. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Grandi concessioni idroelettriche - Italia

Diverse Regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Veneto, Calabria, Basilicata, Abruzzo e Umbria) hanno emanato leggi regionali in attuazione della modifica operata dal cosiddetto "Decreto Semplificazioni" (decreto legge n. 135/2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12) in materia di concessioni idroelettriche di grande derivazione, che ha introdotto una serie di novità in tema di (i) affidamento delle concessioni alla scadenza e valorizzazione dei beni e opere a esse collegate e da trasferire al nuovo concessionario, e (ii) canoni concessori, prevedendo una quota fissa e una quota variabile, 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).

Enel Green Power Italia ed Enel Produzione hanno impugnato gli atti attuativi delle leggi regionali di Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Abruzzo, Umbria, Basilicata e Veneto e tutti i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e/o della monetizzazione della fornitura di energia gratuita davanti al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (TRAP) e al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP). Nei giudizi relativi alle Regioni Lombardia e Piemonte l'udienza di precisazione delle conclusioni dinanzi al TSAP è fissata per il 29 novembre 2023; i rimanenti giudizi sono ancora pendenti in fase istruttoria.

Procedimento Antitrust 12461 - EE - Rinnovi contrattuali

Con riferimento all'impugnazione promossa da Enel Energia (EE) avverso i provvedimenti cautelari emessi in data 12 e 29 dicembre 2022 dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) nell'ambito di un procedimento per pratiche commerciali scorrette (violazione di alcune disposizioni del Codice del Consumo e dell'art. 3 del decreto legge n. 115/2022 c.d. "Decreto Aiuti bis"), con sentenza pubblicata il 19 maggio 2023 il TAR Lazio ha accolto i ricorsi di EE e ha annullato i due provvedimenti cautelari, non condividendo l'iter logico posto dall'AGCM a fonda-

mento dei provvedimenti che sono stati ritenuti carenti di "fumus boni iuris". In particolare, secondo il TAR, il legislatore ha inteso sospendere unicamente le modifiche della parte normativa del negozio e non anche l'aggiornamento dei prezzi scaduti o in scadenza in quanto si verrebbero a congelare a tempo indeterminato le precedenti condizioni economiche.

Il procedimento antitrust è in corso di svolgimento e l'AGCM ha prorogato il termine per la chiusura del procedimento all'8 settembre 2023.

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

Riguardo al procedimento penale a carico di alcuni dipendenti e manager di e-distribuzione SpA, nonché di quest'ultima società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto a seguito dell'evento infortunistico mortale verificatosi la notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente

di una ditta appaltatrice, in data 23 maggio 2023 si è celebrata l'udienza preliminare dinanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Taranto. Alla predetta udienza, essendo stati rilevati alcuni vizi procedurali, il Giudice ha disposto il rinvio all'udienza del 26 settembre 2023 per i medesimi incumbenti.

Contenzioso BEG

Italia

Con riferimento all'azione proposta in data 3 novembre 2022 da BEG dinanzi al Tribunale di Milano, mediante la quale la società ha riproposto le medesime domande risar-

catorie già formulate nel procedimento precedentemente introdotto in data 29 dicembre 2021 dinanzi al medesimo Tribunale e successivamente estinto per mancata riassunzione dinanzi al Giudice competente, Enel ed Enelpower si

sono costituite ritualmente in giudizio al fine di contestare la domanda, che si ritiene del tutto pretestuosa e infondata, al pari della precedente analogo iniziativa. A seguito dell'udienza di prima comparizione, tenutasi in data 9 maggio 2023, il procedimento prosegue nella fase di scambio delle memorie istruttorie. L'udienza di ammissione dei mezzi di prova è fissata alla data del 25 ottobre 2023.

Francia

Con riferimento al giudizio avviato da ABA per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009, con sentenza del 17 maggio

2023 la Corte di Cassazione francese ha rigettato in via definitiva la domanda di ABA, con condanna della stessa al pagamento delle spese processuali.

In relazione al procedimento avviato da Enel per ottenere la liberazione dei sequestri conservativi ottenuti da ABA sul presupposto della medesima sentenza albanese, all'esito dell'udienza conclusiva nel giudizio di appello promosso da ABA avverso l'ordinanza di dissequestro, con sentenza del 17 maggio 2023 la Corte di Appello di Parigi ha accolto l'impugnazione di ABA. In data 16 giugno 2023 Enel ha depositato avviso di impugnazione di tale sentenza.

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 Amministrazioni Pubbliche 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), con ordinanza del 26 maggio 2023 il Tribunal Supremo ha ordinato all'Amministrazione di pagare in favore di Endesa, entro il termine massimo di un mese, la somma di 152.272.229,83 euro, oltre interessi legali. L'ordinanza ha imposto, inoltre, al Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) di quantificare, nel più breve tempo possibile, gli importi ulteriori da versare a Endesa, a titolo di (a) costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero, dedotto quanto eventualmente trasferito sui clienti, e (b) investimenti effettuati per l'attuazione del Bonus Sociale, e di pagare a Endesa tali importi entro due mesi, oltre interessi legali.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA - I

In relazione all'arbitrato per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di gas naturale liquefatto (GNL) avviato da Endesa Generación SA, al 30 giugno 2023 il valore della domanda riconvenzionale proposta dal-

la controparte è pari a circa 1,27 miliardi di dollari statunitensi. La conclusione dell'arbitrato è attualmente prevista per il terzo trimestre 2023.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA - II

In relazione al secondo arbitrato per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di gas naturale liquefatto (GNL) avviato nei confronti di Endesa Generación SA, al 30 giugno 2023 il valore della domanda proposta

dall'attrice è pari a circa 557 milioni di dollari statunitensi. La conclusione dell'arbitrato è attualmente prevista per il secondo semestre 2024.

Contenziosi Furnas-Tractebel - Brasile

Con riferimento al procedimento promosso nell'ottobre 2009 dalla società Tractebel nei confronti di CIEN (oggi Enel CIEN) in relazione all'asserito inadempimento di quest'ultima al contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile, la decisione di primo grado favorevole a

Enel CIEN resa in data 16 febbraio 2023 è stata impugnata da Tractebel in data 20 marzo 2023. Il procedimento è ora pendente in appello e in data 25 aprile 2023 Enel CIEN ha depositato le proprie difese in giudizio. Il valore stimato del contenzioso è di circa 697 milioni di real brasiliani (circa 132 milioni di euro), oltre danni da quantificare.

Contenzioso Coperva - Brasile

Relativamente alle azioni promosse da alcune società cooperative costituite nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile nei confronti della società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce, oggi Enel Distribuição Ceará) al fine di richiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito per l'utilizzo delle reti da parte di quest'ultima, oltre all'azione promossa da Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú Ltda (Coperva), si

segnala l'azione di Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE), per un valore di circa 275 milioni di real brasiliani (circa 52 milioni di euro), nella quale COERCE ha richiesto una revisione del canone pattuito per l'utilizzo delle sue reti da calcolarsi sulla base del 2% del valore delle stesse. Il giudizio è pendente in primo grado, in attesa dello svolgimento di una perizia ingegneristica.

Contenzioso ANEEL - Brasile

In relazione all'azione promossa da Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) dinanzi alla giustizia federale brasiliana nel 2014 per l'annullamento del provvedimento amministrativo dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coef-

ficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015), il procedimento di primo grado si è concluso e si resta in attesa della decisione. Il valore della causa è pari a circa 1,3 miliardi di real brasiliani (circa 247 milioni di euro).

Socrel - Brasile

Con riferimento alla domanda giudiziale proposta da Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda (Socrel) nei confronti di Enel Distribuição São Paulo avente a oggetto la richiesta di risarcimento dei presunti danni sofferti in conseguenza di una serie di eventi, culminata nell'asserita illegittima risoluzione da parte della società del Gruppo di vari contratti tra le parti, che avrebbe causato la crisi di liquidità

di Socrel, in data 6 giugno 2023 Socrel ha impugnato la sentenza del 27 marzo 2023 con la quale il Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo ha integralmente rigettato nel merito la domanda di Socrel. In data 13 giugno 2023 Enel Distribuição São Paulo ha depositato le proprie controdeduzioni. Il valore della controversia è quantificato in circa 316 milioni di real brasiliani (circa 60 milioni di euro).

GasAtacama Chile - Cile

In relazione ai procedimenti avviati da alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energia Chile SA, nei confronti di GasAtacama Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni, per un importo di circa 58 milioni di euro, il primo, e circa 150 milioni di euro i restanti

operatori, recentemente riassunti dagli attori a seguito di un lungo periodo di sospensione disposto in conseguenza della pandemia da COVID-19, la fase istruttoria è terminata e in data 15 maggio 2023 la causa è stata trattenuta in decisione.

