

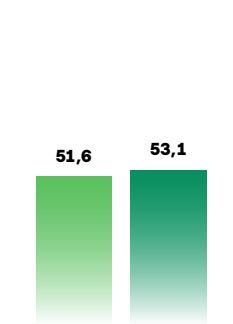
La performance di Enel nella lotta al cambiamento climatico

3-3 | 305-1 | 305-2 | 305-3 | 305-4 | 305-6 | TCFD: Metrics & Targets

La nostra carbon footprint

● 2021 ● 2022

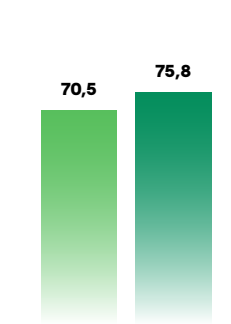
Totale emissioni **dirette**
GHG Scope 1
(MtCO_{2eq})



Totale emissioni **indirette**
GHG Scope 2
(MtCO_{2eq})







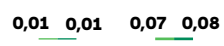


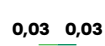
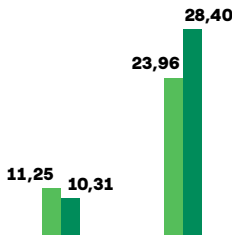

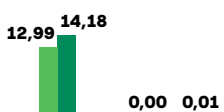


Totale emissioni **indirette**
GHG Scope 3
(MtCO_{2eq})



Totale emissioni **GHG**
(MtCO_{2eq})



Catena del valore	Generazione	Trading	Distribuzione	Clienti finali	Altri
Linee di Business Globali					Real Estate e altri
GHG Scope 1 emissioni dirette (MtCO _{2eq})	<p>1 ● ● 2 ● ●</p> <p>Produzione da fonte termoelettrica Altre</p> 		<p>3 ● ● 4 ● ●</p> <p>Perdite di SF₆ nella distribuzione Motori ausiliari nella distribuzione</p> 		<p>5 ● ● 6 ● ●</p> <p>Uffici Flotta aziendale</p> 
GHG Scope 2 emissioni indirette (MtCO _{2eq}) (location based)	<p>7 ● ●</p> <p>Acquisto di elettricità dalla rete</p> 		<p>7 ● ● 8 ● ●</p> <p>Acquisto di elettricità dalla rete Perdite tecniche dalla rete</p> 		<p>7 ● ●</p> <p>Acquisto di elettricità dalla rete (uffici)</p> 
GHG SCOPE 3 emissioni indirette (MtCO _{2eq})		<p>9 ● ● 10 ● ●</p> <p>Combustibili (Upstream) Acquisto di elettricità per vendita</p> 		<p>11 ● ●</p> <p>Vendita di gas</p> 	<p>12 ● ● 13 ● ●</p> <p>Catena di fornitura Trasporto di altre materie prime e rifiuti</p> 

