FinDolomiti Energia

Bilancio

al 31 dicembre 2025

Findolomiti Energia S.r.l.

Capitale Sociale Euro 18.000.000 i.v.
Via Torre Verde n. 25 - Trento (TN)
N° Registro Imprese di Trento - C.F. e P.IVA 02114780220

Bilancio

al 31 dicembre 2025

ORGANI SOCIALI

Consiglio di Amministrazione (1)

Presidente | Paolo Nicoletti

Consigliere Vicario | Paolo Frizzi (2)

Consigliere | Svetlana Turella

Sindaco unico (1)

Sindaco unico | Stefano Micheli

Società di revisione (3)

EY S.p.A.

(1)
Nominato dall'Assemblea dei Soci in data 28 ottobre 2024, in carica per tre esercizi: scadenza con l'approvazione del bilancio 2026.

(2)
Nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 8 novembre 2024.

(3)
Nominata dall'Assemblea dei Soci in data 27 giugno 2025 in carica per tre esercizi: scadenza con l'approvazione del bilancio 2027.

INDICE

BILANCIO DI ESERCIZIO FINDOLOMITI ENERGIA S.r.l. 11

STATO PATRIMONIALE 13
CONTO ECONOMICO 14
RENDICONTO FINANZIARIO 15

NOTA INTEGRATIVA 17

PARTE A - CRITERI DI VALUTAZIONE ADOTTATI 19
PARTE B - INFORMAZIONI SULLO STATO PATRIMONIALE 21
PARTE C - INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO 24
PARTE D - ALTRE INFORMAZIONI 25

RELAZIONI 29

RELAZIONE DEL SINDACO UNICO 30
RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE 33

RELAZIONE SULLA GESTIONE 37

BILANCIO CONSOLIDATO GRUPPO FINDOLOMITI ENERGIA 103

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA 104
CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO 106
RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO 107
PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO 108
NOTE ILLUSTRATIVE 109

RELAZIONE AL BILANCIO CONSOLIDATO 183

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE 184

Signori soci,

sottoponiamo alla Vostra approvazione il bilancio relativo all'esercizio sociale chiuso al 31 dicembre 2025, redatto secondo le applicabili disposizioni di legge.

L'oggetto sociale esclusivo di FinDolomiti Energia S.r.l. è la detenzione e l'amministrazione della partecipazione azionaria in Dolomiti Energia Holding S.p.A. (oggi Dolomiti Energia S.p.A.) e l'esercizio dei diritti amministrativi e patrimoniali ad essa conseguenti.

Il 2025 è stato per il Gruppo Dolomiti Energia un anno significativo sia sul piano dei risultati che delle scelte operate, frutto di un processo di evoluzione e di crescita particolarmente incisivo.

Sotto il primo profilo l'EBITDA consolidato è risultato pari a 491,2 milioni di euro. La diminuzione rispetto all'esercizio precedente (678,5 milioni di euro) è dovuta principalmente al fatto che l'idraulicità è ritornata a livelli allineati alle medie storiche. Di conseguenza anche l'utile netto ha risentito di questa dinamica attestandosi a 265,4 milioni di euro, in riduzione rispetto ai 348 milioni di euro del 2024 a fronte della minore produzione idroelettrica, compensata parzialmente dalla significativa diminuzione dell'utile di terzi conseguente all'acquisto del 40% di Hydro Dolomiti Energia, avvenuto nel corso del 2024.

La posizione finanziaria netta (PFN) del Gruppo è pari a 601,1 milioni di euro, in aumento rispetto al 2024 (396,8 milioni di euro) principalmente a causa dell'incremento degli investimenti tecnici (per circa 190 milioni di euro) e di operazioni straordinarie nei settori eolico e fotovoltaico. Il rapporto tra PFN ed EBITDA, pari a 1,2x (0,6x nell'esercizio precedente), conferma in ogni caso la solidità finanziaria del Gruppo e la sua capacità di finanziare i processi di investimento in essere.

A fronte dei positivi risultati del Gruppo nel 2025 l'assemblea degli azionisti di Dolomiti Energia S.p.A. ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 13,09 centesimi per azione, in ulteriore aumento rispetto ai 12,96 centesimi distribuiti nel 2024 (e dei 12 centesimi distribuiti nel 2023), corrispondente ad un incasso totale di 26,1 milioni di euro da parte della Vostra Società, che troverà riflesso nel bilancio di esercizio 2026 della stessa.

Sotto il secondo profilo il 2025 è stato un anno ricco di scelte ed avvenimenti significativi per la crescita del gruppo. Sono qui da ricordare l'adozione, nel primo semestre dell'anno, del Piano strategico 2025-2030 (che prevede investimenti complessivi per oltre 2,3 miliardi di euro), connotato da due ambiti strategici: l'integrazione lungo la filiera energetica dal produttore al cliente finale e la realizzazione di nuove infrastrutture di rete per garantire la solidità del sistema a servizio dei territori. Un piano che non oltrepassa temporalmente la scadenza delle concessioni a fine 2029, ma che ambisce con gli interventi previsti a rafforzare la solidità, l'efficienza e la competitività del gruppo anche in funzione dell'eventuale partecipazione alle nuove gare provinciali.

Nel mese di settembre, a seguito dell'ottenimento - per la prima volta - del rating (BBB+) da parte di Fitch, è stato emesso un prestito obbligazionario "Retail Green" per 300 milioni di euro con durata di 5 anni quotato sul mercato obbligazionario di Borsa Italiana (MOT), apprezzato anche dal mercato retail con sottoscrizioni per 100 milioni di euro.

Anche a seguito dell''ottenimento del rating, nella seconda parte dell'anno è stato sottoscritto un finanziamento Green con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) di 200 milioni di euro per il finanziamento di nuove reti di distribuzione e la realizzazione di impianti eolici a condizioni di tasso e garanzia particolarmente favorevoli.

Una sinergia significativa tra la finanza e la sostenibilità ha quindi caratterizzato il 2025 del Gruppo.

Sul piano degli investimenti vanno ricordati gli oltre 300 milioni in investimenti tecnici ed operazioni straordinarie nei citati settori eolico e fotovoltaico, proseguendo nell'obiettivo di diversificare la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per sostenere il complessivo processo di crescita delineato dal Piano strategico è richiesto il supporto di due fattori abilitanti: la gestione delle risorse umane e l'innovazione e la digitalizzazione. Sotto questo profilo l'impegno del gruppo (forte ormai di oltre 1700 dipendenti) è stato costante anche nel 2025 al fine di accrescere il livello delle competenze ed adeguare i sistemi tecnologici a supporto dell'attività, in coerenza con le indicazioni contenute nel Piano.

Da ultimo, merita un cenno il progetto di "rebranding" del gruppo deliberato a novembre 2025 dall'assemblea dei Soci (ed entrato in vigore a marzo del corrente esercizio), volto a rafforzarne l'identità ed il posizionamento complessivo.

In sintesi, un anno - il 2025 - fortemente caratterizzato da dinamismo ed innovazione, secondo un progetto generale volto a trasformare progressivamente Dolomiti Energia da multiutility del Trentino ad attore nazionale della transizione energetica attraverso un modello industriale peculiare abilitato dalla filiera energetica integrata.

In merito alla ripartizione dell'utile di esercizio, pari a euro 25.648.517, si propone di destinarlo integralmente a dividendo ordinario.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Paolo Nicoletti

Bilancio di esercizio
FinDolomiti Energia S.r.l.

STATO PATRIMONIALE ATTIVO	31.12.2025	31.12.2024
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI	0	0
B) IMMOBILIZZAZIONI		
I. Immateriali	0	0
II. Materiali	0	0
III. Finanziarie	224.578.453	224.578.453
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	224.578.453	224.578.453
C) ATTIVO CIRCOLANTE		
II. Crediti		
1) Esigibili entro l'esercizio successivo	2.398	0
3) Imposte anticipate	0	0
TOTALE CREDITI	2.398	0
III. Attività finanziarie che non cost immobilizzazioni	0	0
IV. Disponibilità liquide	12.202.465	10.427.160
TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE	12.204.863	10.427.160
D) RATEI E RISCONTI	9.394	9.394
TOTALE ATTIVO	236.792.710	235.015.007

STATO PATRIMONIALE PASSIVO	31.12.2025	31.12.2024
A) PATRIMONIO NETTO		
I. Capitale Sociale	18.000.000	18.000.000
II. Riserva da sovrapprezzo delle azioni	181.738.221	181.738.221
IV. Riserva legale	3.600.000	3.600.000
VII. Altre Riserve	7.748.453	7.748.453
VIII. Utili (perdite) portate a nuovo	0	0
IX. Utile dell'esercizio	25.648.517	23.753.764
TOTALE PATRIMONIO NETTO	236.735.191	234.840.438
B) FONDI PER RISCHI E ONERI	0	0
D) DEBITI		
1) Esigibili entro l'esercizio successivo	55.092	172.463
TOTALE DEBITI	55.092	172.463
E) RATEI E RISCONTI	2.427	2.106
TOTALE PASSIVO	236.792.710	235.015.007

CONTO ECONOMICO	31.12.2025	31.12.2024
A) VALORE DELLA PRODUZIONE		
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	0	0
5) Altri ricavi e proventi	10	0
- altri	10	0
TOTALE VALORE DELLA PRODUZIONE	**10**	**0**
B) COSTI DELLA PRODUZIONE		
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	32	0
7) Per servizi	85.831	134.160
10) Ammortamenti e svalutazioni		
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali		
TOTALE 10) AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	**0**	**0**
14) Oneri diversi di gestione	1.284	3.926
TOTALE COSTI DELLA PRODUZIONE	**87.147**	**138.086**
DIFFERENZA TRA VALORE E COSTI DI PRODUZIONE (a-b)	**(87.137)**	**(138.086)**
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI		
15) Provenienti da partecipazioni		
- da imprese controllate	25.869.765	23.953.486
- da imprese collegate	0	0
- altri	0	0
TOTALE 15) PROVENIENTI DA PARTECIPAZIONI	**25.869.765**	**23.953.486**
16) Altri proventi finanziari		
c) da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono	0	33.438
d) Proventi diversi dai precedenti:		
- altri	211.616	229.332
TOTALE 16) ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**211.616**	**262.770**
17) Interessi e altri oneri finanziari		
- da controllate	0	0
- altri	0	0
TOTALE 17) INTERESSI E ALTRI ONERI FINANZIARI	**0**	**0**
TOTALE PROVENTI E ONERI FINANZIARI	**26.081.381**	**24.216.255**
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIV. E PASSI. FINANZIARIE	**0**	**0**
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE (A-B+-C+-D)	**25.994.224**	**24.078.170**
20) Imposte sul reddito dell'esercizio		
Imposte correnti	345.727	324.406
Imposte differite (anticipate)	0	0
21) Utile dell'esercizio	**25.648.517**	**23.753.764**

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2025	31.12.2024
A) INDIRETTO		
Utile (perdita) dell'esercizio	25.648.517	23.753.764
Imposte sul reddito	345.727	324.406
Interessi passivi / (interessi attivi)	(211.616)	(262.770)
(Dividendi)	(25.869.765)	(23.953.486)
1. Utile (perdita) dell'esercizio prima d'imposte sul reddito, interessi, dividendi e plus/minusvalenze da cessione	**(87.137)**	**(138.086)**
Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto		
2. Flusso finanziario prima delle variazioni del ccn	**(87.137)**	**(138.086)**
Variazioni del capitale circolante netto		
Decremento / (incremento) dei crediti verso clienti	0	0
Incremento / (decremento) dei debiti verso fornitori	(5.304)	(559)
Decremento / (incremento) ratei e riscontri attivi	0	4
Incremento / (decremento) ratei e riscontri passivi	321	(320)
Altre variazioni del capitale circolante netto	(114.464)	135.061
TOTALE VARIAZIONI DEL CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	**(119.448)**	**134.185**
3. Flusso finanziario dopo le variazioni del ccn	**(206.584)**	**(3.901)**
Altre rettifiche		
Interessi incassati / (pagati)	211.616	262.770
(Imposte sul reddito pagate)	(345.727)	(324.406)
Dividendi incassati	25.869.765	23.953.486
(Utilizzo dei fondi)	0	0
TOTALE ALTRE RETTIFICHE	**25.735.654**	**23.891.849**
4. Flusso finanziario dopo le altre rettifiche	**25.529.070**	**23.887.949**
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ OPERATIVA (A)	**25.529.070**	**23.887.949**
B) FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO		
Immobilizzazioni finanziarie	0	1.968.515
(Investimenti)		
Disinvestimenti		1.968.515
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)	**0**	**1.968.515**
C) FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO		
Mezzi propri		
(Rimborso capitale)		
(Dividendi pagati)	(23.753.764)	(15.900.000)
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)	**(23.753.764)**	**(15.900.000)**
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (a ± b ±c)	**1.775.306**	**9.956.463**
Disponibilità liquide al 1 gennaio	10.427.160	470.696
Disponibilità liquide al 31 dicembre	12.202.465	10.427.160

Nota integrativa

Premessa

Il seguente bilancio chiuso al 31 dicembre 2025 è conforme al dettato degli articoli 2423 e seguenti del Codice Civile, e dalle disposizioni del Decreto Legislativo 9 aprile 1991, n. 127, del Decreto Legislativo 17 gennaio 2003, n. 6 successivamente integrato con il Decreto Legislativo 28 dicembre 2004, n. 310 nonché dai principi contabili emessi dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) nella loro ultima versione aggiornata.