Arbitrato Chucas - Costa Rica

Con riguardo al procedimento arbitrale avviato da PH Chucas SA (Chucas) di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) nei confronti dell'Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con ultimo provvedimento emesso in data 31 maggio 2023 e notificato il successivo 4 luglio 2023 la Corte Suprema costaricense ha definitivamente respinto i ricorsi straordinari

presentati da Chucas contro la decisione della Prima Sezione della medesima Corte Suprema che aveva dichiarato l'incompetenza del Tribunale Arbitrale a conoscere della controversia, su istanza dell'ICE. L'ICE ha pertanto depositato domanda di conclusione del procedimento arbitrale, nel frattempo rimasto sospeso.

Gastalsa – Perù

Con riferimento al contenzioso instaurato dinanzi ai Tribunali della Provincia di Talara, nel Distretto di Piura, da Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) per ottenere la riassegnazione in proprio favore della concessione di gas naturale del Distretto di Parinas, della Provincia di Talara e il trasferimento alla stessa anche del gasdotto insistente nella medesima zona, di proprietà di Enel Generación Piura SA (EGPIURA), con decisione

del 27 giugno 2023, a seguito di diverse fasi processuali, il Giudice di appello ha rigettato l'eccezione di decadenza della domanda di Gastalsa formulata da un terzo interessato e, pertanto, si attende che il giudizio di primo grado – nel frattempo sospeso in attesa di tale decisione – sia riassunto affinché il Tribunale di primo grado emetta una nuova decisione sulla domanda di Gastalsa.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

Con riferimento ai giudizi intentati da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) nei confronti di Slovenské elektrárne (SE) per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato complessivamente in circa 360 milioni di euro, oltre interessi) per il periodo 2006-2015, si evidenziano i seguenti aggiornamenti: (i) quanto al giudizio relativo al 2006, in data 18 aprile 2023 SE ha presentato un ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la sentenza di appello e il relativo procedimento è attualmente

pendente; (ii) in relazione al procedimento relativo all'anno 2007 la Corte di Appello con sentenza del 31 gennaio 2023, notificata a SE in data 12 aprile 2023, ha annullato la decisione di primo grado, rinviando la causa al Tribunale di Bratislava per un nuovo giudizio, la cui prima udienza è fissata per l'11 dicembre 2023; e (iii) nel procedimento relativo all'anno 2014 all'udienza celebratasi in data 4 luglio 2023 il Tribunale ha disposto rinvio all'udienza del 10 ottobre 2023 per il prosieguo del giudizio.

Contenziosi fiscali in Brasile

Withholding Tax – Enel Distribuição Rio de Janeiro

Nel 1998 Enel Distribuição Rio de Janeiro (già Ampla Energia e Serviços SA) finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari (c.d. "Fixed Rate Notes" – FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Enel Distribuição Rio de Janeiro (Enel Rio) alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivallesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

In data 6 novembre 2012 la Camara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Enel Rio rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013 è stato notificato a Enel Rio il rifiuto della richiesta di chiarimento (*embargo de declaração*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal de Justiça).

A dicembre 2017 il Giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza. A settembre 2018 l'esperto ha rilasciato la propria perizia richiedendo ulteriore documentazione.

A dicembre 2018 Enel Rio ha prodotto l'ulteriore documentazione probatoria e, a fronte delle conclusioni espresse dall'esperto, ha richiesto un'ulteriore perizia; la causa viene rimessa all'esperto per chiarimenti in merito alla posizione espressa dalla società.

A luglio 2021 viene depositata la relazione integrativa da parte dell'esperto nella quale si riconosce l'esistenza dei contratti di finanziamento e la risoluzione del prestito obbligazionario avvenuta, sia per la quota capitale sia per gli interessi, principalmente attraverso un aumento di capitale. La società, chiamata a pronunciarsi sulla relazione depositata, chiede l'annullamento integrale del debito tributario.

Il valore complessivo della causa al 30 giugno 2023 è di circa 270 milioni di euro.

ICMS – Enel Distribuição Rio de Janeiro, Coelce ed Eletropaulo

Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Enel Distribuição Rio de Janeiro (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 e 2018) e alla società Eletropaulo (per il periodo 2008-2021), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercado-*

rias e Serviços, imposta sulla circolazione di beni e servizi) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica.

Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 30 giugno 2023 è di circa 109 milioni di euro.

ICMS - Coelce

Lo Stato del Ceará ha emesso negli anni diversi avvisi di accertamento (per il periodo 2015-2018) nei confronti della società Companhia Energética do Ceará SA, così come di 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 complessivo delle cause al 30 giugno 2023 è di circa 67 milioni di euro.

PIS/COFINS - Eletropaulo

L'Autorità Fiscale Federale, a partire da giugno 2017, ha notificato diversi avvisi di accertamento a Eletropaulo (per il periodo 2013-2018) contestando alcune compensazioni di crediti d'imposta con i contributi sociali (PIS e COFINS) e chiedendo quindi il pagamento di questi ultimi.

L'Autorità Fiscale sostiene che la società ha dichiarato crediti PIS e COFINS a fronte dell'acquisto di beni e servizi che non possono essere considerati fiscalmente rilevanti poiché non essenziali per la distribuzione di energia. Inoltre, si contesta la determinazione del credito d'imposta connesso a perdite non tecniche dell'energia acquistata.

La società ha prontamente difeso la correttezza dei propri calcoli e sostenuto la regolarità delle compensazioni attuate nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 30 giugno 2023 è di circa 55 milioni di euro.

38. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Il Gruppo Enel firma un accordo per la vendita a Sonnedix di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Cile

In data 12 luglio 2023, Enel SpA e la sua controllata quotata Enel Chile SA hanno firmato un accordo di compravendita di azioni con Sonnedix Chile Arcadia SpA e Sonnedix Chile Arcadia Generación SpA, società entrambe controllate dal produttore internazionale di energia rinnovabile Sonnedix, che prevede la vendita delle intere partecipazioni detenute da Enel (circa 0,009%) e da Enel Chile (circa 99,991%) nel capitale sociale di Arcadia Generación Solar SpA.

La finalizzazione della vendita è soggetta ad alcune condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni, tra cui l'autorizzazione da parte dell'autorità antitrust cilena Fiscalía Nacional Económica (FNE).

L'accordo prevede che gli acquirenti paghino, per la totalità delle partecipazioni, un corrispettivo complessivo, soggetto ad aggiustamenti usuali per questo tipo di operazioni, di 550 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 504 milioni di euro, al cambio della data dell'accordo, corrispondente al 100% dell'enterprise value concordato dalle parti.

Enel firma un accordo per la vendita del 50% di Enel Green Power Australia a INPEX Corporation

In data 13 luglio 2023, Enel SpA, attraverso la sua controllata al 100% Enel Green Power SpA, ha firmato un accordo con INPEX Corporation per la cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, attualmente interamente possedute da Enel Green Power, per un corrispettivo complessivo di circa 145 milioni di euro.

Il perfezionamento della vendita è soggetto ad alcune condizioni preliminari usuali per questo tipo di operazioni, tra cui l'autorizzazione dell'Australian Foreign Investment Review Board e delle autorità antitrust competenti.

Enel vende il 50% di Enel Green Power Hellas a Macquarie Asset Management

In data 26 luglio 2023 Enel SpA, tramite la propria controllata al 100% Enel Green Power SpA, ha firmato un accordo con Macquarie Asset Management, tramite Macquarie Green Investment Group Renewable Energy Fund 2, per la cessione del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% di Enel Green Power in Grecia, a fronte di un corrispettivo totale di circa 345 milioni di euro.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2023, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81-ter del Regolamento Consob 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Flavio Cattaneo e Stefano De Angelis, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel S.p.A. attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2023 e il 30 giugno 2023.

2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls – Integrated Framework*" emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* ("COSO");
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2023:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

 - 3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 26 luglio 2023

Flavio Cattaneo

Amministratore Delegato di Enel S.p.A.



Firmato da Flavio
Cattaneo
Data: 26/07/2023
09:27:28 CEST

Stefano De Angelis

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel S.p.A.



Firmato da Stefano
De Angelis
il 26/07/2023 alle
07:21:46 UTC



Relazioni

Relazione della Società di revisione



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
Enel S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti del conto economico, del conto economico complessivo, dello stato patrimoniale e delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Enel al 30 giugno 2023. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

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

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2023 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 2 agosto 2023

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2023

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del decreto legislativo n. 127/1991 e dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 30 giugno 2023, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione sociale,

la sede legale, la nazione, il capitale sociale, la valuta, il settore di attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Di seguito viene riportata l'illustrazione grafica associata al settore di attività.