Fonte	Descrizione	2021 MtCO _{2eq}	2022 MtCO _{2eq}
1 ●● Produzione da fonte termoelettrica	Combustione dei combustibili fossili nelle attività di generazione (impianti termoelettrici a carbone, CCGT e Olio&Gas e biomassa) ⁽¹⁾ . Include:		
	• Emissioni CO ₂	50,56	51,93
	• Emissioni CH ₄ (GWP=28) e N ₂ O (GWP=265)	0,16	0,18
2 ● Altre	Emissioni CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O dall'utilizzo di combustibili fossili nei motori ausiliari negli impianti nucleari e rinnovabili	0,03	0,02
	Perdite NF ₃ (GWP=16.100) nell'attività di produzione di pannelli solari ⁽²⁾	0,00	0,00
	Perdite SF ₆ (GWP=23.500) nei sistemi isolanti degli impianti di produzione di energia	0,03	0,04
	Utilizzo di gas refrigeranti Fgas e ODS negli impianti termoelettrici e idroelettrici	0,01	0,01
	Fughe CH ₄ negli impianti termoelettrici a gas ⁽³⁾	0,00	0,01
	Emissioni biogeniche CH ₄ da bacini idroelettrici	0,32	0,32
	Emissioni CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O dal trasporto di combustibili (LNG e carbone) su navi sotto il proprio controllo operativo	0,06	0,15
3 ● Perdite SF ₆ nella distribuzione	Perdite SF ₆ (GWP=23.500) nei sistemi isolanti per l'attività di distribuzione di energia	0,11	0,11
4 ● Motori ausiliari nella distribuzione	Emissioni CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O dell'utilizzo di combustibili fossili nei motori ausiliari negli asset di distribuzione	0,21	0,22
5 ● Uffici	Emissioni CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O della combustione di gasolio e metano per i sistemi di riscaldamento e mense negli uffici, includendo tutti gli immobili di tutte le Linee di Business e gli uffici del Gruppo	0,01	0,01
6 ● Flotta aziendale	Emissioni CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O della combustione di gasolio e benzina nei veicoli della flotta aziendale	0,07	0,08
7 ● Acquisto di elettricità dalla rete per consumo ⁽⁴⁾	Emissioni GHG dal consumo di elettricità acquistata dalla rete (location based)		
	• Negli impianti di produzione di energia (includendo 3SUN Factory, miniere e terminali portuali)	0,63	0,57
	• Nelle cabine di distribuzione di energia	0,14	0,16
	• Usi civili nelle sedi (computer, luci, riscaldamento) e negli uffici commerciali (Mercato ed Enel X)	0,03	0,03
8 ● Perdite tecniche della rete	Emissioni GHG dalla dissipazione di energia per perdite della rete di distribuzione sotto il controllo operativo di Enel (location based)	2,97	3,26
9 ● Combustibili Upstream (Categoria 3) ⁽⁵⁾	Emissioni CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O dall'estrazione e trasporto dei combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche:		
	• Carbone	1,24	1,88
	• Gas	10,01	8,42
	• Gasolio e fuel oil	0,01	0,01
10 ● Acquisto di elettricità per vendita (Categoria 3) ⁽⁵⁾	Emissioni per la produzione dell'elettricità acquistata e venduta ai clienti finali (mercato retail, rispettivamente nel 2022 e 2021)	23,96	28,40
11 ● Vendita di gas (Categoria 11) ⁽⁵⁾	Emissioni dall'utilizzo del gas venduto da parte dei clienti finali (mercato retail)	22,25	22,90
12 ● Catena di fornitura ^{(6) (7)}	Emissioni GHG dalla catena di fornitura, relative alla produzione di beni e servizi acquistati ai fornitori	12,99	14,18
13 ● Trasporto di altre materie prime e rifiuti (Categoria 4) ^{(6) (8)}	Emissioni GHG dal trasporto di altri combustibili, materie prime e rifiuti su ruote	0,00	0,01

● Fonte GHG considerata nell'obiettivo SBTi sull'intensità delle emissioni di GHG Scope 1 relative alla produzione di energia.

●● Fonte GHG considerata nell'obiettivo SBTi sull'intensità delle emissioni di GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power.

●●● Fonte GHG considerata nell'obiettivo SBTi sulle emissioni assolute di GHG Scope 3 relative al Gas Retail.

●●●● Fonte GHG considerata nell'obiettivo SBTi sulle emissioni assolute addizionali di GHG Scope 1, 2 e 3.

●●●●● Fonte GHG esclusa dagli obiettivi SBTi.

(1) Seguendo le indicazioni del GHG protocol, le emissioni di CO₂ della biomassa, che sono state pari a 114.838 tCO₂ nel 2022 (125.878 tCO₂ nel 2021), non sono state incluse poiché non rientrano nello Scope 1, mentre le emissioni CH₄ e N₂O sono state considerate.

(2) Le perdite di NF₃ sono pari a 14 tCO_{2eq} nel 2021 e 4 tCO_{2eq} nel 2022.

(3) Le fughe CH₄ negli impianti termoelettrici a gas sono pari a 3.255 tCO_{2eq} nel 2021 e pari a 6.754 tCO_{2eq} nel 2022.

(4) Dato 2021 rideterminato a seguito dell'introduzione di un nuovo metodo per il calcolo delle emissioni GHG relative ai sistemi di pompaggio.