La Nota Integrativa è stata redatta ai sensi dell'articolo 2427 del codice civile, costituisce, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 2423, parte integrante del bilancio d'esercizio insieme allo Stato Patrimoniale, al Conto Economico e al Rendiconto Finanziario.

La presente Nota Integrativa è costituita da:

PARTE A - CRITERI DI VALUTAZIONE
PARTE B - INFORMAZIONI SULLO STATO PATRIMONIALE
PARTE C – INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO
PARTE D – ALTRE INFORMAZIONI

Il bilancio è stato assoggettato a revisione legale dei conti da parte della Società di Revisione "EY S.p.A.".

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di avvalersi del maggior termine di 180 giorni per la convocazione dell'assemblea dei soci, così come previsto dall'art. 27 dello statuto sociale, e questo al fine di recepire il bilancio della controllata Dolomiti Energia Holding S.p.A. per l'esercizio 2025 in tempo utile per la redazione del presente bilancio e del bilancio consolidato. Ciò configura una delle speciali esigenze relative all'oggetto della società e contemplate dall'art. 2364 del codice civile così come richiamato dall'art. 2478 bis del codice civile.

FinDolomiti Energia S.r.l. deteneva alla data del 31 dicembre 2025 il 48,509% del capitale sociale di Dolomiti Energia S.p.A. ed il 51,83% dei diritti di voto esercitabili nell'Assemblea degli azionisti della stessa, sulla quale non esercita attività di direzione e coordinamento.

Ai sensi dell'art. 40 del D.Lgs. n. 127/91, come modificato dal D.Lgs. n. 32/2007, è stata predisposta un'unica Relazione sulla gestione valida sia per il bilancio di esercizio, sia per quello consolidato.

Parte A - Criteri di valutazione adottati

I criteri utilizzati nella formazione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2025 non si discostano dai medesimi utilizzati per la formazione del bilancio del precedente esercizio. La valutazione delle voci di bilancio è stata fatta ispirandosi a criteri generali di prudenza e competenza, nella prospettiva della continuazione dell'attività, nonché tenendo conto della sostanza dell'operazione o del contratto.

In ottemperanza al principio di competenza, l'effetto delle operazioni e degli altri eventi è stato rilevato contabilmente ed attribuito all'esercizio al quale tali operazioni ed eventi si riferiscono, e non a quello in cui si concretizzano i relativi movimenti di numerario (incassi e pagamenti).

La continuità di applicazione dei criteri di valutazione nel tempo rappresenta elemento necessario ai fini della comparabilità dei bilanci della società nei vari esercizi.

Non si è proceduto ad alcun raggruppamento di voci dello Stato Patrimoniale o del Conto Economico e la rilevazione in bilancio è stata eseguita secondo i corretti principi contabili emanati dall'Organismo Italiano di Contabilità.

La Società, pur rientrando nei parametri previsti dall'articolo 2435-ter del Codice Civile, ai sensi dell'art. 24 della legge 238/2021, che ha recepito l'articolo 36 della Direttiva 2013/34/Ue, ha redatto il bilancio in forma abbreviata ed ha corredato lo stesso della relazione sulla gestione.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

Sono iscritte al costo di acquisto, esposte al netto degli ammortamenti determinati sistematicamente a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alla loro residua possibilità di utilizzazione.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese verso le quali è rivolta l'attività istituzionale della Società sono considerate, qualunque sia la quota percentuale detenuta, "Immobilizzazioni Finanziarie".

L'unica partecipazione a bilancio, relativa alla società Dolomiti Energia S.p.A. (prima Dolomiti Energia Holding S.p.A.) è stata valutata al valore di conferimento determinato all'atto della costituzione di FinDolomiti Energia sulla base di una perizia di stima redatta dall'esperto prof. Paolo Collini. Il valore della partecipazione è incrementato nel corso del 2022 per un importo pari al costo sostenuto per l'acquisto di nuove azioni. Tale valore potrebbe venire ridotto nel caso in cui si individuassero delle perdite durevoli di valore. La partecipazione si classifica fra le società controllate in quanto, tenuto conto delle azioni proprie possedute da Dolomiti Energia S.p.A. che sono escluse dal voto in assemblea, la percentuale di diritti di voto spettanti a FinDolomiti Energia S.r.l. nell'Assemblea della controllata raggiunge quota 51,83%.

CREDITI

In base a quanto previsto dall'art. 2435-bis Codice Civile, le società che redigono il bilancio in forma abbreviata, in deroga a quanto disposto dall'articolo 2426, hanno la facoltà di iscrivere i titoli al costo di acquisto, i crediti al valore di presumibile realizzo e i debiti al valore nominale. La società ha pertanto optato per la scelta di valutare i crediti al presumibile valore di realizzo corrispondente al valore nominale.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE

Le disponibilità liquide, iscritte al loro valore nominale, rappresentano il saldo alla chiusura dell'esercizio di depositi bancari e postali e del denaro in cassa.

RATEI E RISCONTI

I ratei e risconti attivi e passivi sono stati valorizzati, sulla base temporale del principio di competenza, mediante l'attribuzione all'esercizio di competenza dei costi e dei ricavi a due o più esercizi.

FONDI PER RISCHI E ONERI

Gli eventuali accantonamenti per rischi e oneri sono destinati alla copertura di oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

DEBITI

In base a quanto previsto dall'art. 2435-bis Codice Civile, le società che redigono il bilancio in forma abbreviata, in deroga a quanto disposto dall'articolo 2426, hanno la facoltà di iscrivere i titoli al costo di acquisto, i crediti al valore di presumibile realizzo e i debiti al valore nominale. La società ha pertanto optato per la scelta di valutare i debiti al valore nominale.

RICAVI E COSTI, PROVENTI ED ONERI

La rilevazione degli interessi attivi e passivi, nonché degli altri costi e ricavi, avviene secondo il principio della competenza temporale.

DIVIDENDI CONTROLLATA

I dividendi vengono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto alla riscossione, in conseguenza della delibera assunta dall'Assemblea dei Soci della società partecipata circa la distribuzione dell'utile od eventualmente delle riserve.

IMPOSTE CORRENTI ED IMPOSTE DIFFERITE

Imposte correnti

Le imposte correnti sono stanziate secondo le aliquote e le norme vigenti in base ad una realistica previsione del reddito imponibile. Le passività verso l'erario per tali imposte sono contabilizzate fra i debiti tributari al netto degli acconti versati. Nel caso di saldo positivo il saldo netto viene esposto tra i crediti tributari.

Differite attive

Le eventuali attività per imposte anticipate sono conteggiate su costi la cui deducibilità fiscale è rinviata a successivi esercizi. Esse sono stanziate solo quando esiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità.

Differite passive

Si realizzano quando all'iscrizione a conto economico di un ricavo o di un minor costo non fa seguito la sua totale o immediata imposizione fiscale che seguirà - in tutto o in parte – negli esercizi successivi. L'eventuale fiscalità differita sarà determinata applicando alle differenze temporanee tassabili e deducibili le aliquote di imposta attese (IRES) nei periodi in cui le differenze temporanee si riverseranno.

Per l'esatta incidenza di dette poste e la loro epoca di formazione si rimanda all'apposito prospetto di Conto Economico della presente Nota Integrativa.

Parte B - Informazioni sullo stato patrimoniale

B) IMMOBILIZZAZIONI

II. Immobilizzazioni finanziarie

DESCRIZIONE	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
1) Partecipazioni	224.578.453	224.578.453	-
2) Crediti	-	-	-
TOTALE	**224.578.453**	**224.578.453**	**-**

Partecipazioni

L'unica partecipazione iscritta nel bilancio è quella relativa alla controllata Dolomiti Energia S.p.A. (prima Dolomiti Energia Holding S.p.A.), conferita dai soci in sede di costituzione societaria. Il 18 marzo 2022 sono state acquistate ulteriori n. 3.060.418 azioni di Dolomiti Energia S.p.A., con conseguente accrescimento della quota di proprietà di FinDolomiti Energia dal 47,765% al 48,509% circa, a seguito dell'esercizio del diritto di recesso da parte dell'azionista Alto Garda Servizi S.p.A. (conseguente ad una modifica statutaria approvata dall'assemblea degli azionisti di Dolomiti Energia S.p.A. nel corso del 2021) e conseguente esercizio da parte di Findolomiti Energia S.p.A. del proprio diritto di opzione e prelazione. Le azioni sono state acquistate al prezzo di € 2,35 per azione (corrispondente al prezzo di recesso definito dalla controllata) per un esborso complessivo di € 7.191.982.

Il valore iscritto a bilancio è rappresentato dalla stima della partecipata effettuata in sede di conferimento e dal costo di acquisto delle ulteriori azioni nel corso del 2022.

DOLOMITI ENERGIA S.p.A.	
Sede	Rovereto, Via Manzoni 24
Capitale sociale al 31 dicembre 2025	411.496.169
Patrimonio netto al 31 dicembre 2025	843.596.042
Risultato di esercizio al 31 dicembre 2025	267.229.580
Quota posseduta al 31 dicembre 2025	48,509%
Quota parte patrimonio netto al 31 dicembre	409.220.004
Valore attribuito in bilancio al 31 dicembre 2025	**224.578.453**

Il valore di iscrizione della partecipazione risulta quindi inferiore alla corrispondente quota di patrimonio netto della partecipata.

Tale partecipazione è classificata in bilancio fra le società controllate in quanto la percentuale di diritti di voto spettanti in assemblea della controllata, di pertinenza di FinDolomiti Energia S.r.l., è pari al 51,83%.