Settore di attività	Descrizione settore di attività
	Holding di Gruppo
	Holding di Paese
	Enel Green Power
	Generazione Termoelettrica
	Trading
	Enel Grids
	Enel X
	Mercati finali
	Servizi
	Finanziario
	Enel X Way

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	IT	10.166.679.946,00	EUR		Holding			100,00%
Controllate									
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
25 Mile PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
3SUN Srl	Catania	IT	1.000.000,00	EUR		AFS	Enel Green Power Italia Srl	96,74%	100,00%
							Enel Green Power SpA	3,26%	
3SUN USA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
400 Manley Solar LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
4814 Investments LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
ABC Solar 11 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
ABC Solar 3 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
Ables Springs Solar LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ables Springs Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Ace High Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Acefat AIE	Barcelona	ES	793.340,00	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aferkat Wind Farm	Casablanca	MA	389.600,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sarl	99,97%	99,97%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%
Aguillón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	16.045.169,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Alliance SA	Managua	NI	6.180.150,00	NIO		-	Ufnet Guatemala SA	0,10%	19,50%
							Ufnet Latam SLU	99,90%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Almyros Ape Single Member PC	Atene	GR	20.001,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	100,00%	100,00%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.415,92	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	4.138.230.386,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,82%	82,12%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.216.846,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SAU	Teruel	ES	60.100,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Aranort Desarrollos SLU	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	31.630.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Arcadia Generación Solar SA	Santiago del Chile	CL	242.859.760,68	USD		AFS	Enel Chile SA Enel SpA	99,99% 0,01%	64,93%
Arcadia Power Inc.	Washington DC	US	-	USD		-	Enel X North America Inc.	0,14%	0,14%
Arena Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 2 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 13 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 20 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 35 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arrow Head Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Arrow Hills Solar Project	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	ES	19.232.400,00	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SAU	85,41%	59,89%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	19,72%	35,06%
							Dehesa de los Guadalupe Solar SLU	14,93%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	15,35%	
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	50.587.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Atwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	74,13%	74,13%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Aurora Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Autumn Waltz Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	100.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	Nuova Delhi	IN	4.918.810.370,00	INR		Equity	Enel Green Power India Private Limited	51,00%	51,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	875.350,00	INR		Equity	Enel Green Power India Private Limited	51,00%	51,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SLU	Palma di Maiorca	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Baleares Energy SLU	Palma di Maiorca	ES	4.509,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Baylio Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Beacon Harbor Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Beijing Tecnatom Nuclear Power Safety Technology Services Company Limited	Pechino	CN	280.000,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Bejaad Solar Plant	Casablanca	MA	10.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sarl	99,90%	99,90%
Belltail Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Belomechetskaya WPS	Mosca	RU	3.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Betwa Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Bison Meadows Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Bison Meadows Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blair Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bogotá ZE SAS	Bogotá	CO	1.189.706.920,00	COP		Equity	Colombia ZE SAS	100,00%	9,44%
Boitumelo Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Bold Elk Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90,00%	45,00%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bouldercombe Trust	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Box Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc. Enel Kansas LLC	24,08% 75,92%	100,00%
Brandonville Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazatortas 220 Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU Furatena Solar 1 SLU	16,98% 16,98%	23,81%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazos Flat Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bronco Hills Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Buck Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		AFS	Bungala One Property Trust	100,00%	51,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		AFS	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		AFS	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Fincos (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Property Trust	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		AFS	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Burgundy Spruce Solar LP	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
C&C Castelvetero Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cactus Mesa Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Campos Promotores Renovables SL	Elche	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,30%	17,74%
Canastota Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fenner Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Canyon Top Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Catalana d'Iniciatives SCR SA	Barcelona	ES	30.862.800,00	EUR		-	Endesa Red SAU	0,94%	0,66%
Cattle Drive Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CCPRO Bucharest SA	Bucarest	RO	79.800.000,00	RON		-	Enel Romania SA	9,52%	9,52%
Cdec - Sic Ltda	Santiago del Cile	CL	709.783.206,00	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	268.128.917,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	0,00%	82,27%
							Enel X Brasil SA	100,00%	
Central Hidráulica Guejar-Sierra SL	Siviglia	ES	364.213,34	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,30%	23,35%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	33,33%	23,37%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000,00	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	33,20%	17,95%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	24,18%	16,95%
Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro	Kalná Nad Hronom	SK	6.639,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CES 2 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 3 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 4 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 5 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 6 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 7 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 8 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	IT	8.550.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West LLC	San Francisco	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	PE	295.249.298,00	PEN		AFS	Enel Generación Perú SAA	80,00%	55,02%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Chisago Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chisholm View II Holding LLC	62,79%	62,79%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holding LLC	100,00%	10,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	100,00%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
							Enel Kansas LLC	1,00%	
Cimarron Bend III HoldCo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cinch Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cipher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CityPoste Payment Digital Srl	Teramo	IT	10.000,00	EUR		Equity	CityPoste Payment SpA	100,00%	50,00%
CityPoste Payment SpA	Teramo	IT	2.175.000,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Clear Fork Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Battery Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clinton Farms Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración el Salto SL in liquidazione	Saragozza	ES	36.060,73	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	20,00%	14,02%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cogenio Iberia SL	Madrid	ES	2.874.621,80	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		AFS	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
Colombia ZE SAS	Bogotá	CO	11.872.499.000,00	COP		Equity	Enel Colombia SA ESP	20,00%	9,44%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	600.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	33,50%	23,49%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	15.130.800,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	24,34%	24,34%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	1.282.346.885,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	60,92%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313,00	ARS		Integrale	Enel Brasil SA	74,15%	82,27%
							Enel CIEN SA	25,85%	
							Enel SpA	0,00%	
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	2.886.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000,00	EU		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA	5,00%	26,29%
							Enel Green Power España SLU	35,63%	
Compass Rose Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Concert Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Concord Vine Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	US	550.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,83%	81,83%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Copper Landing Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	ES	44.538.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,01%	0,71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	ES	271.652,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,00%	17,53%
Country Roads Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento	Bogotá	CO	32.000.000.000,00	COP		Equity	Colombia ZE SAS	0,00%	23,12%
							Enel Colombia SA ESP	48,99%	
							Enel X Colombia SAS ESP	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cross Trails Energy Storage Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Daisy Patch Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Dappled Colt Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Dara Solar Investment Srl	Bucarest	RO	14.392.400,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Dauphin Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Daybreak Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	RO	5.629.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Decimalfigure - Unipessoal Ltda	Pego	PT	2.000,00	EUR		Equity	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	100,00%	30,68%
Dehesa de los Guadalupe Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Derivex SA	Bogotá	CO	715.292.000,00	COP		-	Enel Colombia SA ESP	5,00%	2,36%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	53.104.350,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Services México SA de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Desert Willow Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
D.I.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	451.877,93	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,79%	1,79%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Diamond Vista Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dispatch Renewable Energy Societe Anonyme	Heraklion, Creta	GR	740.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,00%	0,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcelona	ES	108.240,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU Hidroeléctrica de Catalunya SLU	55,00% 45,00%	70,12%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SAU	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497612.021,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	51,50%	42,37%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	MX	4.151.197.627,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	1,00% 99,00%	100,00%
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Città del Messico	MX	2.070.600.646,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dover Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dragonfly Fields Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Dwarka Vayu 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	60,00%	60,00%
Earthly Reflections Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Eastern Rise Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ecosolar2 Private Company	Grevena	GR	1.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
Edgartown Depot Solar 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edistribución Redes Digitales SLU	Madrid	ES	1.204.540.060,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
E-Distribuție Banat SA	Timișoara	RO	382.158.580,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuție Dobrogea SA	Costanza	RO	280.285.560,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuție Muntenia SA	Bucarest	RO	271.635.250,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	78,00%	78,00%
e-distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
EF Divestiture LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP Fotovoltaica La Loma SAS in liquidazione	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP GulfStar Solar PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	1.258.077873,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	99,50% 0,50%	100,00%
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP North America PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Sabaudia Srl	Roma	IT	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar Services LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Terracina 01 Srl	Roma	IT	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EGP Terracina 02 Srl	Roma	IT	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	10,00%	10,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	10,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano (Ciudad Real)	ES	809.690,40	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	40,99%	33,06%
							Enel SpA	4,32%	
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	RO	4.590.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Elecgas SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,06%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Barcelona	ES	165.876,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	52,54%	70,12%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	47,46%	
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	ES	1.081.821,79	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Eléctrica del Ebro SAU	Barcelona	ES	500.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	ES	4.960.246,40	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcelona	ES	2.906.862,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0,18%	0,12%
Electrotest Instalaciones, Montajes y Mantenimientos SL	Puerto Real	ES	10.000,00	EUR		-	Epresa Energía SA	50,00%	17,53%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	San Paolo	BR	3.079.524.934,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azionarie	% possesso Gruppo
Emerald Crescent Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Emerging Networks El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	2.000,00	USD		-	Emerging Networks Guatemala SA	1,00%	19,50%
							Livister Latam SLU	99,00%	