(5) Categorie dello Scope 3 secondo il GHG Protocol.

(6) Dato 2021 rideterminato a seguito dell'implementazione di una nuova metodologia più precisa per il calcolo delle emissioni indirette legate ai lavori svolti nell'attività di distribuzione di energia.

(7) Il 29% delle emissioni 2022 concorre all'obiettivo sulle emissioni assolute addizionali di GHG Scope 1, 2 e 3 al 2030 e il 43% al 2040 (queste percentuali non possono essere sommate).

(8) Le emissioni GHG da trasporto di altri combustibili, materie prime e rifiuti su ruote sono pari a 4.032 tCO_{2eq} nel 2021 e pari a 9.842 tCO_{2eq} nel 2022.

Il calcolo delle emissioni Scope 1, 2 e 3 copre tutti i gas serra (CO_2 , CH_4 , N_2O , HFCs, PFCs, SF_6 , NF_3), a seconda della tipologia di fonte emissiva.

Nel 2022, l'impronta di carbonio (carbon footprint) di Enel è stata pari a 132,9 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$ (in incremento rispetto al 2021 del 6%), così suddivisa:

- **Scope 1:** 53,1 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$, che rappresenta il 40% del totale delle emissioni GHG (il 98,2% di queste emissioni di CO_2 , CH_4 e N_2O sono prodotte dalla combustione dei combustibili fossili negli impianti termoelettrici per la produzione di elettricità). Nonostante l'impatto positivo della vendita degli impianti a gas in Russia e la chiusura degli impianti a carbone in Cile, si è verificato un incremento nelle emissioni dirette del 3% rispetto al 2021, dovuto a un aumento della produzione di elettricità a carbone in Europa di circa 7 TWh (incremento del 61,5% rispetto al 2021) a seguito dell'attuale contesto geopolitico e dei diversi fattori meteorologici, tra i quali una riduzione nella disponibilità del gas e un aumento della siccità che ha limitato la produzione idroelettrica in Europa (7 TWh in meno rispetto al 2021 con una riduzione del 31%). La percentuale delle emissioni relative all'EU-ETS è pari al 66,8% del totale Scope 1 (rispetto al 61,5% nel 2021) e la percentuale delle emissioni relative al sistema fiscale verde (Sistema de Impuestos Verdes) in Cile è pari al 9,0%.
- **Scope 2:** 4,0 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$, che rappresenta il 3% del totale delle emissioni GHG. Nonostante la riduzione del 6% delle emissioni indirette relative al prelievo di elettricità dalla rete rispetto al 2021 dovuta a una riduzione del consumo energetico di circa il 9% nel 2022 (da 3,6 TWh a 3,2 TWh), si è verificato un incremento del 7% delle emissioni totali Scope 2 rispetto al 2021, dovuto al peggioramento dei fattori emissivi dei sistemi elettrici in alcuni Paesi in cui

Enel distribuisce energia, tra cui Italia, Romania, Cile e Brasile, con un impatto negativo sulle emissioni indirette legate alle perdite tecniche di rete, che hanno un peso dell'81% nello Scope 2.

- **Scope 3:** 75,8 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$, che rappresenta il 57% del totale delle emissioni GHG. Si è verificato un incremento dell'8% rispetto al 2021 a seguito dell':
 - incremento del 9% nelle emissioni indirette dei fornitori (da 13,0 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$ a 14,2 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$), dovuto a un incremento del 19% dei volumi (misurati in euro) di prodotti, servizi e lavori ordinati, nonostante il rapporto tra emissioni di gas serra e volumi ordinati sia migliorato dell'8% grazie all'approccio di circolarità negli approvvigionamenti (da 968 $\text{tCO}_{2\text{eq}}/\text{€}$ a 889 $\text{tCO}_{2\text{eq}}/\text{€}$).
 - incremento del 19% nelle emissioni indirette dall'acquisto di energia per vendita al cliente finale (da 24,0 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$ a 28,4 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$), principalmente dovuto al peggioramento dei fattori emissivi dei sistemi elettrici in cui Enel acquista elettricità nel mercato all'ingrosso;
 - incremento del 52% delle emissioni indirette derivanti dal processo di estrazione e trasporto di carbone per gli impianti termoelettrici (da 1,2 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$ a 1,9 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$), dovuto al contesto geopolitico e al periodo di siccità verificatisi in Europa. Nonostante ciò, le emissioni indirette relative al processo di estrazione e trasporto di gas per gli impianti termoelettrici e per i clienti finali si è ridotto del 16% nel 2022 rispetto all'anno precedente (da 10,0 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$ a 8,4 $\text{MtCO}_{2\text{eq}}$).