Di seguito si forniscono i principali dati economici e finanziari al 31 dicembre 2025 relativi alla partecipazione:

DOLOMITI ENERGIA S.p.A.	
Ricavi e altri provenienti	55.086.901
Costi	(76.559.372)
Proventi e oneri da partecipazioni	291.532.875
Risultato operativo (Ebit)	270.060.403
Utile di esercizio	267.229.580

C) ATTIVO CIRCOLANTE

II. Crediti

ENTRO 12 MESI	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
1) Verso clienti	0	0	-
5bis) Crediti tributari	2.283	0	2.283
5ter) Imposte anticipate	0	0	-
5quater) Verso altri	115	0	115
TOTALE	**2.398**	**0**	**2.398**

III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

ENTRO 12 MESI	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
Titolo (BOT)	-	-	-
TOTALE	**-**	**-**	**-**

IV. Disponibilità liquide

ENTRO 12 MESI	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
Conti correnti bancari	12.202.397	10.427.092	1.775.305
Denaro e valori in cassa	68	68	-
TOTALE	**12.202.465**	**10.427.160**	**1.775.305**

E) RATEI E RISCONTI ATTIVI

ENTRO 12 MESI	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
Ratei attivi	0	0	-
Riscontri attivi	9.394	9.394	-
TOTALE	**9.394**	**9.394**	**-**

I risconti attivi per euro 9.394 rappresentano costi la cui competenza è posticipata rispetto alla manifestazione numeraria e/o documentale. Nello specifico si tratta del costo relativo alla polizza RC degli amministratori.

A) PATRIMONIO NETTO

DESCRIZIONE	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
Capitale sociale	18.000.000	18.000.000	-
Riserva sovrapprezzo azioni	181.738.221	181.738.221	-
Riserva legale	3.600.000	3.600.000	-
Riserva straordinaria	7.748.453	7.748.453	-
Altre riserve	0	0	-
Utili (perdite) portati a nuovo	0	0	-
Utile dell'esercizio	25.648.517	23.753.764	1.894.753
TOTALE	**236.735.191**	**234.840.438**	**1.894.753**

Il capitale sociale è suddiviso in 18.000.000 di quote ai sensi di legge. Alla data di chiusura dell'esercizio risulta interamente sottoscritto e versato.

Alla costituzione della Società avvenuta in data 19/03/2009 ciascuno dei tre soci fondatori (Comune di Trento, Comune di Rovereto e Tecnofin Trentina S.p.A.) ha conferito n. 65.517.321 azioni della società Dolomiti Energia S.p.A., corrispondenti ad una quota di partecipazione pari al 15,92% per ciascun socio fondatore, per un totale complessivo di n. 196.551.963 azioni.

In conformità alla perizia di stima asseverata redatta all'epoca dal prof. Paolo Collini, il pacchetto azionario conferito è stato valutato in euro 217.386.471 e pertanto è stato assegnato l'importo di euro 18.000.000 a capitale sociale e la restante parte, pari ad euro 199.386.471, a riserva sovrapprezzo azioni.

La Società non ha emesso strumenti finanziari partecipativi diversi dalle quote sociali.

D) DEBITI

ENTRO 12 MESI	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
Fornitori	21.329	26.634	(5.304)
Debiti tributari	28.546	144.855	(116.308)
Debiti previdenziali	1.320	266	1.054
Altri debiti	3.896	708	3.188
TOTALE	**55.092**	**172.463**	**(117.371)**

Tutti i debiti sono contratti nei confronti di soggetti italiani e sono esigibili entro l'esercizio successivo. I debiti tributari si riferiscono per euro 27.254 ad IRES da versare, per euro 1.164 a ritenute d'acconto sui compensi erogati agli amministratori e per euro 129 a ritenute operate sui compensi erogati ai lavoratori autonomi.

I debiti previdenziali sono afferenti a ritenute previdenziali INPS sui compensi degli amministratori. Non sono presenti debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali.

E) RATEI E RISCONTI PASSIVI

ENTRO 12 MESI	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
Ratei passivi	2.427	2.106	321
Risconti passivi	0	0	0
TOTALE	**2.427**	**2.106**	**321**

I ratei passivi si riferiscono al compenso erogato all'ODV.

Parte C - Informazioni sul conto economico

La società non presenta ricavi delle vendite e delle prestazioni.

B) COSTI DELLA PRODUZIONE

DESCRIZIONE	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
PER MATERIE DI CONSUMO E MERCI	**32**	**-**	**32**
PER SERVIZI	**85.831**	**134.160**	**(49.845)**
- Assicurazione CDA	10.880	10.884	(4)
- Compensi amm.ori e sindaci	21.606	49.749	(28.143)
- Service amministrativo	24.148	23.966	182
- Tenuta paghe	816	667	149
- Consulenze	600	21.887	(21.287)
- Compensi società di revisione	16.176	12.460	680
- Compenso ODV	6.157	5.516	641
- Oneri bancari	939	3.002	(2.063)
- Altri costi per servizi	4.509	6.029	1.520
ONERI DIVERSI DI GESTIONE	**1.284**	**3.926**	**(2.642)**
- Imposta di bollo	132	2.422	(2.290)
- Tassa vidimazione libri sociali	516	516	-
- Altri	636	988	(352)
TOTALE	**87.147**	**138.086**	**50.949**

La voce altri costi per servizi accoglie i costi per i servizi di copisteria, spese di rappresentanza, i costi legati alla fatturazione elettronica e alla casella pec.

La voce altri oneri diversi di gestione accoglie i costi per diritti camerali, valori bollati, imposta di registro, costi per pratiche in camera di commercio.

C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI

DESCRIZIONE	31.12.2025	31.12.2024	Variazioni
15) Proventi da partecipazioni in imp. controllate			
Dividendo Dolomiti Energia Holding S.p.A,			
€ 0,1296 x n. 199.612.381 azioni (€ 0,12 nel 2024)	25.869.765	23.953.486	1.916.279
16) Altri proventi finanziari			
Interessi su titoli	-	33.438	(33.438)
Interessi attivi su c/c bancari	211.616	229.332	(17.716)
17) Interessi e altri oneri finanziari	-	-	-
TOTALE	**26.081.381**	**24.216.255**	**1.865.126**

Nell'esercizio non vi è stata capitalizzazione di oneri finanziari.

Inoltre, non sono stati registrati proventi o oneri di entità o incidenza eccezionali.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO

Il bilancio al 31 dicembre 2025 presenta imposte correnti a titolo di IRES ed IRAP.

COMPOSIZIONE	31.12.2025	31.12.2024
IRES sul reddito dell'esercizio	340.014	317.366
IRAP sul reddito dell'esercizio	5.713	7.040
Totale imposte dell'esercizio	**345.727**	**324.406**
IRES c/imposte anticipate	-	-
IRAP c/imposte anticipate	-	-
Totale imposte anticipate dell'esercizio	**-**	**-**
Totale imposte differite dell'esercizio	**-**	**-**
TOTALE	**345.727**	**324.406**

Parte D - Altre informazioni

Personale

La società non ha dipendenti e si è avvalsa nel 2025 dello Studio Postal & Associati di Trento per tutte le proprie esigenze di natura contabile, amministrativa e organizzativa attraverso un contratto di incarico professionale.

Crediti e garanzie rilasciati

Non sono mai stati erogati crediti o garanzie a favore di amministratori e sindaci.

Compensi agli organi sociali

Ai sensi di legge si evidenziano i compensi complessivi spettanti agli Amministratori (i cui importi sono esposti al netto dei contributi previdenziali ed assistenziali ove dovuti) ed al Sindaco unico:

QUALIFICA	COMPENSO
Presidente Consiglio di Amministrazione	euro 0 dal 28/10/2024
Amministratori	Gettone di presenza di euro 250 a seduta
Sindaco unico	euro 12.000

Ai sensi del comma 16-bis dell'articolo 2427 del Codice Civile si evidenzia inoltre che i compensi spettanti alla società EY S.p.A., che svolge l'attività di revisione legale sia del bilancio d'esercizio che del bilancio consolidato, ammontano annualmente ad euro 12.500, al netto delle spese e dell'adeguamento per inflazione, e comprensivi dei controlli trimestrali e della revisione legale del bilancio consolidato del Gruppo FinDolomiti Energia S.r.l..

Impegni, garanzie e passività potenziali non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono presenti impegni, garanzie e passività potenziali non risultanti dallo stato patrimoniale.

Accordi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non vi sono accordi non risultanti dallo stato patrimoniale la cui conoscenza è utile per una valutazione della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico della società in quanto espongono la società a rischi considerati significativi ovvero consentono di generare per la stessa benefici considerati significativi.

Operazioni con parti correlate

Per quanto riguarda le operazioni con la società partecipata, si rinvia a quanto descritto nelle sezioni precedenti della Nota Integrativa. Non esistono operazioni poste in essere relativamente a parti correlate diverse.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non esistono fatti di rilievo successivi alla data di chiusura del presente bilancio, non rilevati e tali da modificare significativamente la rappresentazione patrimoniale, finanziaria ed economica del bilancio 2025.

Informazioni ai sensi dell'art. 1, comma 125, della Legge 124/2017

Si conferma che la Società non ha ricevuto nell'esercizio sovvenzioni, contributi, incarichi retribuiti o comunque vantaggi economici da amministrazioni pubbliche e/o da società partecipate e/o controllate dalle pubbliche amministrazioni.

Le eventuali attività eseguite con amministrazioni pubbliche e/o da società partecipate e/o controllate dalle pubbliche amministrazioni sono avvenute nel contesto dello svolgimento della propria attività sociale e a normali condizioni di mercato.

Conclusioni

Signori Soci, nell'invitarvi ad approvare il bilancio chiuso al 31 dicembre 2025 che Vi sottoponiamo, confermiamo che il presente bilancio, composto da Stato Patrimoniale, Conto Economico, Nota Integrativa e Rendiconto Finanziario, rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria della Società nonché il risultato economico dell'esercizio e corrisponde alle risultanze delle scritture contabili.

Vi proponiamo pertanto di destinare l'utile d'esercizio pari ad euro 25.648.517 a dividendo ordinario, corrispondente a euro 8.549.506 per ciascun socio.

Il sottoscrittore, Presidente dott. Paolo Nicoletti, dichiara che lo Stato Patrimoniale, il Conto Economico, la Nota Integrativa e il Rendiconto Finanziario sono redatti nel rispetto dei principi di chiarezza, correttezza e veridicità di cui all'art. 2423 del codice civile mentre differiscono dalla modalità XBRL in quanto la stessa non è sufficiente a rappresentare nel dettaglio e nella adeguata chiarezza espositiva la situazione aziendale. Relazione sulla gestione valida sia per il bilancio di esercizio, sia per quello consolidato.

Trento, 29 maggio 2026

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Dott. Paolo Nicoletti

Relazioni

Relazione del Sindaco Unico all'assemblea dei soci di "FinDolomiti Energia S.r.l."

Ai soci della società FINDOLOMITI ENERGIA S.r.l.

RELAZIONE SULL'ATTIVITÀ DI VIGILANZA AI SENSI DELL'ART. 2429, COMMA 2, C.C.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 la mia attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle Norme di comportamento del collegio sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

L'impostazione della presente relazione è proposta sulla base dello schema pubblicato dal CNDCEC in data 19 marzo 2026, che si pone in ideale continuità sulla struttura utilizzata per l'esercizio precedente.

Di tale attività e dei risultati conseguiti Vi porto a conoscenza con la presente relazione.

È stato sottoposto al Vostro esame il bilancio di esercizio della Findolomiti Energia S.r.l. al 31 dicembre 2025, redatto in conformità alle norme italiane che ne disciplinano la redazione, che evidenzia un risultato di esercizio di euro 25.648.517.

Il bilancio è stato messo a mia disposizione nel termine di legge.

Il soggetto incaricato della revisione legale dei conti EY S.p.A. mi ha consegnato la propria relazione datata 12 giugno 2026 contenente un giudizio senza modifica.

Da quanto riportato nella relazione del soggetto incaricato della revisione legale il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2025 rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico e i flussi di cassa della Vostra società oltre ad essere stato redatto in conformità alle norme italiane che ne disciplinano la redazione.

Il sindaco unico, non essendo incaricato della revisione legale, ha svolto sul bilancio le attività di vigilanza previste dalla Norma 3.8 della "Norme di Comportamento del collegio sindacale di società non quotate", consistenti in un controllo sintetico complessivo volto a verificare che il bilancio sia stato correttamente redatto. La verifica della corrispondenza ai dati contabili spetta, infatti, all'incaricato della revisione legale.