Emerging Networks Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	742.000,00	GTQ		-	Livister Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufinet Guatemala SA	0,01%	
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
Emerging Networks Panamá SA	Panama City	PA	300,00	USD		-	IFX/Eni - SPC Panamá Inc.	100,00%	19,50%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Empresa Carbonífera del Sur - ENCASUR SAU	Madrid	ES	18.030.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU	Ceuta	ES	9.335.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,61%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU	Ceuta	ES	10.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	96,42%	67,61%
Empresa de Generación Eléctrica los Pinos SA	San Miguel	PE	7.928.044,00	PEN		AFS	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	PE	3.368.424,00	PEN		AFS	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028,00	ARS	 	Integrale	Distrielec Inversora SA	56,36%	59,33%
							Enel Argentina SA	43,10%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	175.774.920.733,00	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Endesa Capital SAU	Madrid	ES	60.200,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Energía Renewable SLU	Madrid	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa Energía SAU	Madrid	ES	14.445.575,90	EUR	  	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Financiación Filiales SAU	Madrid	ES	4.621.003.006,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Generación II SAU	Siviglia	ES	63.107,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Generación Nuclear SAU	Siviglia	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
							Endesa Energía SAU	0,20%	
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	99,20%	70,12%
							Enel Green Power España SLU	0,60%	
Endesa Generación SAU	Siviglia	ES	1.940.379.735,35	EUR	  	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Medios y Sistemas SLU	Madrid	ES	89.999.790,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Mobility SLU	Madrid	ES	10.000.000,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	Madrid	ES	10.138.580,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa Red SAU	Madrid	ES	719.901.723,26	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	32.396,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa X Way SL	Madrid	ES	600.000,00	EUR		Integrale	Endesa Mobility SLU Enel X Way Srl	49,00% 51,00%	85,36%
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540,40	EUR		Integrale	Endesa SA Enel Iberia SRLU	0,02% 70,10%	70,12%
Enel Alberta Solar Inc.	Calgary	CA	1,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Storage Inc.	Calgary	CA	1,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago del Chile	CL	15.799.226.825,00	USD		Integrale	Enel SpA	82,27%	82,27%
Enel and Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	IL	38.000,00	ILS		Equity	Enel Grids Srl	50,00%	50,00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Generación Chile SA	99,92% 0,08%	82,25%
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Enel Brasil Central SA	Rio de Janeiro	BR	10.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	38.070.269.190,10	BRL		Integrale	Enel Américas SA Enel Brasil SA Energía y Servicios South America SpA	99,56% 0,44% 0,00%	82,27%
Enel Chile SA	Santiago del Chile	CL	3.882.103.470.184,00	CLP		Integrale	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Colina SA	Santiago del Chile	CL	82.222.000,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0,00% 100,00%	64,34%
Enel Colombia SA ESP	Bogotá	CO	655.222.312.800,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	57,34%	47,18%
Enel Costa Rica CAM SA	San José	CR	27.500.000,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Chile	CL	177.568.664.063,00	CLP	  	Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azionarie	% possesso Gruppo
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	PE	3.033.046.862,00	PEN		AFS	Enel Perú SAC	83,15%	68,41%
Enel Energia SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SA de Cv	Città del Messico	MX	25.000.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RO	37.004.350,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	RO	140.000.000,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Illinois LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Ohio LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Pennsylvania LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Texas LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Erre SpA	Roma	IT	3.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	US	200.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371,00	EUR		Integrale	Enel Holding Finance Srl Enel SpA	75,00% 25,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama City	PA	100.000.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	50,06%	23,62%
Enel Future Project 2020 #1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #19 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Future Project 2020 #2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #20 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Generación Chile SA	Santiago del Cile	CL	552.777.320.871,00	CLP	  	Integrale	Enel Chile SA	93,55%	60,74%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	18.321.776.559,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	8,67%	54,07%
							Hidroinvest SA	59,00%	
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	1.538.101.266,24	PEN	  	AFS	Enel Perú SAC	83,60%	68,78%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	73.982.594,00	PEN	  	AFS	Enel Perú SAC	96,50%	79,39%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Geothermal LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	AR	463.577.761,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	99,86%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,14%	
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Rio de Janeiro	BR	334.518.402,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Rio de Janeiro	BR	334.638.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,96%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,04%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Rio de Janeiro	BR	284.511.001,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 09 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Ranch II Wind Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
							Enel Kansas LLC	100,00%	
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	42.890.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bouldercombe Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brejolândia Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.835,85	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,61%	82,07%
							Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	0,15%	
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857,00	CAD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Chile SA	Santiago del Chile	CL	842.121.530,67	USD		Integrale	Enel Chile SA	99,99%	64,93%
							Enel SpA	0,01%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	87784.899,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,63%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,37%	
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.590,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	237601.272,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Rio de Janeiro	BR	225.021.296,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Rio de Janeiro	BR	230.869.708,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Rio de Janeiro	BR	180.208.000,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,94%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.709.003,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,16%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,84%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	284.062.483,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	61.617.590,35	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.347.009,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Egypt SAE	Il Cairo	EG	250.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	99,96%	99,99%
							Energía y Servicios South America SpA	0,04%	
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	97.191.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,35%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,65%	
Enel Green Power España SLU	Madrid	ES	11.152,74	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	99.418.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,89%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,11%	
Enel Green Power Esperança Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Estonian Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Rio de Janeiro	BR	183.315.219,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	221.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	NL	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	GR	40.187.850,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	600.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	140.669.641,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power HF101 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	BR	431.566.053,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,01% 99,99%	82,27%
Enel Green Power India Private Limited	Nuova Delhi	IN	200.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	BR	219.806.645,67	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,08% 99,92%	82,27%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	227.810.333,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	BR	408.949.643,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.259.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,33% 1,67%	82,27%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000,00	KES		Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	7.050.000.000,00	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.722.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,20%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80%	
Enel Green Power Matimba Srl in liquidazione	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company	-	ET	5.600.000,00	ETB		Integrale	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80,00%	80,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	2.437.476.475,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	66,67%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	33,33%	
Enel Green Power MM GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	70.842.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	63.742.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morocco Sàrl	Casablanca	MA	727.000.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Development Srl	0,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	100,00%	
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	248.138.287,11	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114,05	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	BR	25.600.100,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000,00	NAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BR		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 05 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 07 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 08 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	74.124.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	97,92%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2,08%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	119.319.527,57	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,25%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,75%	
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	PE	1.291.373.507,00	PEN		AFS	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power PO11 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power PO133 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	95.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,50%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,50%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Il Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucarest	RO	2.430.631.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100,00%	50,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA (ex Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Rio de Janeiro	BR	274.420.832,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	91.300.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Cirilo 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power São Cirilo 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power São Cirilo 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	74.960.396,92	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	82.268.018,57	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	114.522.004,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	109.281.818,16	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	82.871.484,32	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	114.475.154,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (ex Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	BR	108.022.914,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	147.279.287,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	120.057.468,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	122.007.042,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	120.981.744,40	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	122.467.788,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	89.994.197,86	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	BR	89.787.960,25	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	BR	75.324.686,12	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	BR	82.925.257,61	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	82.230.525,15	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	BR	183.602.691,38	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	82.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,26%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,74%	
Enel Green Power São Micael 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 9 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 02 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 13)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 03 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 16 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 04 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 20 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitalesociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Shu SAE in liquidazione	Il Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	8.000.000,00	SGD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000,00	EUR		AFS	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	50.034.360,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	97,87%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2,13%	