Le emissioni di CO_2 da combustione di biomasse, non incluse nello Scope 1, sono state pari a 114.838 tCO_2 nel 2022, in diminuzione del 9% rispetto al 2021.

Nel 2022 l'andamento delle metriche di intensità rispetto al 2021 è stato il seguente:

Metrica di intensità	2021 (gCO _{2eq} /kWh)	2022 (gCO _{2eq} /kWh)	Var. %	
Intensità delle emissioni di CO ₂ relative alla produzione di energia	222	225	1,4%	<p>Metrica considerata ai fini del programma di incentivi di lungo periodo 2020-2022. Considera le emissioni di CO₂ relative alla produzione di energia, escludendo altri gas serra.</p> <p>L'obiettivo fissato nel 2022 di 220 gCO₂/kWh non è stato raggiunto a causa dei seguenti fattori esogeni legati al contesto geopolitico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • mancata autorizzazione per la chiusura dell'impianto a carbone As Pontes (Spagna), richiesta nel 2019 per il 2021; • ritardo di tre mesi nell'autorizzazione della chiusura dell'impianto a carbone Bocamina (Cile). <p>La sterilizzazione di questi effetti esogeni porta a un risultato pari a 220 gCO₂/kWh.</p>
Intensità delle emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia	225	229	1,8%	<p>Metrica considerata nei Sustainability-Linked Financing Framework. Considera le emissioni Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (compreso il calore), includendo CO₂, CH₄ e N₂O ed escludendo la produzione di energia a pompaggio.</p> <p>L'incremento rispetto al 2021 è principalmente dovuto a una maggiore produzione a carbone in Europa a seguito del periodo di siccità (in particolare in Italia) e al contesto geopolitico.</p>
Intensità delle emissioni GHG Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power	203	218	7,4%	<p>Metrica considerata nei Sustainability-Linked Financing Framework. È calcolata come la combinazione delle emissioni GHG dirette di Gruppo (Scope 1, incluse CO₂, CH₄ e N₂O) derivanti dalla produzione di energia elettrica e delle emissioni GHG indirette di Gruppo (Scope 3) derivanti dalla generazione di energia elettrica acquistata e venduta ai clienti finali, suddivisa per la produzione di energia (compreso il calore ed esclusa la produzione a pompaggio) e l'acquisto di elettricità.</p> <p>L'incremento rispetto al 2021, oltre ai fattori esogeni già indicati nelle metriche precedenti sulle emissioni dirette, è anche dovuto a un incremento delle emissioni indirette relative all'acquisto di energia provocato da un peggioramento dei fattori emissivi dei sistemi elettrici in cui Enel vende elettricità al cliente finale.</p>
Intensità delle emissioni GHG Scope 1	229	233	1,7%	<p>La metrica considera il 100% delle emissioni dirette (Scope 1), includendo quelle relative alla produzione di energia (e altre emissioni negli impianti), distribuzione di energia, la flotta di veicoli e gli edifici, rispetto a tutta la produzione di energia (tranne la produzione a pompaggio).</p> <p>L'incremento è dovuto ai fattori esogeni sopra descritti.</p>

Le dichiarazioni di inventario GHG sono state oggetto di verifica da parte di DNV GL, uno dei principali enti di certificazione a livello mondiale, con un livello di garanzia ragionevole per le emissioni Scope 1, Scope 2 e Scope 3, limitatamente all'attività di vendita di gas naturale, e con un livello di garanzia limitato per le altre emissioni Scope 3 incluse nel campo di applicazione dell'inventario. La verifica è stata svolta secondo lo standard ISO 4064-3 di conformità degli inventari di gas a effetto serra (GHG) al WBCSD/

WRI Corporate Accounting and Reporting Standard (GHG Protocol). Inoltre, il calcolo di tutte le emissioni Scope 1, 2 e 3 è anche sottoposto ad attività di reasonable assurance dalla società indipendente KPMG SpA.