Attività di vigilanza ai sensi degli artt. 2403 e ss. c.c.

Ho vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e, in particolare, sull'adeguatezza degli assetti organizzativi, del sistema amministrativo e contabile sul loro corretto funzionamento.

Ho partecipato alle assemblee dei soci ed alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, sulla base delle informazioni disponibili, non ho rilevato violazioni della legge e dello statuto, né operazioni manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Ho acquisito dall'organo amministrativo anche durante le riunioni svolte, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società e, in base alle informazioni acquisite, non ho osservazioni particolari da riferire.

Ho incontrato l'organismo di vigilanza, ho preso visione delle relazioni dell'organismo di vigilanza e non sono emerse criticità rispetto alla corretta attuazione del modello organizzativo che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Ho acquisito conoscenza e ho vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile e sul suo concreto funzionamento e a tale riguardo non ho osservazioni particolari da riferire.

Ho acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di mia competenza, sull'adeguatezza e sul funzionamento del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni e l'esame dei documenti aziendali, e a tale riguardo, non ho osservazioni particolari da riferire.

Non sono pervenute denunzie dai soci ex art. 2408 c.c.

Nel corso dell'esercizio, ai sensi del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010 n. 39, pubblicato in data 23 marzo 2010 sulla Gazzetta Ufficiale n. 68, ho rilasciato proposta motivata per la nomina del revisore legale dei conti.

Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate segnalazioni all'organo di amministrazione ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 15 d.l. n. 118/2021.

Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi altri fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Da quanto riportato nella relazione del soggetto incaricato della revisione legale il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della società Findolomiti Energia S.r.l. al 31 dicembre 2025 e del risultato di economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione.

Per quanto a mia conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma 5, c.c.

In considerazione dell'espressa previsione statutaria l'assemblea ordinaria per l'approvazione del bilancio è stata convocata entro il maggior termine di 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio e questo al fine di recepire il bilancio della controllata Dolomiti Energia Holding S.p.A. per l'esercizio 2025 in tempo utile per la redazione del presente bilancio e del bilancio consolidato.

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, approvato dall'organo amministrativo in data 29 maggio 2026, risulta costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dalla nota integrativa, dal rendiconto finanziario e dalla relazione sulla gestione, redatti nel rispetto dei principi di chiarezza, correttezza e veridicità di cui all'art. 2423 del C.C..

Si rileva, inoltre, che la società, in quanto società a controllo pubblico di cui all'art. 2, co 1, lett. m) del D.Lgs. 175/2016 (Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica), è tenuta a predisporre e pubblicare annualmente, a chiusura dell'esercizio sociale, la relazione sul governo societario, la quale deve contenere sia uno specifico programma di valutazione del rischio aziendale (art. 6, co. 2. D.Lgs cit.) che l'indicazione degli strumenti integrativi di governo societario adottati ai sensi dell'art. 6, co. 3; ovvero le ragioni della loro mancata adozione.

Ai sensi del D.L. 127/91 la società ha redatto il bilancio consolidato del Gruppo Findolomiti Energia S.r.l., ed in merito ho preso atto della relazione al bilancio consolidato del soggetto incaricato della revisione legale dei conti emessa in data 12 giugno 2026 secondo la quale il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di casa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi di revisione internazionali.

Come per gli esercizi precedenti, gli amministratori hanno redatto il bilancio di esercizio secondo i principi contabili nazionali emanati dall'OIC, mentre il bilancio consolidato è stato redatto secondo i principi contabili internazionali IFRS.

Il bilancio consolidato si chiude con un risultato di esercizio di euro 276.716 mila di cui 137.344 mila di pertinenza del gruppo ed un patrimonio netto di gruppo pari ad euro 786.686 mila.

B3) Osservazioni e proposte in ordine alla approvazione del bilancio

Considerando le risultanze dell'attività da me svolta e il giudizio espresso nella relazione di revisione rilasciata dal soggetto incaricato della revisione legale dei conti, invito i soci ad approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, così come redatto dagli Amministratori

Il sindaco unico concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli Amministratori in nota integrativa.

Rovereto, 12 giugno 2026

Il Sindaco Unico

Dott. Stefano Micheli

EY
Shape the future
with confidence

EY S.p.A.
Via Isonzo, 11
37126 Verona

Tel: +39 045 8312511
Fax: +39 045 8312550
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Ai Soci della
FinDolomiti Energia S.r.l.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della FinDolomiti Energia S.r.l. (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2025, dal conto economico e dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalla nota integrativa.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità alle norme italiane che ne disciplinano i criteri di redazione.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Altri aspetti

Il bilancio d'esercizio della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, in data 11 giugno 2025, ha espresso un giudizio senza rilievi su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del sindaco unico per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità alle norme italiane che ne disciplinano i criteri di redazione e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Meravigli, 12 - 20123 Milano
Sede Secondaria: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 3.000.000 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CCIAA di Milano Monza Brianza Lodi
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. di Milano 606158 - P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il sindaco unico ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che tuttavia non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Shape the future
with confidence

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), e-*bis*) ed e-*ter*) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Gli amministratori della FinDolomiti Energia S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della FinDolomiti Energia S.r.l. al 31 dicembre 2025, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della FinDolomiti Energia S.r.l. al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-*ter*), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Verona, 12 giugno 2026

EY S.p.A.

Daniele Tosi
(Revisore Legale)

Relazione sulla gestione

Relazione sulla gestione

Ai sensi del D.Lgs. 127/91 e successive modifiche, la società FinDolomiti Energia S.r.l. (la Capogruppo) possiede delle partecipazioni di controllo e, pertanto, è soggetta all'obbligo della redazione del Bilancio Consolidato.

Ricordiamo che nell'area di consolidamento, oltre alla società Capogruppo, è inclusa la controllata Dolomiti Energia S.p.A., con sede in Rovereto via Manzoni n. 24 - capitale sociale nominale pari ad euro 411.496.169.

La controllata Dolomiti Energia S.p.A. (di seguito anche DE) è stata consolidata secondo il metodo "integrale" avendo come riferimento il bilancio consolidato predisposto dalla stessa al 31 dicembre 2025.

Il quadro generale dell'attività svolta dal Gruppo FinDolomiti Energia nel corso dell'esercizio 2025, nonché l'andamento economico ed operativo delle società del Gruppo sono stati ampiamente illustrati nelle relazioni poste a corredo del bilancio a cui si fa riferimento e alla nota integrativa di seguito riportata.

Il bilancio consolidato 2025 chiude con un utile di Gruppo pari ad euro 137 milioni ed un patrimonio netto di Gruppo pari ad euro 787 milioni.

La presente relazione è stata predisposta in conformità al Codice Civile e si riferisce, ai sensi del comma 2-bis dell'articolo 40 del d. lgs. 127/1991, sia al bilancio d'esercizio della società che al bilancio consolidato del Gruppo.

I valori di bilancio riportati nella presente relazione sono stati determinati in applicazione dei principi contabili adottati per la redazione del bilancio ovvero gli International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea ("UE IFRS" oppure "Principi Contabili Internazionali").

Per un maggiore dettaglio si rimanda al punto 2 delle Note Illustrative del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Contesto generale

Il 2025 è stato caratterizzato da una crescente incertezza geopolitica, anche in conseguenza dell'indirizzo commerciale introdotto dalla nuova amministrazione USA, che ha determinato una conferma del trend di rallentamento della crescita economica con conseguente allentamento delle scelte di politica monetaria: la Banca Centrale Europea, in tal senso, ha effettuato 4 interventi di riduzione dei tassi nel primo semestre dell'anno, pari allo 0,25% ciascuno.

I prezzi delle commodities, dopo la significativa crescita del primo trimestre, sono risultati in flessione nel corso dell'anno, benché abbiano consuntivato un valore medio in aumento rispetto all'esercizio precedente: si rileva, infatti, come il prezzo medio del gas (PSV DA) sia risultato pari a 39€/MWh (36€/MWh nel 2024) mentre il prezzo dell'energia elettrica (PUN) sia passato da 108€/MWh a 115€/MWh. Occorre evidenziare, in merito, come i mercati siano stati caratterizzati da una crescente volatilità, alimentata sia dalle tensioni geopolitiche internazionali sia dalla dinamica delle condizioni climatiche e della produzione delle fonti rinnovabili non programmabili la cui produzione risulta sempre più rilevante a livello europeo

A livello nazionale la domanda di energia elettrica risulta sostanzialmente stabile (311TWh -0,2% vs 2024), non evidenziando ancora la crescita prevista negli scenari per effetto del processo di transizione energetica (che prevede una progressiva elettrificazione dei consumi e dei nuovi investimenti in data centers). Risulta però in crescita la generazione rinnovabile: nel corso dell'anno, la capacità installata è infatti incrementata di oltre 7GW, principalmente grazie all'apporto della fonte fotovoltaica (6,4GW). Le fonti rinnovabili hanno coperto complessivamente il 41% della domanda (42% nel 2024) con una crescita importante - coerentemente con quanto sopra riportato - del contributo da fonte fotovoltaica (44TWh), che ha in buona parte compensato la riduzione della produzione da fonte idroelettrica (41TWh), tornata allineata ai valori medi storici.

Il processo di decarbonizzazione prosegue il suo corso, anche se più lentamente rispetto agli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima, e si prevede che le novità introdotte nel 2025 quali il meccanismo dell'Energy Release e le aste FER-X forniranno ulteriore supporto alla crescita della capacità installata da fonte rinnovabile. Conseguentemente risultano sempre più evidenti le sfide che la decarbonizzazione pone per la gestione del sistema elettrico: l'adeguatezza, un coerente livello di riserva e d'inerzia, capacità di regolazione della tensione (un tempo garantite dai gruppi termoelettrici) dovranno essere sempre più fornite da nuovi dispositivi, quali sistemi di accumulo e compensatori sincroni, ma anche e soprattutto dai grandi impianti idroelettrici, unica fonte rinnovabile programmabile.

Piano strategico

In questo scenario, nel primo semestre 2025 è stato approvato il nuovo Piano Strategico 2025-2030, che ha segnato un passo decisivo nella strategia di crescita, con l'obiettivo di generare valore duraturo per gli stakeholders.

Partendo da un posizionamento unico nel mercato nazionale come operatore green e leader italiano per capacità esclusivamente rinnovabile installata, il Gruppo ha deciso di darsi un nuovo ambizioso piano di sviluppo per i prossimi anni, contribuendo ad accelerare la transizione energetica e ponendosi come abilitatore per i propri clienti e per il sistema Paese.

I due ambiti strategici alla base del Piano sono: l'integrazione lungo la filiera energetica dal produttore al cliente finale e le infrastrutture di rete, per garantire la resilienza del sistema a servizio dei territori.

Il Piano unisce generazione e mercato, per la prima volta in un'unica visione strategica. Questo primo pilastro integra la crescita nella generazione di energia rinnovabile, lo sviluppo della flessibilità e una strategia commerciale evoluta. Attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili, infatti, il Gruppo riduce significativamente la propria esposizione alla volatilità dei prezzi di mercato e consente di integrare in modo efficiente la generazione diretta con offerte commerciali a prezzo fisso di lungo periodo, generando un modello sostenibile ed efficiente nel quale i clienti beneficiano di energia pulita a prezzo stabile nel tempo, contribuendo attivamente alla transizione energetica.

L'obiettivo al 2030 è una crescita costante della capacità installata che supererà i 2 GW, con investimenti per la decarbonizzazione pari a 1,3 miliardi di euro, focalizzati, in particolare, su eolico e solare, dove grazie alle operazioni di acquisizione perfezionate nel primo semestre del 2025 il gruppo dispone a fine anno di 226 MW operativi e in costruzione oltre a circa 1 GW di pipeline in corso di sviluppo e in progettazione.