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Il Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Istanbul	TR	37.141.108,00	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	75.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 1 SA	Teresina	BR	182.273.006,17	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	122.100.849,07	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	132.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	198.554.956,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	125.100.849,07	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	152.022.288,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	95.587.248,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 2 SA	Teresina	BR	299.922.006,17	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	92.895.408,95	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	41.179.409,72	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	99.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	BR	100.732.205,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	BR	84.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	BR	83.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	81.245.805,55	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 8 SA (ex Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	BR	91.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	BR	118.786.606,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ángela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela ACL 12 (ex Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	BR	94.727.364,09	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela ACL 13 SA (ex Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	BR	77.496.725,02	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela ACL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	BR	89.917.563,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ángela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	BR	86.496.703,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Rio de Janeiro	BR	173.154.500,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (ex Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Rio de Janeiro	BR	221.832.010,12	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Rio de Janeiro	BR	292.888.027,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.012,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.012,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Rio de Janeiro	BR	276.814.829,93	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 39 SA)	Rio de Janeiro	BR	274.625.153,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (ex Enel Green Power Projetos 40 SA)	Rio de Janeiro	BR	171.324.007,59	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	Rio de Janeiro	BR	344.251.125,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (ex Enel Green Power Lagedo Alto SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	383.436.550,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	369.758.650,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	262.576.700,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	379.980.530,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	362.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,96%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,04%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	337.473.758,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	318.740.450,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	353.284.550,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	298.952.100,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	332.473.758,81	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	262.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Việt Nam)	Ho Chi Minh	VN	2.431.933,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	51,00%	51,00%
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos I SA)	Niterói	BR	565.756.528,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000,00	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99,00%	
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	BR	77.939.980,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Zeus Sul 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Grids Srl	Roma	IT	10.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000,00	GTQ		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	47,18%
							Enel Colombia SA ESP	100,00%	
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia SRLU	Madrid	ES	336.142.500,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	NL	60.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	NL	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas Development Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Land HoldCo LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Logistics Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Mobility Chile SpA	Santiago del Cile	CL	504.094.780,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	US	50,00	USD		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Panamá CAM Srl	Panama City	PA	3.001,00	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,03%	47,19%
							Enel Colombia SA ESP	99,97%	
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000,00	EUR	 	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Renewable Srl	Panama City	PA	30.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	0,33%	47,19%
							Enel Panamá CAM Srl	99,67%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azionarie	% possesso Gruppo
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	12.594.121.576,15	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV	99,50%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	
Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Romania SA	Bufta	RO	200.000,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	SA	1.000.000,00	SAR		Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Services México SA de Cv	Città del Messico	MX	6.339.849,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	46,27%	100,00%
							Enel Green Power SpA	53,73%	
							Enel Guatemala SA	0,00%	
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	RO	33.000.000,00	RON		Discontinued operation	E-Distribuție Banat SA	50,00%	51,00%
							E-Distribuție Dobrogea SA	50,00%	
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Rio de Janeiro	BR	42.863.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trade Energy Srl	Bucarest	RO	2.737.050,00	RON		Discontinued operation	Enel Romania SA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.011.100,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	55,00%	82,26%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	54.280.312,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	US	10.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000,00	UYU		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	Nuova Delhi	IN	5.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Germany GmbH	Francoforte	DE	50.000,00	EUR		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Japan GK	Tokyo	JP	100.000.000,00	JPY		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services North America Inc.	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Srl	Roma	IT	-	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Advisory Services UK Limited	Londra	GB	30.000,00	GBP		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services USA LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Arecibo LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000,00	ARS		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Asputeck Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	AU	33.424.578,00	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	12.209.880,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Oakville	CA	10.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Holding Inc.	0,01%	100,00%
							Enel X Canada Ltd	99,99%	
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403,00	BRL		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Niterói	BR	571.725.892,36	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Canada Holding Inc.	Oakville	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	2.837.737.149,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS ESP	Bogotá	CO	50.368.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Financial Services Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Enel X Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841,00	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan KK	Tokyo	JP	1.030.000.000,00	JPY		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X KOMIPO Solar Limited	Seoul	KR	8.472.600.000,00	KRW		Integrale	Enel X Korea Limited	80,00%	80,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	11.800.000.000,00	KRW		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Las Piedras LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 2 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 3 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	184.360.386,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel X International Srl	100,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Mobility Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X North America Inc.	Boston	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	1.020.815,00	PEN		AFS	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Enel X Polska Sp. Zo.o.	Varsavia	PL	12.275.150,00	PLN		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Pr Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Sponsor LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Sponsor LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Romania Srl	Bucarest	RO	7.044.450,00	RON		Discontinued operation	Enel X International Srl	99,97%	100,00%
							Enel X Srl	0,03%	
Enel X Rus LLC	Mosca	RU	8.000.000,00	RUB		Integrale	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai	IN	1.497.290,00	INR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
							Enel X North America Inc.	0,00%	
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	3.842.000,00	SGD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei	TW	186.100.000,00	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.628,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	10.500.000,00	CNY		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	3.045.337,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	
Enel X Way Canada Holding Ltd	Vancouver	US	-	CAD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Chile SpA	Santiago del Cile	CL	11.229.030.071,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	49,00%	82,81%
							Enel X Way Srl	51,00%	
Enel X Way Colombia SAS	Bogotà	CO	15.036.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	40,00%	78,87%
							Enel X Way Srl	60,00%	
Enel X Way France SAS	Parigi	FR	4.101.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Italia Srl	Roma	IT	5.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way México SA de Cv	Città del Messico	MX	6.479.171,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel X Way Srl	100,00%	
Enel X Way North America Inc.	San Carlos	US	0,10	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Perú SAC	Lima	PE	1.561.900,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Way Romania Srl	Bucarest	RO	7.993.840,00	RON		Discontinued operation	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Srl	Roma	IT	6.026.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Way UK Limited	Londra	GB	1,00	GBP		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way USA LLC	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Wood St. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Woodland Solar Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
EnelPower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000,00	SAR		Integrale	EnelPower Srl	51,00%	51,00%
EnelPower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	BR	5.689.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
EnelPower Srl	Milano	IT	2.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	118.321.846,00	PEN		AFS	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Energía Base Natural SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU	Ceuta	ES	65.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,61%
Energía Eólica Ábrego SLU	Madrid	ES	3.576,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones Srl	San José	CR	10.000,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	100,00%	47,18%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	MX	33.452.769,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Città del Messico	MX	673.583.489,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Città del Messico	MX	2.953.980,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,99%	
Energía Marina SpA	Santiago del Cile	CL	2.404.240.000,00	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	25,00%	16,23%
Energía Neta Sa Caseta Lluçmajor SLU	Palma di Maiorca	ES	9.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU	Madrid	ES	2.000.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Energía y Naturaleza SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago del Cile	CL	13.720.575,70	USD		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919,10	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	54,95%	38,53%
Energía de Aragón I SLU	Saragozza	ES	3.200.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energía de Graus SL	Barcelona	ES	1.298.160,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,75%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	97,00%	68,01%
Energías Especiales de Peña Armada SAU	Madrid	ES	963.300,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energías Especiales del Alto Ulla SAU	Madrid	ES	9.210.840,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Energías Limpias de Carmona SL	Siviglia	ES	7.000,00	EUR		Equity	Enviatos Promoción I SLU	6,25%	13,15%
							Enviatos Promoción II SLU	6,25%	
							Enviatos Promoción III SLU	6,25%	
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	MX	3.011.133.575,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,50%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50%	
Energie Electricque de Tahaddart SA	Tangeri	MA	306.160.000,00	MAD		Equity	Endesa Generación SAU	32,00%	22,44%
Energó Sonne Srl	Bucarest	RO	31.520,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
Energy Podium Private Company	Katerini Pieria	GR	4.001,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,02%	0,02%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	40.128.517,00	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Monaco	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	IE	10.589,00	EUR		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC UK II Limited	Londra	GB	21.000,00	GBP		Integrale	Enel X UK Limited	100,00%	100,00%
Enigma Green Power I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	US	1.500,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enviatos Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enviatos Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enviatos Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Enviatos Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Eojin Wind Power Co. Ltd	Seoul	KR	1.000.000,00	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.342,50	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,50%	35,41%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201.544,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	43,02%	100,00%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55,00%	38,56%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	-	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930,00	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708,40	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicos de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Epresa Energía SA	Cadice	ES	2.500.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Ermis 2 Energeiaki Private Company	Grevena	GR	1.002,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
E-Solar 2 Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Estonian Solar PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
European Energy Exchange AG	Lipsia	DE	40.050.000,00	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
EV Gravitational Energy Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.003,00	EUR		Equity	Enviatos Promoción I SLU	3,13%	6,58%
							Enviatos Promoción II SLU	3,13%	
							Enviatos Promoción III SLU	3,13%	
Evolution Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ewiva Srl	Milano	IT	1.000.000,00	EUR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Expedition Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	ES	3.505.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	70,00%	49,08%
Explotaciones Eólicas el Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	73,60%	51,61%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,00%	45,58%
Explotaciones Eólicas Sierra Costanera SA	Saragozza	ES	8.046.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Explotaciones Eólicas Sierra la Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Farrier Station Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fayette Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	2.362.045,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Field Day Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finocchiaro Solar Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	IL	100,00	ILS		Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		Equity	PayTipper SpA	100,00%	50,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Flat Rocks Girgarre Cohuna Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	120,00	AUD		AFS	Cohuna Solar Farm Trust	33,33%	100,00%
							Flat Rocks One Wind Farm Trust	33,33%	
							Girgarre Solar Farm Trust	33,33%	
Flat Rocks One Wind Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Flat Rocks One Wind Farm Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	100,00%	100,00%