Per maggiori dettagli sulla carbon footprint di Enel si rimanda all'"Inventario GHG 2022" (accessibile tramite il seguente link: <https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/ghg-inventario-2022.pdf>).

Le metriche finanziarie, operative e ambientali

Si riportano di seguito le principali metriche e gli obiettivi di natura finanziaria relativi a rischi e opportunità legati al

cambiamento climatico, nonché le metriche operative lungo l'intera catena del valore e quelle ambientali.

Metriche finanziarie

	UM	2022	2021	2022-2021	%
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologie low carbon ⁽¹⁾	miliardi di euro	13,9	17,3	3,4	-19,6
	% su tot EBITDA	70,6	90,1	-19	-
Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon ⁽²⁾	miliardi di euro	13,3	12,3	1,05	8,5
	% su tot Capex	92,1	93,9	-1,8	-
Ricavi da impianti a carbone ⁽³⁾	miliardi di euro	6,5	1,9	4,6	-
	% su tot Ricavi	4,6	2,2	2,4	-
Ricavi da generazione termica ⁽³⁾	miliardi di euro	24,1	12,9	11,2	86,8
	% su tot Ricavi	17,2	15,1	2,1	-
Ricavi da impianti nucleari ⁽³⁾	miliardi di euro	1,6	1,4	0,2	14,3
	% su tot Ricavi	1,1	1,6	-0,5	-
Rapporto di indebitamento con criteri di sostenibilità	%	63	55	8	-
Prezzo di riferimento della CO ₂	€/t	78,2	53,2	24,9	46,8

(1) Il valore del 2021 è stato rideterminato per recepire la variazione del margine gas dovuta a una modifica del modello di controllo.

(2) Il valore del 2021 è stato rideterminato per recepire l'inclusione di Retail Latam in Enel Grids (I&N).

(3) I dati relativi all'esercizio 2021 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 quarto trimestre 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".

Nel 2022 l'EBITDA ordinario di Enel associato a tecnologie, servizi e soluzioni a basse emissioni di carbonio è pari a 13,9 miliardi di euro, in diminuzione del 19,6% rispetto al 2021. I Capex dedicati a tecnologie, servizi e soluzioni a basse emissioni di carbonio sono in crescita rispetto al 2021, raggiungendo i 13,3 miliardi di euro, pari al 92,1% dei Capex totali.

L'incidenza percentuale dei ricavi da impianti a carbone registra un aumento, riconducibile principalmente alla necessità di compensare una scarsa idraulicità, in Italia e Spagna, dovuta alle avverse condizioni atmosferiche che hanno penalizzato fortemente la produzione idroelettrica nel 2022. In particolare, nel 2022 i ricavi relativi agli impianti a carbone corrispondono al 4,6% del totale di ricavi del Gruppo.

La strategia di Enel indirizzata a promuovere un modello di finanza sostenibile ha contribuito a raggiungere il 63% del debito legato a obiettivi di sostenibilità.

Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, il Gruppo ritiene il cambiamento climatico come un elemento implicito nell'applicazione delle metodologie e dei modelli utilizzati per effettuare stime nella valutazione e/o misurazione di alcune voci contabili. Inoltre, il Gruppo ha anche tenuto conto degli impatti del cambiamento climatico nei giudizi significativi fatti dal management. A tale riguardo, le principali voci incluse nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2022 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie, alle obbligazioni connesse alla transizione energetica, incluse quelle per lo smantellamento e il ripristino dei siti di alcuni impianti di generazione. Per ulteriori dettagli si rinvia alla sezione 5. Informativa relativa al cambiamento climatico del [Bilancio Consolidato 2022](#).