Nello specifico, nel mese di gennaio è stata perfezionata l'acquisizione dal gruppo Epico del 100% del capitale sociale della società Hydrowatt SHP S.r.l, comprendente 14 impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di 13,1 MW, mentre nel mese di febbraio è stato perfezionato l'accordo con il Gruppo IVPC, realtà leader nel settore delle energie rinnovabili in Italia, che ha portato all'acquisizione del 49% del capitale di alcune società specializzate nello sviluppo e nella gestione e manutenzione di impianti eolici e fotovoltaici nonché con l'acquisizione del 75% del capitale di 6 SPVs, che detengono impianti eolici e fotovoltaici già in esercizio ed in fase di costruzione ed una pipeline di ulteriori progetti per circa 867 MW, suddividi in diverse fasi di sviluppo.

Il nuovo Piano segna un cambiamento profondo nel modo di interpretare il rapporto con i clienti e il ruolo della commodity. L'energia e il gas non sono più vissuti come beni da acquistare, ma come parte di un ecosistema di soluzioni integrate, digitali, personalizzate e soprattutto sostenibili. Al centro della strategia di Gruppo si colloca un cliente più consapevole, protagonista attivo della transizione energetica. Per rispondere a questa evoluzione, il Piano Industriale punta a raggiungere 1,3 milioni di base clienti commodity al 2030, superando il concetto tradizionale di fornitura. L'obiettivo è offrire un'esperienza completa e integrata: servizi a valore aggiunto, soluzioni digitali, prodotti innovativi e un'interazione continua, che consenta a ogni cliente di contribuire attivamente alla trasformazione del sistema energetico. Un modello che guarda al futuro: più decarbonizzato, digitale e distribuito.

I risultati del 2025 confermano la solidità della scelta strategica: nel corso dell'esercizio la base clienti è cresciuta di 92 mila clienti, valore mai raggiunto nella storia del gruppo.

Il secondo pilastro del Piano prevede investimenti per circa 800 milioni di euro nelle infrastrutture di rete e nei servizi ambientali, a sostegno della transizione energetica e della sostenibilità territoriale. Gli interventi hanno l'obiettivo di supportare il percorso di elettrificazione, garantendo la resilienza del sistema elettrico anche di fronte agli impatti del cambiamento climatico; migliorare la qualità e il livello del servizio nel settore idrico integrato; sviluppare le reti gas nelle valli per favorire la sostituzione dei combustibili più impattanti a livello ambientale.

Il Piano Strategico 2025-2030 del Gruppo traccia un percorso di crescita solida e sostenibile, con il miglioramento di tutti i principali indicatori economico-finanziari e una generazione di valore duratura nel tempo. La redditività media attesa (ROI) si attesta intorno al 14%, mentre l'EBITDA è previsto in crescita costante fino a circa 600 milioni di euro nel 2030, con un tasso di crescita medio annuo del 6%.

Il tutto con particolare attenzione a mantenere una solida struttura finanziaria, in grado di mantenere i parametri in linea con il livello di rating solid investment grade BBB+ assegnato dall'agenzia Fitch Ratings per la prima volta a Dolomiti Energia nel mese di giugno 2025.

Il Piano prevede inoltre un ricorso crescente a strumenti di finanza green e sostenibile, coerenti con gli obiettivi ESG del Gruppo come delineati nel Green Financing Framework approvato nel mese di luglio.

Ricorso ai mercati

Nel mese di settembre è stato emesso un Prestito Obbligazionario Retail "Green" con durata di 5 anni quotato sul Mercato Obbligazionario di Borsa Italiana (MOT) per un importo complessivo di 300M€: l'emissione ha riscosso un importante successo con una sottoscrizione da parte del mercato retail pari ad oltre 100M€. Inoltre, nel mese di ottobre è stato firmato un Green Financing con Banca Europea per gli Investimenti per un importo pari a 200M€ finalizzato al finanziamento di investimenti nel settore della distribuzione elettrica e di 4 progetti per la realizzazione di impianti eolici. L'integrazione tra strategia industriale e sostenibilità finanziaria consentirà di rafforzare ulteriormente l'impegno nella transizione energetica, favorendo al contempo l'accesso a capitali orientati al lungo periodo.

Risultati consuntivati

I risultati del 2025 confermano la solidità dell'impostazione del Piano Strategico: la buona performance della filiera integrata dell'energia che ha saputo cogliere le opportunità offerte dalle dinamiche dei mercati unitamente al solido contributo dei business regolati hanno permesso di raggiungere un livello di EBITDA pari a 491,2M€: il dato, anche se in riduzione rispetto all'esercizio precedente (678,5M€) per effetto della disponibilità della risorsa idroelettrica tornata allineata alle medie storiche, risulta superiore al valore previsto nel Piano Strategico per il 2027 (475M€).

L'utile netto di competenza del Gruppo risulta pari a 137,3M€ in riduzione rispetto al 2024 (180,3M€), ancora per effetto della minore produzione idroelettrica, parzialmente compensato dalla significativa riduzione dell'utile di terzi a seguito dell'acquisizione del 40% di HDE avvenuto nel corso del 2024.

La posizione finanziaria netta di Gruppo risulta essere pari a 588,9 mln di euro, in crescita rispetto al dato del 2024 (386,3 milioni di euro) principalmente per effetto dei crescenti investimenti tecnici (190,5 milioni di euro) e delle citate operazioni straordinarie Hydrowatt e IVPC. Il rapporto fra posizione finanziaria netta ed EBITDA, pari ad un valore di 1,2x, risulta inferiore rispetto alle previsioni di piano e testimonia la solidità finanziaria del Gruppo e la sua capacità di investimento.

Investimenti realizzati

Gli investimenti totali del periodo ammontano a 324,5 milioni di euro per effetto del contributo delle operazioni straordinarie Hydrowatt ed IVPC (134 milioni di euro) e ad un volume record di investimenti tecnici. Tra questi occorre ricordare l'ingresso in esercizio della cabina primaria di Ciré di Pergine, il completamento delle cabine primarie di Grigno e Campitello di Fassa (la cui attivazione è avvenuta nel 2025) e gli investimenti nella rete di distribuzione elettrica della Val di Fiemme a supporto dei Giochi Olimpici Invernali 2026. In ambito distribuzione gas sono proseguite le attività di metanizzazione nei comuni di Canazei e Cavalese ed il piano massivo di sostituzione dei misuratori con nuovi dispositivi elettronici, mentre per quanto concerne l'area ambiente di particolare importanza gli investimenti collegati ai servizi rivolti alla Comunità della Vallagarina ed al rinnovo delle attrezzature per l'ambito di Trento.

Nel settore della generazione nel corso dell'anno sono entrati in esercizio gli impianti fotovoltaici di Apricena (4,4 MWp), di Pomezia2 e Mondavio (1,7 MWp) sono stati avviati i cantieri degli impianti eolici di Greci (27,0 MWp), San Marco 2 (24,5 MWp) e San Paolo Civitate (45,5 MWp) oltre a 5 impianti fotovoltaici per complessivi 9,3 MWp. Sono inoltre proseguite le attività di investimento per il mantenimento in perfetta efficienza degli asset idroelettrici del Gruppo, fra cui si ricordano gli interventi sugli impianti di Santa Massenza e Val Noana.

Risorse umane e innovazione

Il percorso di importante crescita avviato dal Gruppo e delineato dal Piano Strategico richiede il supporto di due fattori abilitanti: la gestione delle risorse umane e l'innovazione e digitalizzazione.

La crescita delle risorse umane e lo sviluppo delle competenze rappresentano un pilastro abilitante essenziale per sostenere l'evoluzione del Gruppo e raggiungere gli obiettivi strategici. Il Piano prevede un importante rafforzamento dell'organico, con un incremento da circa 1.600 a oltre 2.000 dipendenti al 2030, e un investimento continuo nelle professionalità interne attraverso un articolato programma di iniziative dedicate al benessere dei dipendenti, allo sviluppo delle competenze, al talent management, al change management, alla formazione continua e alla sicurezza sul lavoro. Le persone vengono così riconosciute come il motore della trasformazione in atto. Al 31 dicembre 2025 il gruppo conta 1.687 dipendenti in crescita netta di 53 unità rispetto al termine dell'esercizio precedente.

Coerentemente nel corso del 2025 è stato accelerato l'avvio della fase esecutiva del Piano immobiliare, consolidando le scelte relative all'adeguamento della presenza di sedi direzionali ed operative sui poli di Rovereto e Trento. L'acquisto di spazi direzionali in Le Albere a Trento e l'accordo di acquisto e di un immobile presso il Progetto Manifattura a Rovereto hanno permesso di avviare i progetti necessari per la messa disposizione di spazi aziendali dinamici e flessibili, coerenti con i modelli organizzativi definiti dalla people strategy.

L'innovazione costituisce un fattore imprescindibile per affrontare le sfide della transizione energetica. Il 2025 ha visto la positiva conclusione dei principali programmi di trasformazione digitale che il gruppo ha intrapreso a partire dal 2020, tra cui il programma di upgrade del sistema ERP SAP, i programmi di rinnovamento infrastrutturale che hanno visto l'introduzione di Data Center in Cloud in affiancamento ai tradizionali Data Center On premise. Tali iniziative hanno rafforzato sia l'ecosistema informativo di gruppo, sia la capacità di investire con maggior efficacia in attività di ricerca innovativa.

I risultati operativi e finanziari raggiunti nell'esercizio 2025 confermano il percorso di forte accelerazione e crescita intrapreso dal gruppo e delineato nel Piano Strategico: il Gruppo si sta affermando come una solida e crescente realtà del sistema energetico del Paese pronto a rispondere alle sfide della transizione energetica ed a generare valore per i propri azionisti ed i propri stakeholders sul territorio nel quale opera.

Re-branding

Nel mese di novembre 2025 l'Assemblea dei Soci della Capogruppo del Gruppo Dolomiti Energia (Dolomiti Energia S.p.A.) ha deliberato di modificare la propria denominazione sociale a far data dal 1° marzo 2026, in coerenza con l'evoluzione strategica del Gruppo e con il percorso di

rafforzamento dell'identità e del posizionamento complessivo. Il progetto di rebranding avviato nel periodo rappresenta infatti uno strumento a supporto del Piano Strategico al 2030, volto a rendere più chiara e riconoscibile l'identità del gruppo e ad accompagnarne la crescita, in linea con gli obiettivi di sviluppo, integrazione e consolidamento a livello nazionale. Un cambiamento formale che rende la struttura del gruppo più chiara, leggibile e coerente con il nuovo posizionamento.

La stessa assemblea ha autorizzato la società, per un tempo pari a 18 mesi, a disporre delle azioni proprie detenute entro il limite massimo del 50%, finalizzata alla progressiva acquisizione delle partecipazioni di minoranza nelle società controllate Dolomiti Energia Trading S.p.A., SET Distribuzione S.p.A. e Dolomiti Energia Mercato S.p.A.

Gruppo FinDolomiti Energia

SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Situazione economica

L'area di consolidamento del Gruppo FinDolomiti Energia è composta da 27 società, in significativo aumento rispetto all'esercizio precedente per effetto delle sopracitate operazioni di acquisizione completate nell'esercizio. Nel dettaglio, il perimetro è composto da: oltre alla Capogruppo FinDolomiti Energia S.r.l., la controllata Dolomiti Energia e le sue controllate Dolomiti Energia Mercato S.p.A., Dolomiti Energia Solutions S.r.l., SET Distribuzione S.p.A., Novareti S.p.A., Hydro Dolomiti Energia S.r.l., Dolomiti Edison Energy S.r.l., Dolomiti Energia Trading S.p.A., Dolomiti GNL S.r.l., Dolomiti Energia Hydro Power S.r.l., Gasdotti Alpini S.r.l., Dolomiti Ambiente S.r.l., Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l., IVPC Power 6 S.r.l., IVPC Power 8 S.r.l., IVPC Power 10 S.r.l., Power X S.r.l., Minipower S.r.l., VIGreen S.r.l., EPQ S.r.l., Green fin S.r.l., New Power Group S.r.l., Power 2 S.r.l., Fondo Perla S.r.l., Hydrowatt S.r.l. e Dolomiti Hydro Storage S.r.l.