Flat Top Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Flint Rock Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fontibón ZE SAS	Bogotá	CO	434.359.750,00	COP		Equity	Bogotá ZE SAS	100,00%	9,44%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fotovoltaica Yuncillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Fox Run Energy Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Franklinton Farm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcelona	ES	9.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	61,37%	43,03%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Corchitos II Solar SLU	Madrid	ES	22.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRWF Stage 1 (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Fundamental Recognized Systems SLU	Andorra	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Furatena Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ganado Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Ganado Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ganado Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma di Maiorca	ES	213.775.700,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	GT	16.262.000,00	GTQ	 	Integrale	Enel Colombia SA ESP	99,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	1,00%	
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	0,00%	
Generadora Solar Austral SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar El Puerto SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Girgarre Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		AFS	Enel Green Power Girgarre Trust	100,00%	100,00%
Glass Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Global Commodities Holdings Limited	Londra	GB	4.042.375,00	GBP		-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	CR	900.000,00	CRC		-	Enel Costa Rica CAM SA	10,00%	4,72%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gloucester Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
GNL Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.026.160,00	USD		Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	20,25%
Golden Terrace Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Goose Foot Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gooseneck Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	30.936.736,00	EUR		Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,28%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Gridspertise Iberia SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Gridspertise India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Gridspertise Latam SA	San Paolo	BR	2.010.000,00	BRL		Equity	Enel Brasil SA Gridspertise Srl	0,00% 100,00%	50,00%
Gridspertise Srl	Roma	IT	7.500.000,00	EUR		Equity	Enel Grids Srl	50,00%	50,00%
Gridspertise LLC	Dover	US	160.000,00	USD		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Grineo Gestión Circular SL	Ponferrada	ES	3.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	35,00%	24,54%
GRPP Holdings LLC	Andover	US	2,00	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
Guadarranque Solar 4 SLU	Siviglia	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Endesa Generación II SAU	100,00%	70,12%
Guayepo Solar SAS	Bogotá	CO	1.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Guir Wind Farm	Casablanca	MA	10.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	99,90%	99,90%
GulfStar Power LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	RO	1.145.400,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hamlet Mill Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hansborough Valley Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harmony Plains Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SLU	Barcelona	ES	126.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Hidroeléctrica de Oroul SL	Lugo	ES	1.608.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	30.890.736,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamiell SL	Barcelona	ES	78.120,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	75,00%	52,59%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	79,55%
HIF H2 SpA	Santiago del Cile	CL	6.303.000,00	USD		Equity	Enel Green Power Chile SA	50,00%	32,46%
High Chaparral Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	High Lonesome Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
High Noon Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Honey Stone Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Honeybee Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Crestview	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Horse Run Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hubject eRoaming Technology (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	12.668.015,70	CNY		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943,00	EUR		-	Enel X Way Srl	12,50%	12,50%
Hubject Inc.	Santa Monica	US	100.000,00	USD		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Ice Tudela SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,12%	3,59%
Idalia Park Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milano	IT	22.520.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
IFX Networks Argentina Srl	Buenos Aires	AR	2.260.551,00	ARS		-	IFX/Eni - SPC V Inc.	99,85%	19,50%
							Minority Stock Holding Corp.	0,15%	
							IFX Networks Panamá SA	48,43%	
IFX Networks Colombia SAS	Bogotá	CO	18.951.211.000,00	COP		-	IFX/Eni - SPC III Inc.	34,60%	19,50%
							Livister Latam SLU	16,97%	
							IFX Networks LLC	100,00%	
IFX Networks Ltd	Tortola	VG	50.001,00	USD		-	IFX Networks LLC	100,00%	19,50%
IFX Networks Panama SA	Panama City	PA	26.460,00	USD		-	IFX/Eni - SPC Panamá Inc.	79,37%	19,50%
							Livister Latam SLU	20,63%	
IFX/Eni - SPC III Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
IFX/Eni - SPC Panamá Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
IFX/Eni - SPC V Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
Iik Energía de Dzemul SA de Cv	Città del Messico	MX	6.204.259,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00%	
Ilary Energia Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Infinitesun Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	96,74%	100,00%
							Enel Green Power SpA	3,26%	
Infraestructura de Evacuación Peñaflo 220 KV SL	Madrid	ES	3.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	41,14%	28,85%
Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU	50,00%	70,12%
							Puerto Santa María Energía II SLU	50,00%	
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,80%	21,60%
Infraestructuras San Serván Set 400 SL	Madrid	ES	90.000,00	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	6,41%	13,48%
							Baylio Solar SLU	6,41%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,41%	
Ingwe Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE	Bilbao	ES	84.141,68	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Inspectores y Consultores Iberical SLU	Vizcaya	ES	3.100,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Instalaciones San Serván II 400 SL	Madrid	ES	11.026,00	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	7,94%	16,69%
							Baylio Solar SLU	7,94%	
							Furatena Solar 1 SLU	7,94%	
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Ipsomata DPGU Private Company	Heraklion, Creta	GR	5.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,02%	0,02%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Iris Bloom Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Belt Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Bull Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	16.474.475,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jackrabbit Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Jade Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	4.107.097,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Jaguito Solar 10 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo	IT	10.000,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Juniper Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	12.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khaba Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	18.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
King Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	MX	1.000.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Kokkinari DPGU Private Company	Heraklion, Creta	GR	15.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,01%	0,01%
Korea Line Corporation	Seoul	KR	122.132.520.000,00	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%
Koukos Energy Private Company	Atene	GR	4.003,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
Kromschroeder SA	Barcelona	ES	627.126,00	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SLU	29,26%	20,52%
Kutlwano Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Land Run Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Land Run Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lariat Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lasso Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Latamsolar Energías Renovables SAS	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun SAS	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Lathrop Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Layerx Security Ltd	Tel Aviv	IL	20.112,35	ILS		-	Finsec Lab Ltd	3,00%	0,90%
Lebanon Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Lerato Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I.)	Tripoli	LY	1.350.000,00	EUR		-	EnelPower Srl	0,33%	0,33%
Light Cirrus Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Salt Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Livister Chile SpA	Santiago del Chile	CL	11.843.107.407,00	CLP		-	Livister Latam SLU	100,00%	19,50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azionarie	% possesso Gruppo
Livister Latam SLU	Madrid	ES	2.442.066,00	EUR		-	Ufnet Latam SLU	100,00%	19,50%
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Panama City	PA	10.020,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Panamá CAM Srl	0,20% 99,80%	47,19%
Lone Pine Wind Inc.	Alberta	CA	-	CAD		-	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Alberta	CA	-	CAD		Equity	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	35,29%	24,74%
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Luz de Angra Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.304.790,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Caruaru Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.027.600,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Cataguases SA	Cataguases	BR	4.800.000,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60,00%	49,36%
Luz de Jaboatão Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.114.200,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	24.338.000,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Mansar Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Maple Canada Solutions Holdings Ltd	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Ltd	20,00%	20,00%
Maple Energy Solutions LP	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Holding Inc.	20,00%	20,00%
Maple Run Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
María Renovables SL	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,36%	31,80%
Marshoy Energy Advisory Services Private Limited	Mumbai	IN	313.709.000,00	INR		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	61.873.926,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	66,67% 33,33%	100,00%
Mason Jar Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
MC Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	ES	60.100,00	EUR		-	Tecnatom SA	50,00%	15,78%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Merit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	MX	181.728.901,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Mideit Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Energía Base Natural SLU	4,79%	25,36%
							Energía Eólica Ábrego SLU	7,98%	
							Energía Eólica Galerna SLU	9,31%	
							Energía Eólica Gregal SLU	9,31%	
Energía y Naturaleza SLU	4,79%								
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	3.346.993,04	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE	Saragozza	ES	1.202.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	ES	1.800.000,00	EUR		-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
MO Land Holdings 1358 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000,00	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	20,58%	14,43%
Montrose Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Moonbeam Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mooney Group SpA	Milano	IT	10.050.000,00	EUR		Equity	Enel X Srl	50,00%	50,00%
Mooney SpA	Milano	IT	87.833.331,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Mooney Servizi SpA	Milano	IT	8.549.999,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Morning Light Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mount Pleasant Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MPG Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mule Bit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MyCicero Srl	Senigallia	IT	1.142.857,00	EUR		Equity	Mooney Servizi SpA	30,00%	39,50%
							Plus Service Srl	70,00%	
Nabb Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000,00	MAD		Equity	Enel Green Power Morocco Sarl	50,00%	50,00%
Negocios y Telefonía NEDETEL SA	Guayaquil	EC	14.638.635,00	USD		-	Ufnet Latam SLU	71,33%	13,91%
Netra Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
New York Distributed Storage Projects LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10,00	ZMW		AFS	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North English Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northumberland Solar Project I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Novolito Recuperación de Baterías SL	Ponferrada	ES	180.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45,00%	31,55%
Nuclenor SA	Burgos	ES	102.000.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	50,00%	35,06%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.028,73	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
NYC Storage (353 Chester) SPE LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se Sro	Kalná Nad Hronom	SK	33.193,92	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olathe Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisbona	PT	2.610.000,00	EUR		-	Endesa Generación Portugal SA	5,00%	3,51%
Open Range Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Operadora Distrital de Transporte SAS	Bogotá	CO	12.500.000.000,00	COP		Equity	Enel Colombia SA ESP	20,00%	9,44%
Oravita Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	10,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ossining Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE in liquidazione	Alcañiz	ES	6.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Painted Rose Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Lugo	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	MX	2.589.177.005,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 99,50%	100,00%
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	1.706.287.200,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 99,50%	100,00%
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	2.728.499.160,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 99,50%	100,00%
Parque Eólico A Capelada SLU	La Coruña	ES	5.857.704,33	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Eólico Belmonte SA	Madrid	ES	120.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,17%	35,18%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Città del Messico	MX	50.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00% 100,00%	25,50%
Parque Eólico Carretera de Arigana SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.603.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	ES	3.606.072,60	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,00%	52,59%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	ES	552.920,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82,00%	57,50%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU Parque Eólico de Santa Lucía SA	65,67% 1,00%	46,51%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,50%	52,94%
Parque Eólico Muniesa SLU	Madrid	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364,00	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	58,00%	40,67%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	AR	500.000,00	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina SA Energía y Servicios South America SpA	95,00% 5,00%	82,27%