Metriche operative

302-1 | EU1 | EU2 | EU3 | EU11 | EU30

Segmento della catena del valore dell'elettricità	UM	2022	2021	2022-2021	%
Potenza efficiente installata netta⁽¹⁾	GW	84,6	87,1		
- di cui rinnovabili	%	63,3	57,5		-
- di cui termoelettrica	%	32,8	38,7		-
- di cui nucleare	%	3,9	3,8		-
Produzione netta⁽²⁾	TWh	227,8	207,1		
- di cui rinnovabili	%	49,4	48,9		-
- di cui termoelettrica	%	39,0	39,6		-
- di cui nucleare	%	11,6	11,5		-
Ulteriori indicatori					
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽³⁾	%	42,8	42,9	-0,1	
Totale consumi diretti di combustibile	Mtep	26,5	26,3	0,2	0,8
Digitalizzazione					
Utenti finali con smart meter attivi ⁽⁴⁾	n.	45.824.963	44.968.974	855.989	1,9
Smart meter (copertura)	%	63	60	3,0	-
Elettrificazione, efficienza energetica e digitalizzazione					
Punti di ricarica pubblici di proprietà per la mobilità elettrica ⁽⁵⁾	.000	22,6	18,1	4,5	24,9
Bus elettrici	.000	5,3	3,0	2,3	76,7
Illuminazione pubblica intelligente	milioni	3,0	2,8	0,2	7,1
Nuovi servizi					
Capacità di demand response	MW	9.004	7.713	1.291	16,7
Capacità di storage	MW	760	375	385	-



Generazione



Distribuzione



Retail

(1) Non include la capacità gestita, pari a 4,9 GW nel 2022 e 3,3 GW nel 2021.

(2) Non include la produzione da capacità gestita, pari a 11,3 TWh nel 2022 e 9,6 TWh nel 2021.

(3) Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.

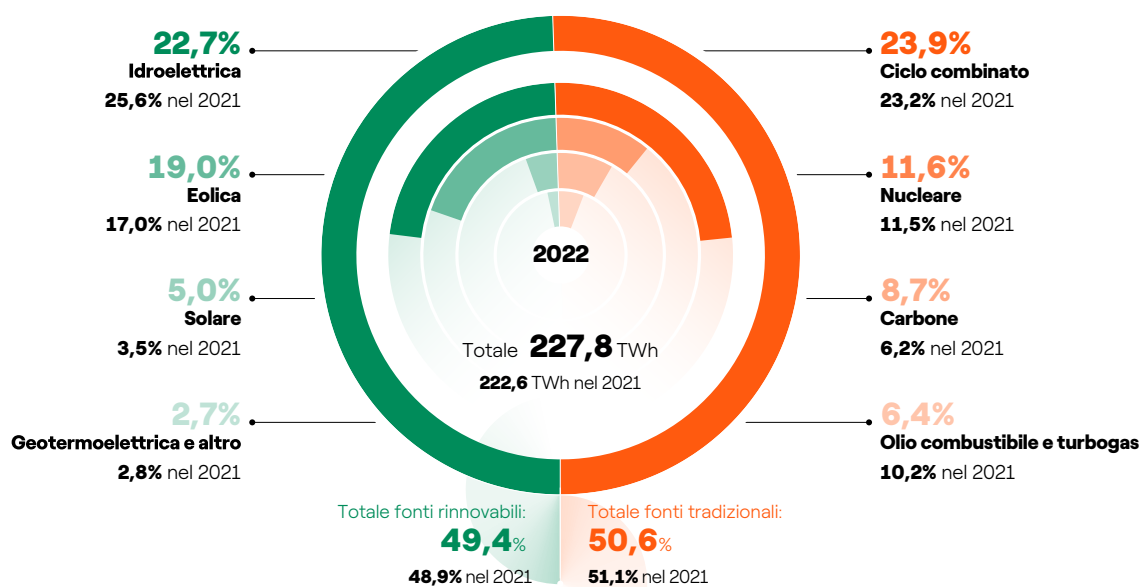
(4) I dati del 2021 hanno subito una rideterminazione. Di cui smart meter di seconda generazione 25,2 milioni nel 2022 e 23,5 milioni nel 2021.

(5) KPI modificato rispetto all'anno precedente, con focus sull'infrastruttura pubblica di proprietà.