Si informa che la società controllata Dolomiti Transition Asset S.r.l. – precedentemente rientrante in perimetro - è stata fusa per incorporazione nel corso del 2025 in Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l..

In relazione ai dati economici si evidenziano le seguenti informazioni.

Il **totale dei ricavi** e altri proventi è risultato pari a euro 2.283 milioni (euro 2.345 milioni nel 2024).

I **costi della produzione** sono pari a euro 1.873 milioni (euro 1.753 milioni nel 2024).

Il **costo del personale** è risultato di complessivi euro 96,2 milioni (88,5 nel 2024).

Il **risultato delle partecipazioni** è negativo per euro 2,6 milioni in diminuzione rispetto a quello positivo dello scorso esercizio pari a euro 13,5 milioni. La riduzione è principalmente dovuta alla presenza nell'esercizio 2024 della rivalutazione di partecipazioni per euro 12.949 migliaia derivante dall'applicazione dell'acquisition method per la contabilizzazione delle aggregazioni aziendali in relazione all'acquisizione del controllo di EPQ.

Il margine operativo lordo inclusivo del risultato delle partecipazioni (EBITDA) è in decremento rispetto all'esercizio precedente e si attesta a euro 491,2 milioni (678,5 nel 2024). L'incidenza rispetto al totale ricavi e altri proventi risulta del 21,5% (29,0% nel 2024).

Il complesso degli **ammortamenti, accantonamenti e delle svalutazioni** delle immobilizzazioni ammonta a euro a euro 84,0 milioni (72,6 nel 2024), con un incremento sensibile rispetto al precedente esercizio dovuto principalmente agli importanti investimenti effettuati nel settore della produzione di energia elettrica.

Il **risultato operativo netto (EBIT)** ottenuto è pari a euro 407,2 milioni, rispetto a euro 605,9 milioni del 2024; la relativa variazione risulta strettamente correlata agli scostamenti sopra commentati.

La **gestione finanziaria** evidenzia un onere pari a 12,3 milioni di euro in peggioramento rispetto agli oneri registrati nello scorso esercizio (pari a 1,8 milioni di euro). Le componenti principali, qui considerate, sono gli interessi sui prestiti obbligazionari e sugli utilizzi di affidamenti bancari, in incremento coerentemente con quanto riportato al paragrafo "FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO".

Le **imposte dell'esercizio** ammontano a euro 118,1 milioni (euro 162,8 milioni nel 2024) e tengono conto delle imposte anticipate/differite, come meglio dettagliato nella Nota Integrativa.

Il **risultato netto consolidato**, al netto della quota di utili di pertinenza di terzi, è pari a euro 137,3 milioni (180,3 milioni nel 2024.

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Situazione patrimoniale

per l'esercizio chiuso al 31 dicembre

(dati in migliaia di euro)	2025	2024	differenza
ATTIVITÀ IMMOBILIZZATE NETTE			
Attività materiali e immateriali	2.225.938	1.866.675	359.263
Partecipazioni	94.725	84.766	9.959
Altre attività non Correnti	24.771	31.748	(6.977)
Altre passività non Correnti	(123.920)	(123.680)	(240)
TOTALE	**2.221.514**	**1.859.509**	**362.005**
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO			
Crediti commerciali	401.778	411.383	(9.605)
Debiti commerciali	(301.386)	(300.943)	(444)
Crediti / (debiti) tributari netti	52.284	(74.736)	127.020
Attività / (passività) destinate alla vendita			
Altre attività / (passività) Correnti	70.606	45.021	25.586
TOTALE	**223.282**	**80.725**	**142.557**
CAPITALE INVESTITO LORDO	**2.444.796**	**1.940.234**	**504.562**
FONDI DIVERSI			
Benefici a dipendenti	(14.211)	(11.932)	(2.279)
Fondi per rischi e oneri	(44.035)	(33.850)	(10.185)
Imposte anticipate nette	(132.382)	(104.872)	(27.510)
TOTALE	**(190.628)**	**(150.654)**	**(39.974)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**2.254.168**	**1.789.580**	**464.588**
PATRIMONIO NETTO	**1.665.226**	**1.403.240**	**261.986**
INDEBITAMENTO NETTO	**588.942**	**386.340**	**202.603**

Gli investimenti tecnici realizzati dal Gruppo nel 2025 sono risultati di complessivi euro 222,1 milioni (185,9 milioni nel 2024).

Per quanto riguarda il significativo incremento nella voce attività materiali e immateriali è riconducibile prevalentemente all'acquisizione delle società del Gruppo IVPC e della società Hydrowatt.

Al fine di offrire una lettura più ampia, approfondita e puntualmente articolata dei valori esposti, nonché delle principali variazioni intervenute nel corso dell'esercizio, si rinvia alla Nota integrativa del consolidato, nella quale sono fornite informazioni di dettaglio e ulteriori elementi esplicativi.

PRINCIPALI INDICATORI ECONOMICO - FINANZIARI DI RISULTATO

Indici economici

Gli indici riportati considerano le riclassifiche effettuate sui valori dell'esercizio precedente ai fini della comparabilità del bilancio.

Indice	Formula	2025	2024	differenza
ROE	Risultato/Capitale e riserve	17,46%	27,2%	(9,74%)
ROI	Risultato operativo/Totale attività	13,13%	21,55%	(8,42%)
ROS	Risultato operativo/Totale ricavi e proventi	18,88%	27,3%	(8,42%)
EBITDA	Margine operativo lordo (euro migliaia)	491.116	678.332	(187.216)
EBIT	Margine operativo netto (euro migliaia)	407.154	605.728	(198.574)

Gli indicatori sono tutti in declino, si ricorda che l'esercizio 2024 aveva registrato risultati straordinari principalmente dovuti alla produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica molto superiore alle medie storiche.

Indici finanziari e patrimoniali

Indice	Formula	2025	2024	differenza
Copertura dell'attivo fisso netto	Patrimonio netto + pass. non correnti/att. non correnti	1,10	0,93	0,17
Rapporto di indebitamento	Pass. correnti e non correnti/ Patrimonio netto	0,86	1,23	(0,37)
Indice di liquidità secondaria	Attività correnti/passività correnti	1,54	0,92	0,62

Gli indicatori finanziari e patrimoniali sono in miglioramento rispetto a quelli dell'esercizio precedente in particolare per il miglioramento dei mezzi propri.

Gli indici economico-finanziari sono determinati prendendo a riferimento valori presenti in Nota Integrativa a cui si rimanda per ulteriore dettaglio.

Analisi dei rischi – obiettivi e politiche del gruppo in materia di gestione del rischio

RISCHI CONNESSI AL QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE

Il Gruppo FinDolomiti Energia, per il tramite della sua controllata Dolomiti Energia S.p.A., opera in settori fortemente regolamentati – energia elettrica, gas, ciclo idrico integrato, teleriscaldamento, gestione dei rifiuti – soggetti a una normativa articolata e in continua evoluzione a livello europeo, nazionale e locale, nonché alla vigilanza di autorità indipendenti, in particolare ARERA.

L'evoluzione imprevedibile del quadro legislativo e regolamentare, nonché le modalità di interpretazione e applicazione delle norme, possono incidere in modo significativo sull'operatività del Gruppo, sulla struttura dei costi, sui ricavi e sulle prospettive di sviluppo e redditività futura. Tali rischi riguardano, tra l'altro, il prezzo delle commodities di interesse per il gruppo, i regimi tariffari, gli incentivi alle fonti rinnovabili, la fiscalità e la normativa ambientale.

Una componente rilevante del rischio regolatorio è rappresentata dalla gestione e dal rinnovo di concessioni, autorizzazioni e licenze necessarie per lo svolgimento di specifiche attività (grandi derivazioni idroelettriche, ciclo idrico e gestione dei rifiuti, rete di distribuzione), non essendovi garanzia che tali concessioni siano rinnovate o riassegnate alle medesime condizioni, né che eventuali indennizzi in caso di cessazione anticipata risultino adeguati o tempestivi. Eventuali inadempimenti agli obblighi concessori potrebbero inoltre comportare sanzioni o la risoluzione anticipata dei rapporti concessori.

Infine, il raggiungimento degli obiettivi strategici del Gruppo dipende anche dalla capacità di ottenere e mantenere, nei tempi previsti, le autorizzazioni amministrative necessarie per la realizzazione e l'ammodernamento degli impianti, in un contesto procedurale spesso complesso e soggetto a ritardi.

Al fine di gestire i rischi connessi al quadro normativo e regolamentare il Gruppo dispone di strutture, competenze e strumenti dedicati al monitoraggio dell'evoluzione normativa e all'attuazione di azioni coerenti per il raggiungimento degli obiettivi aziendali. Inoltre, a partire da agosto 2025 è stata istituita una nuova funzione Regulatory Affairs & Institutional Relations, allo scopo di rafforzare il presidio del quadro regolatorio e normativo di riferimento per i settori energia elettrica, gas, ciclo idrico integrato, gestione rifiuti, teleriscaldamento, servizi energetici ed eventuali ulteriori business che il Gruppo sviluppasse, garantendo il costante aggiornamento del Gruppo rispetto all'evoluzione delle regole tecniche, economiche e giuridiche emanate dalle autorità competenti nazionali ed europee.

Tale presidio si traduce nella valutazione sistematica dell'impatto delle normative e degli atti regolatori sul perimetro di attività aziendale, nell'assistenza alle funzioni operative e strategiche per l'implementazione delle disposizioni normative, nonché nella predisposizione di contributi tecnico-regolatori in fase di consultazione pubblica o di confronto istituzionale.

La funzione si occupa anche di relazioni istituzionali e rappresenta il principale interlocutore qualificato nei rapporti con gli enti nazionali ed Europei, le Autorità di regolazione, nonché con i ministeri e le relative società operative, i gestori di rete, le associazioni di categoria, gli stakeholder istituzionali, contribuendo alla definizione e tutela degli interessi del Gruppo nel contesto regolatorio di riferimento.

Il gruppo non svolge attività di lobbying diretto presso enti governativi o decisori politici, ma contribuisce al dibattito istituzionale attraverso le associazioni di cui è membro.

Attraverso questi canali, sono portati avanti temi rilevanti per la strategia aziendale del gruppo, come la tutela delle società nei contesti regolamentari europei e nazionali. Il gruppo inoltre partecipa attivamente ad associazioni di categoria, comitati tecnici e gruppi di lavoro strategici istituiti presso le stesse, sia in ambito nazionale che europeo: Presidente e Amministratore Delegato siedono inoltre negli organi di governo di alcune di queste associazioni al fine di rappresentare i propri interessi presso le istituzioni nazionali ed europee e per garantire un supporto specialistico alle proprie strutture organizzative.

Inoltre, in linea con il codice di comportamento il gruppo non effettua donazioni a partiti politici, candidati o campagne elettorali. Qualsiasi forma di contributo è vietata per garantire la massima trasparenza e indipendenza e prevenire conflitti di interesse.

RISCHI CONNESSI ALLE ATTIVITÀ OPERATIVE E AL SETTORE DI RIFERIMENTO

Il Gruppo è esposto a rischi tipici del settore energetico - caratterizzato da elevata volatilità, forte concorrenza e rilevante dipendenza da fattori esogeni anche legati alla disponibilità di risorse (pioggia, sole, vento) – e operativo/industriale connesso a eventi che possono impattare sulla continuità operativa in termini di produzione e di erogazione dei servizi, alla salute e sicurezza dei loghi di lavoro e ai temi ambientali.