Parque Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	MX	306.024.631,13	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.173,50	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA Enel Green Power SpA	60,91% 39,09%	78,64%
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidazione	Brindisi	IT	2.065.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
PayTipper Network Srl	Cascina	IT	40.000,00	EUR		Equity	PayTipper SpA	100,00%	50,00%
PayTipper SpA	Milano	IT	3.000.000,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
PDP Technologies Ltd	Kfar Saba	IL	1.129.252,00	ILS		-	Enel Grids Srl	4,75%	4,75%
Pearl Star Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Pebble Stream Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pegop – Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SAU	0,02% 49,98%	35,06%
PH Chucás SA	San José	CR	100.000,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	65,00%	30,67%
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA Globyte SA	33,44% 66,54%	18,92%
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA Globyte SA	34,32% 65,66%	19,29%
Piebald Hill Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pike Den Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pilesgrove Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	51,00%
Pincher Creek Management Inc.	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51,00%	51,00%
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Playa Flat Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Plus Service Srl	Senigallia	IT	450.000,00	EUR		Equity	Mooney Servizi SpA	70,00%	35,00%
Point Bar Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Polka Dot Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Potoc Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Russi	IT	100.000,00	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Russi	IT	100.000,00	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Russi	IT	4.000.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	US	-	USD		Equity	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	10,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.444,64	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Productive Solar Systems SLU	Andorra	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Productora de Energías SA	Barcelona	ES	60.101,22	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Productora Eléctrica Urgellenca SA	Lérida	ES	8.400.000,00	EUR		-	Endesa SA	8,43%	5,91%
Progreso Solar 20 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Promociones Energéticas del Bierzo SLU	Madrid	ES	12.020,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Promotores Mudéjar 400 kV SL	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	24,75%	26,08%
							Renovables La Pedrera SLU	6,75%	
							Renovables Mediavilla SLU	5,69%	
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	MX	89.708.835,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Prowind Windfarm Bogdanesti Srl	Bucarest	RO	150.607.100,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Deleni Srl	Bucarest	RO	235.467.700,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Ivesti Srl	Bucarest	RO	756.674.700,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Viisoara Srl	Bucarest	RO	178.286.300,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	99,98%
							Energía y Servicios South America SpA	0,10%	
PSG Energy Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.740,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	52,70%	52,70%
Pumpkin Vine Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Niterói	BR	13.766.118,96	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Queens Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Quorn Park Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Raleigh Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ranchland Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RC Wind Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	0,50%	0,50%
RE Arroyo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Reaktortest Sro	Trnava	SK	66.389,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Rebuilding Agente Rehabilitador SL	Madrid	ES	250.000,00	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	50,00%	35,06%
Red Cap Impofu (Pty) Ltd	Sandton	ZA	35.059,07	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Red Cap Impofu East (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	35.059.068,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Red Cap Impofu West (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Red Cardinal Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama City	PA	2.700.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Stag Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Yucca Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	HN	82.395.000,00	HNL		-	Livister Latam SLU	95,00%	18,53%
Regal Rising Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Ren Wave Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Renovables Brovales 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	6,24%	44,98%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	6,24%	
							Emintegral Cycle SLU	16,99%	
							Enel Green Power España SLU	22,20%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,24%	
Seguidores Solares Planta 2 SLU	6,24%								
Renovables Brovales Segura de León 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000,00	EUR		Equity	Emintegral Cycle SLU	33,02%	44,91%
							Enel Green Power España SLU	31,03%	
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	0,00%	
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	27,86%	30,84%
							Stonewood Desarrollos SLU	16,12%	
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Reservoir Falls Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rhinestone Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ribina Renovables 400 SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	39,24%	27,51%
River Mill Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
River Point Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	51,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Riverview Management Inc.	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51,00%	51,00%
Riverview Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	US	1,00	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Prairie Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1,00	USD		Equity	Enel Kansas LLC	10,00%	10,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Holdings LLC	100,00%	10,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rosy Range Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	RU	18.000.000,00	RUB		Equity	Enel SpA	49,50%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	RU	4.600.000,00	RUB		Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000,00	PLN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Saburoy SA	Montevideo	UY	100.000,00	UYU		-	IFX Networks LLC	100,00%	19,50%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000,00	ARS		Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	29,66%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Salt Springs Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	ES	462.185,98	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,75%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Sanosari Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA in liquidazione	Siviglia	ES	207.340,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Savanna Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Se Služby Inžinierskych Stavieb Sro	Kalná Nad Hronom	SK	200.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seaway Landing Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seccionadora Almodóvar Renovables SL	Malaga	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	37,50%	26,29%
Seguidores Solares Planta 2 SLU	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Set Carmona 400 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	16,00%	11,22%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	27,50%	27,50%
Seven Cowboy PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shark Power 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 7 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 8 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power SLU	Madrid	ES	143.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Shepherd Pass Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azionarie	% possesso Gruppo
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	340.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Sicilyh Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697.820,00	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Silt Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Silverware Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	ES	2.007.750,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	96,00%	67,31%
Skyview Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
SL Energy SAC	Lima	PE	1.000,00	PEN		AFS	Enel Green Power Perú SAC Enel Perú SAC	99,90% 0,10%	82,27%
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	NL	25.010.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby Sro	Bratislava	SK	4.505.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.724,66	EUR	  	Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika Sro	Moravská Ostrava	CZ	295.819,00	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo I LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo I LLC	100,00%	100,00%
Snowy Knoll Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	US	-	USD		Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032,25	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago del Cile	CL	5.738.046.495,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	57,50%	37,33%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	ES	4.507.590,78	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	64,75%	45,40%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048,42	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	ES	86.063,20	EUR		-	Endesa Generación SAU	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá	CO	89.714.600,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel X Colombia SAS ESP	94,94% 5,05%	47,17%
Società Elettrica Trigno Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	6.246,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	39,90%	27,98%
Solas Electricity Srl	Bucarest	RO	17.740.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	TR	50.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Sonak Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sone Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,00%	25,24%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
South Sky Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
South Wind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Southern Star Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Southwestern Rays Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Square Dance Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sreeja Infrastructure Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Stable Brook Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Star Catcher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Star Energy Single Member PC	Maroussi	GR	63.010,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Station Tales Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	90.000.000,00	INR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	MX	1.811.016.347,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55,21% 44,79%	99,99%
Stockyard Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stone Belt Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stonewood Desarrollos SLU	Madrid	ES	4.053.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Storey Plains Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stormy Hills Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Strinestown Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suave Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	1.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,10% 99,90%	100,00%
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suggestion Power Unipessoal Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,12%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcelona	ES	2.800.000,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	60,00%	42,07%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun Challenge Srl	Bucarest	RO	200,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Sun River LLC	Bend	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sun Rock Solar Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Sun Up Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sun4 Koryta Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750,00	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80,00%	80,00%
Sun4 Torzym Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750,00	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80,00%	80,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sunflower Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Swather Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
TAE Technologies Inc.	Pauling	US	53.207.936,00	USD		-	Enel Produzione SpA	1,02%	1,02%
Tasseling Jewel Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Teal Canoe Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tecnatom do Brasil Engenharia e Serviços Ltda	Rio de Janeiro	BR	1.600.000,00	BRL		Equity	Tecnatom SA	90,00%	28,40%
Tecnatom France SAS	Saint Loup de Varennes	FR	1.888.870,38	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom México SA de Cv	Veracruz	MX	6.000.000,00	MXN		Equity	Inspectores y Consultores Iberical SLU Tecnatom SA	0,17% 99,83%	31,56%
Tecnatom Servicios Técnicos y Consultoría SLU	Sebastián de los Reyes	ES	3.000,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom UK Ltd	Londra	GB	1,00	GBP		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom USA Corporation	Wilmington	US	3.000,00	USD		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom SA	Madrid	ES	4.025.700,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45,00%	31,56%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	75,00%	35,38%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	43,75%	30,68%
Tenedora de Energia Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	MX	2.892.643.576,00	MXN		Equity	Enel Green Power SpA	32,90%	32,90%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Termica Colleferro SpA	Bologna	IT	6.100.000,00	EUR		Equity	Cogenio Srl	60,00%	12,00%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298,00	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	5,60%	3,03%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307,00	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	6,23%	3,37%
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU Dehesa de los Guadalupe Solar SLU Seguidores Solares Planta 2 SLU	11,66% 8,83% 9,08%	20,73%
Texas Sage Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	1.127840,00	INR		Equity	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	51,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tico Solar 1 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tieton Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.887,96	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Toplet Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Topwind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	8,28%	5,81%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trading Post Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trail Ride Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transformadora Almodóvar Renovables SL	Siviglia	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	60,53%	42,44%
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	GT	233.561.800,00	GTQ		AFS	Enel Colombia SA ESP	100,00%	
							Enel Guatemala SA	0,00%	47,18%
							Generadora Montecristo SA	0,00%	
Transportadora de Energía SA - TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0,00%	
							Enel Brasil SA	60,15%	82,27%
							Enel CIEN SA	39,85%	
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidazione	Girona	ES	72.121,45	EUR		Integrale	Edistribución Redes Digitales SLU	73,33%	51,42%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	17,73%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	17,77%	24,89%