L'energia netta prodotta da Enel nel 2022 registra un incremento di 5,2 TWh (+2,3%) rispetto al valore registrato nel 2021, da attribuire principalmente a una maggiore produzione da fonte eolica (+5,5 TWh) prevalentemente in Brasile e Nord America, a un maggiore apporto degli impianti a carbone (+5,9 TWh) in Italia e alla maggior produzione

delle centrali a ciclo combinato (+2,7 TWh) soprattutto in Spagna e Cile. Si segnala inoltre che nel 2022 è avvenuto il completo deconsolidamento delle società presenti in Russia, che ha portato una diminuzione dell'energia netta prodotta di 11,2 TWh esclusivamente per le fonti Oil & Gas e ciclo combinato.

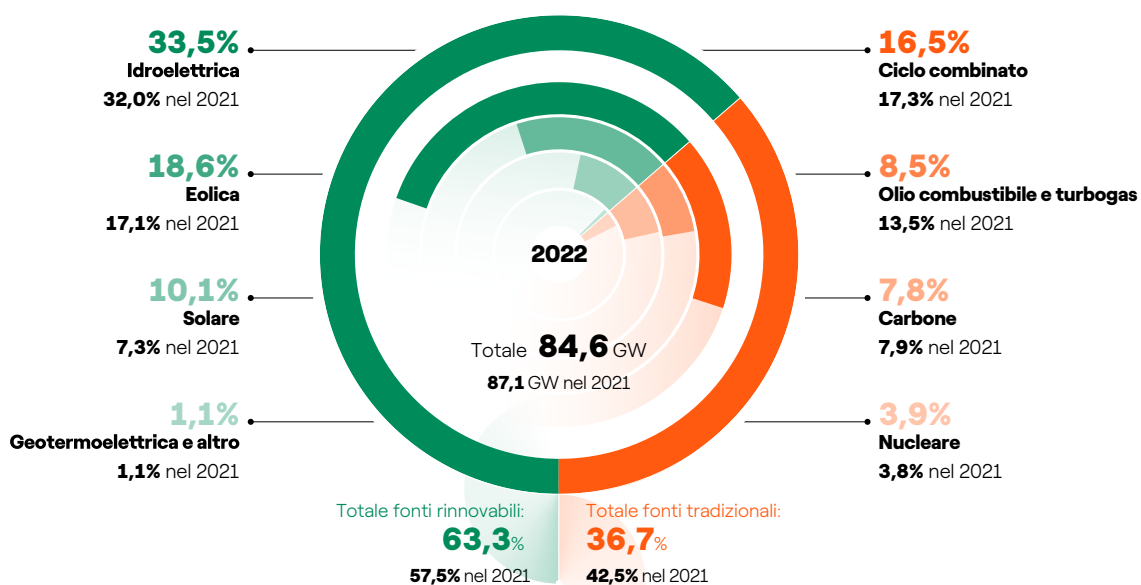
Energia elettrica netta prodotta per fonte (2022)



A fine dicembre 2022 la potenza efficiente netta installata totale del Gruppo è pari a 84,6 GW, in diminuzione rispetto al 2021 di 2,5 GW. Inoltre, la potenza efficiente netta installata rinnovabile del Gruppo ha raggiunto i 53,6 GW, in aumento rispetto al 2021 di 3,5 GW, e rappresenta il 63,3% del totale della potenza efficiente netta installata. Nel corso del 2022 sono stati installati 1,8 GW di nuova capacità

eolica, prevalentemente in Nord America, Brasile e Spagna, e 2,6 GW di nuova capacità solare, principalmente in Cile, Stati Uniti, Spagna e India. Inoltre, come già accennato per l'energia netta prodotta, sono state deconsolidate tutte le società presenti in Russia per complessivi 5,3 GW.

Potenza efficiente installata netta per fonte (2022)



Nel 2022 Enel ha mantenuto un ruolo fondamentale nello sviluppo di nuove soluzioni per accelerare il processo di transizione energetica attraverso lo sviluppo di 760 MW di capacità di storage, aumentando del 51% rispetto al 2021 gli attuali GW di demand response.