In particolare, l'andamento dei prezzi delle commodities energetiche (energia elettrica, gas e certificati) può influenzare in modo significativo i margini economici e i flussi di cassa.

Al fine di gestire tali rischi, il Gruppo adotta politiche di copertura e un articolato sistema di gestione del rischio di mercato attraverso un energy model infragruppo che sfrutta le sinergie derivanti dalla filiera energetica integrata, nonché azioni di monitoraggio al fine di cogliere tempestivamente elementi anche di carattere eccezionale quali anche shock di mercato di natura geopolitica.

Il Gruppo è inoltre esposto a rischi stagionali, soprattutto con riferimento alla produzione da fonti rinnovabili (idroelettrico, fotovoltaico ed eolico), la cui redditività dipende dalla disponibilità delle risorse naturali e dall'andamento delle condizioni meteorologiche, nonché dalla disponibilità ed efficienza degli impianti.

Ulteriori profili di rischio riguardano possibili ritardi nei processi autorizzativi per la costruzione o il revamping degli impianti; criticità nella catena di approvvigionamento; incremento della concorrenza nei mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, con potenziali pressioni sui margini; rischi connessi a joint venture e partnership, legati alla complessità dei processi di integrazione e al potenziale mancato raggiungimento dei benefici attesi; rischi informatici, di cybersecurity e di privacy, considerata la crescente dipendenza da sistemi IT complessi e la gestione di dati personali; rischi legati ad una gestione inefficace della comunicazione; rischio di compliance aziendale e rischi legali e contenziosi, derivanti da procedimenti civili, amministrativi, fiscali o regolatori, il cui esito potrebbe discostarsi dalle previsioni effettuate; rischi legati alla disponibilità di adeguate competenze e risorse interne per la gestione dei processi finalizzati agli obiettivi aziendali; rischi di salute e sicurezza dei luoghi di lavoro e rischi ambientali connessi alle attività aziendali.

RISCHI AD IMPATTO DIRETTO SULLA SITUAZIONE ECONOMICO-FINANZIARIA

La situazione economico-finanziaria del Gruppo è esposta a diversi fattori di rischio che potrebbero incidere sulla capacità di far fronte ai propri impegni finanziari. In particolare:

- rischio di credito e di controparte, connesso all'eventuale inadempimento delle obbligazioni da parte di clienti e partner commerciali;
- rischio di liquidità, legato alla possibilità di non reperire risorse finanziarie sufficienti a condizioni economicamente sostenibili, anche in funzione dell'andamento dei mercati finanziari e del merito creditizio del Gruppo;
- rischio di tasso di interesse, derivante dalla componente di indebitamento a tasso variabile, seppur parzialmente mitigato dall'utilizzo di strumenti di copertura;
- rischio di rating, in quanto un eventuale peggioramento del merito creditizio potrebbe incidere sull'accesso ai mercati dei capitali e sul costo del finanziamento;
- rischi fiscali, connessi alla complessità della normativa tributaria e alla possibilità di contenziosi con l'Amministrazione finanziaria.

ENTERPRISE RISK MANAGEMENT

Al fine di gestire la complessità dei rischi rilevanti descritti nei precedenti paragrafi, il Gruppo dispone di strutture organizzative, competenze interne e esterne, politiche e strumenti utili a prevenirne l'accadimento e/o a mitigarne e gestirne gli impatti sugli obiettivi aziendali.

Inoltre, alla luce della molteplicità dei rischi gestiti, nel corso del 2025 il Gruppo ha avviato un progetto di un nuovo sistema di entreprise risk management con l'obiettivo di definire e attuare una metodologia strutturata e sistematica di posizionamento in termini di propensione al rischio per le varie tipologie di rischio, di definizione di soglie di accettabilità rispetto alla sostenibilità e agli obiettivi economici e ESG del Gruppo, in grado di identificare e misurare i rischi rilevanti e definire le corrette politiche di escalation e remediation in caso di eventi che superano la soglia di accettabilità del rischio attesa.

Il nuovo Enterprise Risk Management ha l'obiettivo di rafforzare ulteriormente l'approccio risk based già adottato, superando l'approccio frammentato e settoriale, fornendo una vista unica e coordinata dei rischi rilevanti a livello di Gruppo - fondamentale per gestire infrastrutture critiche e operazioni diverse - e perseguendo omogeneità e allineamento nelle decisioni che impattano il profilo di rischio complessivo in coerenza con la propensione del Gruppo.

SICUREZZA E SALUTE SUL LAVORO

Per una disamina completa della gestione e dei dati riferiti alla sicurezza e alla salute sul lavoro si rimanda allo specifico paragrafo della rendicontazione di sostenibilità inserito al termine della relazione sulla gestione

FinDolomiti Energia S.r.l.

SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Situazione economica

per l'esercizio chiuso al 31 dicembre

(dati in migliaia di euro)	2025	2024	differenza
Ricavi	0	0	0
Altri ricavi e proventi	0	0	0
TOTALE RICAVI E ALTRI PROVENTI	**0**	**0**	**0**
Costo materie prime e sussidiarie	0	0	0
Costi per servizi	(85)	(134)	48
Costi per oneri diversi di gestione	(1)	(4)	3
Costi operativi	**(87)**	**(138)**	**51**
EBITDA - margine operativo lordo	**(87)**	**(138)**	**51**
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	0	0	0
Proventi e oneri da partecipazioni	25.870	23.953	1.916
EBIT - risultato operativo	**25.783**	**23.815**	**1.967**
Proventi/(Oneri) finanziari	211	263	51
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**25.994**	**24.078**	**1.916**
Imposte	(346)	(324)	21
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	**25.648**	**23.754**	**1.894**

La società non presenta ricavi delle vendite e delle prestazioni.

I costi della produzione sono pari a euro 87 migliaia (euro 138 migliaia nel 2024), quasi interamente costituiti da costi per servizi.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è risultato negativo per euro 87 migliaia.

Il risultato operativo, comprensivo dei proventi e oneri da partecipazioni, è positivo per euro 25.783 migliaia (23.815 migliaia di euro nel 2024).

I proventi della gestione finanziaria risultano pari a euro 211 migliaia.

Le imposte dell'esercizio sono pari a 346 migliaia e tengono conto delle imposte anticipate come meglio dettagliato nella Nota Integrativa.

Il risultato d'esercizio è pari ad un utile di 25.648 migliaia di euro ed è aumentato di euro 1.894 migliaia rispetto al risultato conseguito nel 2024.

SINTESI PATRIMONIALE E FINANZIARIA

(dati in migliaia di euro)	2025	2024	differenza
ATTIVO FISSO	**224.578**	**224.578**	**0**
Immobilizzazioni immateriali	0	0	0
Immobilizzazioni materiali	0	0	0
Immobilizzazioni finanziarie	224.578	224.578	0
ATTIVO CORRENTE	**12.214**	**10.437**	**1.779**
Magazzino	0	0	0
Liquidità differite	12	9	2
Liquidità immediate	12.202	10.427	1.775
CAPITALE INVESTITO	**236.793**	**235.015**	**1.778**
MEZZI PROPRI	**236.735**	**234.840**	**1.895**
PASSIVO CONSOLIDATO	**2**	**2**	**0**
PASSIVO CORRENTE	**55**	**172**	**117**
CAPITALE DI FINANZIAMENTO	**236.793**	**235.015**	**1.778**

PRINCIPALI INDICATORI ECONOMICO - FINANZIARI DI RISULTATO

Indici economici

Al fine di una migliore rappresentazione del risultato economico si riportano alcuni indici di redditività.

Indice	Formula	2025	2024	differenza
ROE	Utile netto / Mezzi Propri	10,83%	10,11%	0,72%
ROI	Risultato operativo / (Capitale investito operativo – Passività Op.)	10,89%	10,14%	0,75%
EBITDA	Margine operativo lordo	(87)	(138)	51
EBIT	Margine operativo netto	25.783	23.815	1.968

Indici finanziari e patrimoniali

Indice	Formula	2025	2024	differenza
Posizione finanziaria Netta	Disp. liquide + crediti fin. – debiti fin.	12.202.465	10.427.160	1.775.305
Indice di liquidità secondario	Liquid. immediata / debiti a breve	221,49	60,46	161,03

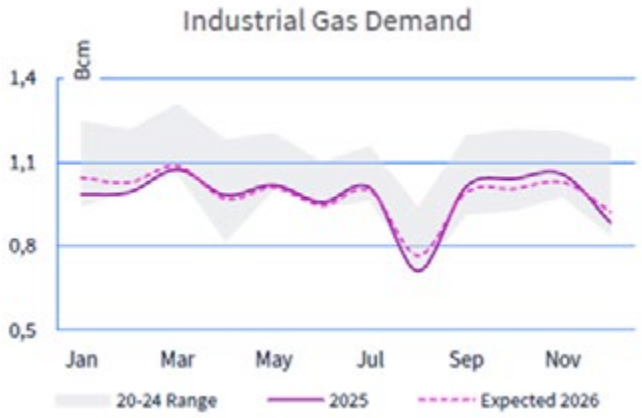
SCENARIO ENERGETICO, DI MERCATO E NORMATIVO

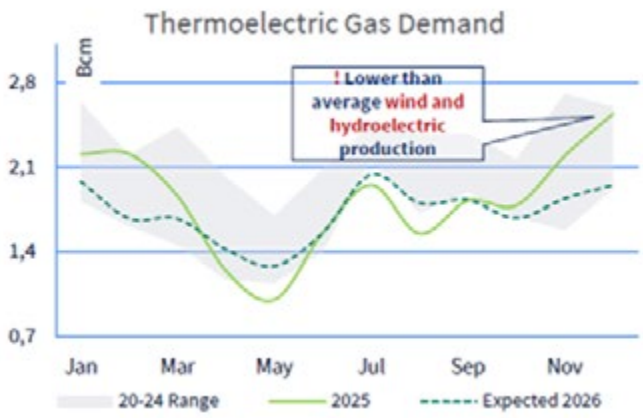
L'anno 2025 è stato caratterizzato, oltre che dal ritorno ad una idraulicità in linea con le medie storiche, da un prezzo medio delle commodity in aumento rispetto al 2024, sia per quanto riguarda il gas naturale, sia per quanto riguarda l'energia elettrica.

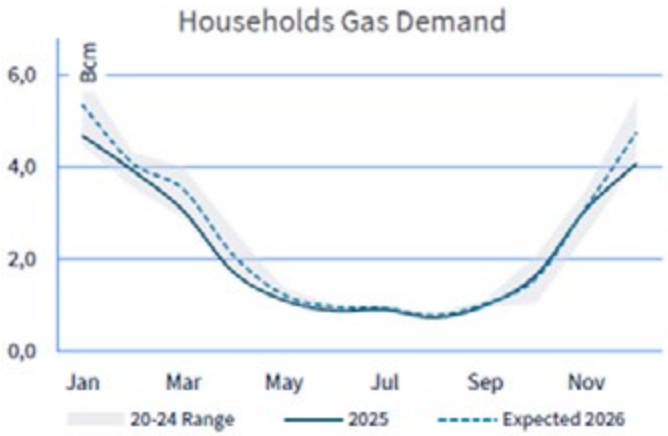
Il prezzo medio del gas naturale nel 2025 è risultato pari a 39 €/MWh (36 €/MWh nel 2024), con il valore più alto registrato a gennaio (pari a 50 €/MWh) e il valore più basso registrato a dicembre (pari a 31 €/MWh).