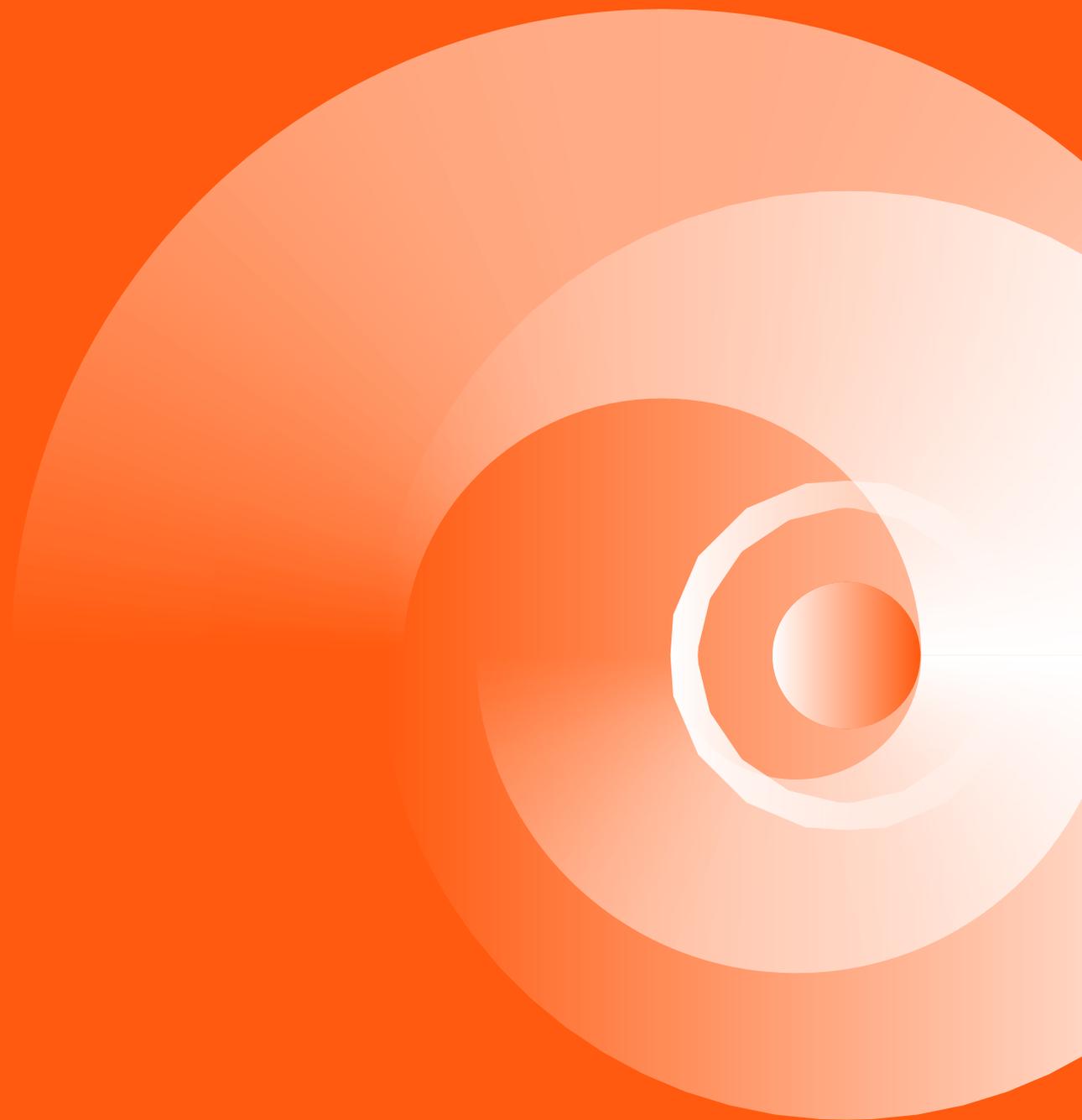
Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tumbleweed Flat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	96.300.000,00	INR		Integrale	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
TWE ROT DA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
Ufnet Argentina SA	Buenos Aires	AR	9.745.583,00	ARS		-	Ufnet Latam SLU	99,95%	19,50%
							Ufnet Panamá SA	0,05%	
Ufnet Brasil Participações Ltda	Santo André	BR	120.784.639,00	BRL		-	Ufnet Guatemala SA	0,00%	19,50%
							Ufnet Latam SLU	100,00%	
Ufnet Brasil SA	Barueri	BR	70.184.811,00	BRL		-	Ufnet Brasil Participações Ltda	81,16%	15,83%
Ufnet Chile SpA	Santiago del Cile	CL	233.750.000,00	CLP		-	Ufnet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufnet Colombia SA	Bogotá	CO	1.180.000.000,00	COP		-	Ufnet Guatemala SA	0,00%	17,55%
							Ufnet Honduras SA	0,00%	
							Ufnet Latam SLU	90,00%	
							Ufnet Panamá SA	0,00%	
Ufnet Costa Rica SA	San José	CR	25.000,00	USD		-	Ufnet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufnet El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	10.000,00	USD		-	Ufnet Guatemala SA	0,01%	19,50%
							Ufnet Latam SLU	99,99%	
Ufnet FTTH Guatemala Ltda	Città del Guatemala	GT	7.007.000,00	GTQ		-	Ufnet Latam SLU	51,00%	9,94%
Ufnet Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	3.000.000,00	GTQ		-	Ufnet Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufnet Panamá SA	0,01%	
Ufnet Honduras SA	Tegucigalpa	HN	194.520,00	HNL		-	Ufnet Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufnet Panamá SA	0,01%	
Ufnet Latam SLU	Madrid	ES	15.906.312,00	EUR		-	Zacapa Sàrl	100,00%	19,50%
Ufnet México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	7.635.430,00	MXN		-	Ufnet Guatemala SA	1,31%	19,50%
							Ufnet Latam SLU	98,69%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ufnet Nicaragua SA	Managua	NI	2.800.000,00	NIO		-	Ufnet Guatemala SA	0,50%	19,50%
							Ufnet Latam SLU	99,00%	
							Ufnet Panamá SA	0,50%	
Ufnet Panamá SA	Panama City	PA	1.275.000,00	USD		-	Ufnet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufnet Paraguay SA	Asunción	PY	79.488.240.000,00	PYG		-	Ufnet Latam SLU	75,00%	14,63%
Ufnet Perú SAC	Lima	PE	2.836.474,00	PEN		-	Ufnet Latam SLU	100,00%	19,50%
							Ufnet Panamá SA	0,00%	
Ufnet US LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		-	Ufnet Latam SLU	100,00%	19,50%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.520,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.653.327,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.748.697,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.805.024,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda	Rio de Janeiro	BR	135.653.327,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda	Rio de Janeiro	BR	653,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
USME ZE SAS	Bogotá	CO	739.653.977,00	COP		Equity	Bogotá ZE SAS	100,00%	9,44%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000,00	CZK		-	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	TR	3.500.000,00	TRY		AFS	Enel SpA	100,00%	100,00%
Velvet Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	7.315.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.572.010,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Mário Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.492.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Città del Messico	MX	1.455.854.094,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	205.316.027,15	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67,00%	46,98%
Viva Labs AS	Oslo	NO	1.200.000,00	NOK		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Wagon Train Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Walking Horse Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Waseca	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Waypost Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Wespire Inc.	Boston	US	1.625.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Western New York Wind Corporation	Albany	US	300,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Western Trails Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	White Cloud Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
White Peaks Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitetail Trails Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	US	99,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100,00%	100,00%
Whittle's Ferry Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Ox Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Run LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Wild Six Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wilderness Range Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildflower Flats Battery Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildflower Flats Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Energy Green Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatalis - Prinas Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Windbreaker Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
WKN Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
X-bus Italia Srl	Milano	IT	15.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000,00	ARS		Equity	Enel Américas SA	33,33%	27,42%
Yedesa Cogeneración SA in liquidazione	Almeria	ES	234.394,72	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Yellow Rose Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Yorktown Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Zacapa HoldCo Sàrl	Lussemburgo	LU	7618.081.249,00	EUR		-	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa LLC	Wilmington	US	100,00	USD		-	Zacapa Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa Sàrl	Lussemburgo	LU	82.866.475,04	USD		-	Zacapa HoldCo Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa Topco Sàrl	Lussemburgo	LU	29.970.000,00	EUR		-	Enel X International Srl	19,50%	19,50%
Zephir 3 Constanta Srl	Bucarest	RO	1.031.260,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%



Concept design e realizzazione

Gpt Group

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.com](https://www.enel.com)