La digitalizzazione della rete elettrica, individuata come abilitatore chiave in grado di influenzare positivamente il

cambiamento climatico attraverso leve come l'integrazione di più energie rinnovabili o l'incremento dell'efficienza energetica, ha continuato a costituire una priorità per Enel anche nel 2022. In particolare, nel 2022 il totale degli utenti finali con smart meter attivi è cresciuto dell'1,9% rispetto all'anno precedente, raggiungendo 45.824.963 nel 2022.

Metriche ambientali

3-3 | 303-3

La tavola seguente riporta le altre metriche ambientali più legate al cambiamento climatico, addizionali rispetto alle emissioni di gas a effetto serra precedentemente descritte.

Per maggiori dettagli sulle performance ambientali di Enel si rimanda al capitolo del Bilancio di Sostenibilità 2022 "[Conservazione del capitale naturale](#)".

	UM	2022	2021	2022-2021	%
Prelievo specifico di acqua dolce ⁽¹⁾	l/kWh _{eq}	0,23	0,25	-0,02	-8,0
Prelievo di acqua in zone "water stressed" ⁽¹⁾⁽²⁾	%	19,2	23,0	-3,7	-16,3
Produzione con prelievi di acqua in zone "water stressed" ⁽²⁾	%	13,3	14,0	-0,70	-5,0

(1) Il nuovo obiettivo di riduzione dei prelievi specifici di acqua dolce, rivolgendo la sua attenzione alla risorsa idrica più pregiata e vulnerabile, testimonia l'impegno ancora più esplicito di Enel verso la tutela degli habitat naturali e i bisogni della collettività. L'obiettivo si allinea, in particolare, con le esigenze di rendicontazione e di commitment introdotte dalla nuova proposta di standard EU EFRAG ESRS-E3 Water and marine resources, e con le priorità di impatto (o pressione) ambientale indicate per l'analisi corporate dei rischi e delle opportunità nature-related dai framework internazionali TNFD ed SBTN.

(2) Il valore complessivo dei prelievi di acqua di processo e di raffreddamento in ciclo chiuso per l'anno 2021 è stato ricalcolato a seguito dell'affinamento condotto nel 2022 delle modalità di calcolo delle acque prelevate per il raffreddamento di alcune centrali nucleari in Spagna.



I target finanziari e operativi

La tabella seguente mostra i principali obiettivi operativi inclusi nel Piano Strategico 2023-2025, che riflettono il ruolo di Enel nella lotta al cambiamento climatico lungo l'intera

catena del valore dell'energia elettrica, oltre agli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra descritti nella sezione precedente.

Segmento della catena del valore dell'elettricità	Descrizione obiettivo	UM	2025
 Generazione	Potenza efficiente installata netta⁽¹⁾	GW	79,9
	- di cui rinnovabili	%	76
	- di cui termoelettrica	%	20
	- di cui nucleare	%	4
	Produzione netta⁽²⁾	TWh	204
	- di cui rinnovabili	%	70
- di cui termoelettrica	%	17	
- di cui nucleare	%	13	
 Distribuzione	Digitalizzazione		
	Smart meter	milioni	48,3
 Mercato	Elettrificazione, efficienza energetica e digitalizzazione		
	Punti di ricarica pubblici di proprietà per la mobilità elettrica ⁽³⁾	.000	31,4
	Bus elettrici	.000	12,965
	Illuminazione pubblica intelligente	milioni	3,3
	Nuovi servizi		
	Capacità di demand response	GW	12,4
Storage behind the meter	MW	352	

(1) Non include la capacità gestita e il BESS, pari rispettivamente a circa 10 GW e circa 5 GW al 2025.

(2) Non include la produzione da capacità gestita, pari a circa 25 TWh al 2025.

(3) KPI modificato rispetto all'anno precedente, con focus sull'infrastruttura pubblica di proprietà.

Inoltre, sono stati definiti i seguenti target al 2030:

- capacità rinnovabile sul totale: ~85% (~+20% rispetto al 2022);
- gas venduto: ~3 bcm (-70% rispetto al 2022);

- capacità di demand response: >20 GW (>2x rispetto al 2022);
- clienti di rete digitalizzati: 100% (+37% rispetto al 2022).