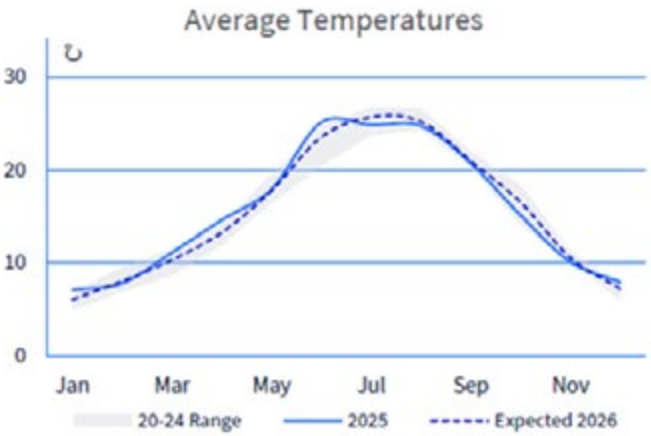
Le cause di questa diminuzione sono legate principalmente all'allentamento delle pressioni sul mercato globale del GNL che, nonostante il blocco delle forniture di gas russo, hanno garantito una buona disponibilità di gas in Italia, grazie anche alla partenza del nuovo terminale di rigassificazione di Ravenna.

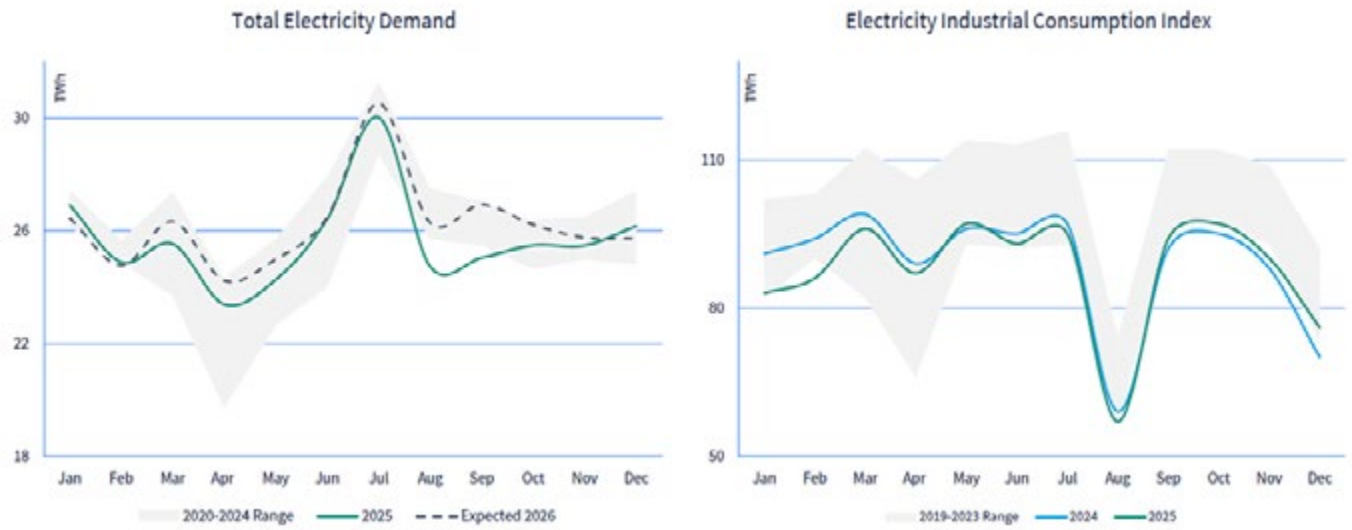
La diminuzione della produzione idroelettrica italiana rispetto al 2024 (-21%) è stata sopperita dall'aumento della produzione a gas (+5,6%), oltre che da una maggior produzione fotovoltaica (+25%), realizzata sia per effetto di una maggior capacità installata, che per un irraggiamento maggiore a quello del 2024. La produzione eolica, al contrario, ha subito un calo del 3,3%, nonostante la maggior capacità installata.











Fonte MBS consulting

I livelli di domanda di energia elettrica registrati in Italia si mantengono in linea con quelli del 2024, mentre quelli di gas registrano un leggero aumento per effetto anche dei maggiori consumi termoelettrici (+5%).

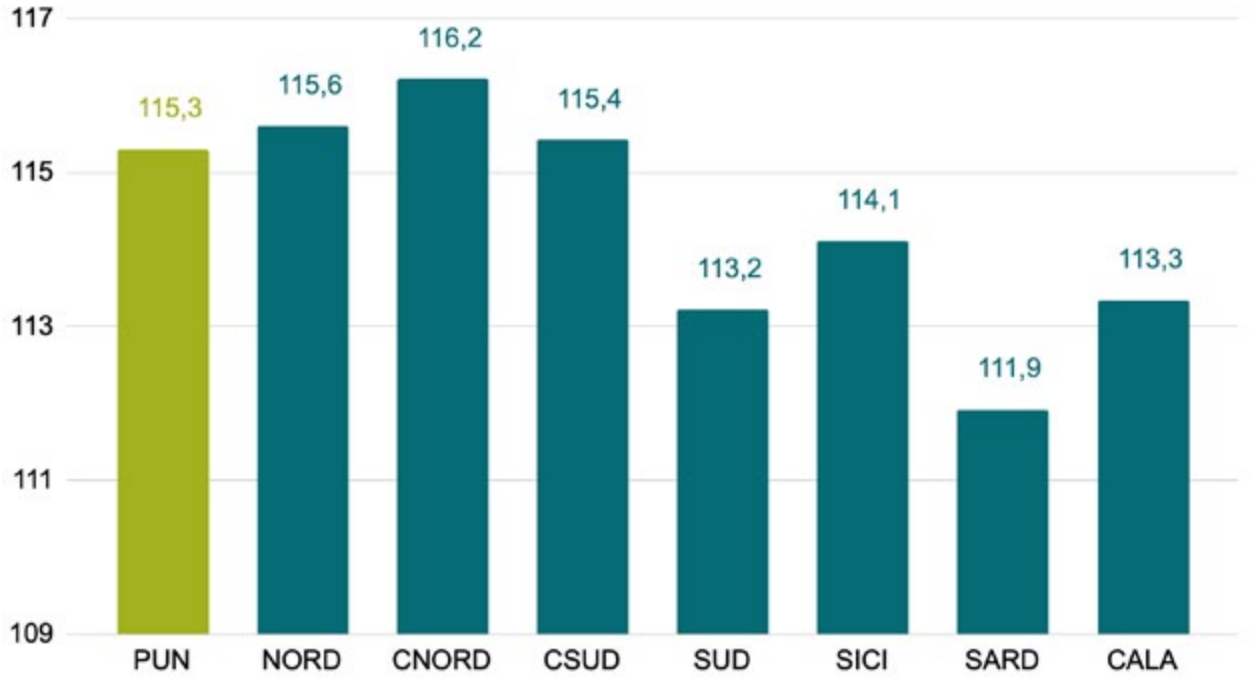
Poiché il prezzo marginale dell'energia elettrica in Italia è stato, anche nel 2025, per la maggior parte delle ore, determinato dai cicli combinati a gas, l'andamento del prezzo del gas ha determinato a sua volta l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) che nel 2025 è risultato in aumento rispetto al 2024: 115 €/MWh la media del PUN nel 2025 contro i 108 €/MWh del 2024 (+6%).

Dopo un avvio sostenuto ad inizio 2025, con valori superiori a 140 €/MWh, e dopo il calo fisiologico dovuto all'abbondanza della risorsa idrica in occasione del disgelo primaverile ed alla crescente produzione da fonte fotovoltaica, il PUN è rimasto a livelli superiori ai 110 €/MWh, non risentendo della diminuzione del prezzo del gas avvenuta nella seconda metà dell'anno, anche a causa della mancanza della produzione idroelettrica ed eolica.

Indice	2025	2024	Variazioni	
			Diff.	%
Gennaio	143,0	99,2	43,9	44%
Febbraio	150,4	87,6	62,7	72%
Marzo	120,5	88,9	31,7	36%
Aprile	99,9	86,8	13,1	15%
Maggio	93,6	94,9 -	1,3	-1%
Giugno	111,8	103,2	8,6	8%
Luglio	113,1	112,3	0,8	1%
Agosto	108,8	128,4 -	19,6	-15%
Settembre	109,1	117,1 -	8,0	-7%
Ottobre	111,0	116,7 -	5,6	-5%
Novembre	117,1	130,9 -	13,8	-11%
Dicembre	115,5	135,1 -	19,6	-14%
Media dell'esercizio	**115,3**	**108,5**	**6,8**	**6%**

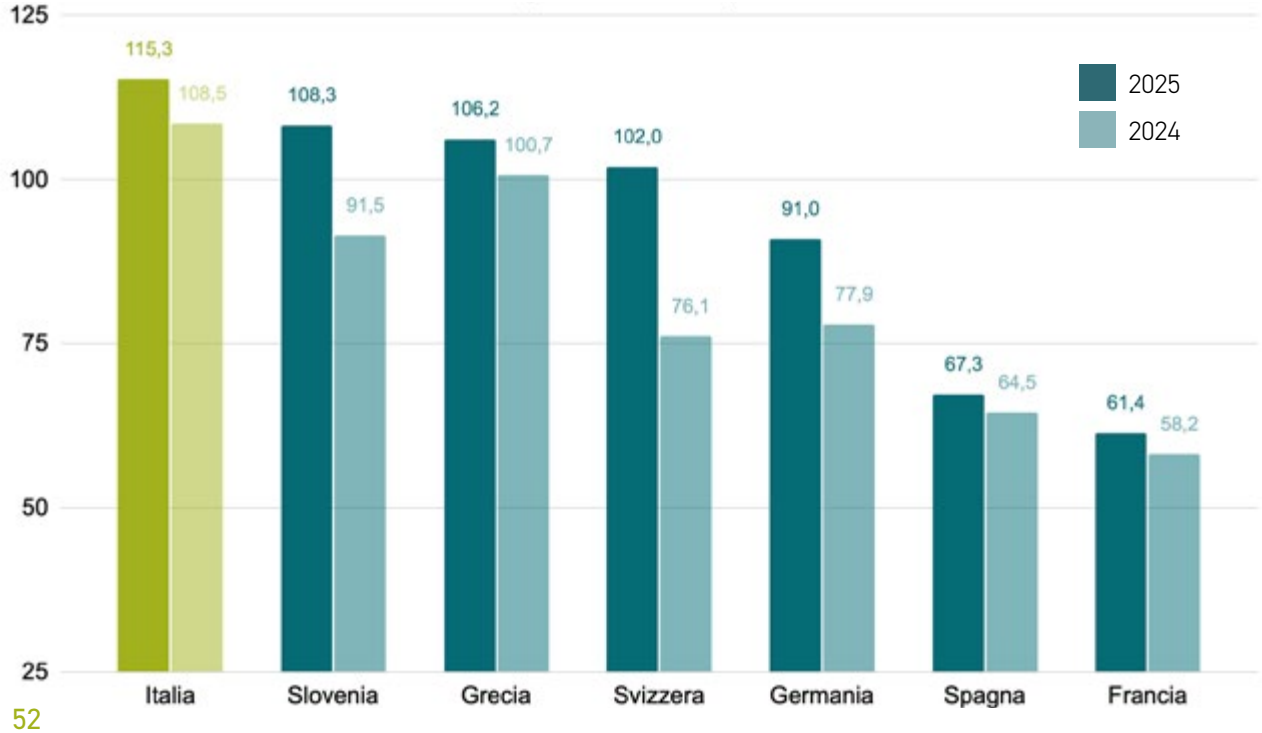
La media dei prezzi Zonali in Italia ha visto primeggiare la Zona Centro Nord con 116 €/MWh (+1 €/MWh rispetto al PUN) mentre la Sardegna si classifica all'ultimo posto con un Prezzo medio di 112 €/MWh (-3 €/MWh rispetto al PUN).

PREZZI ZONALI ENERGIA ELETTRICA ITALIA 2025, €/MWh



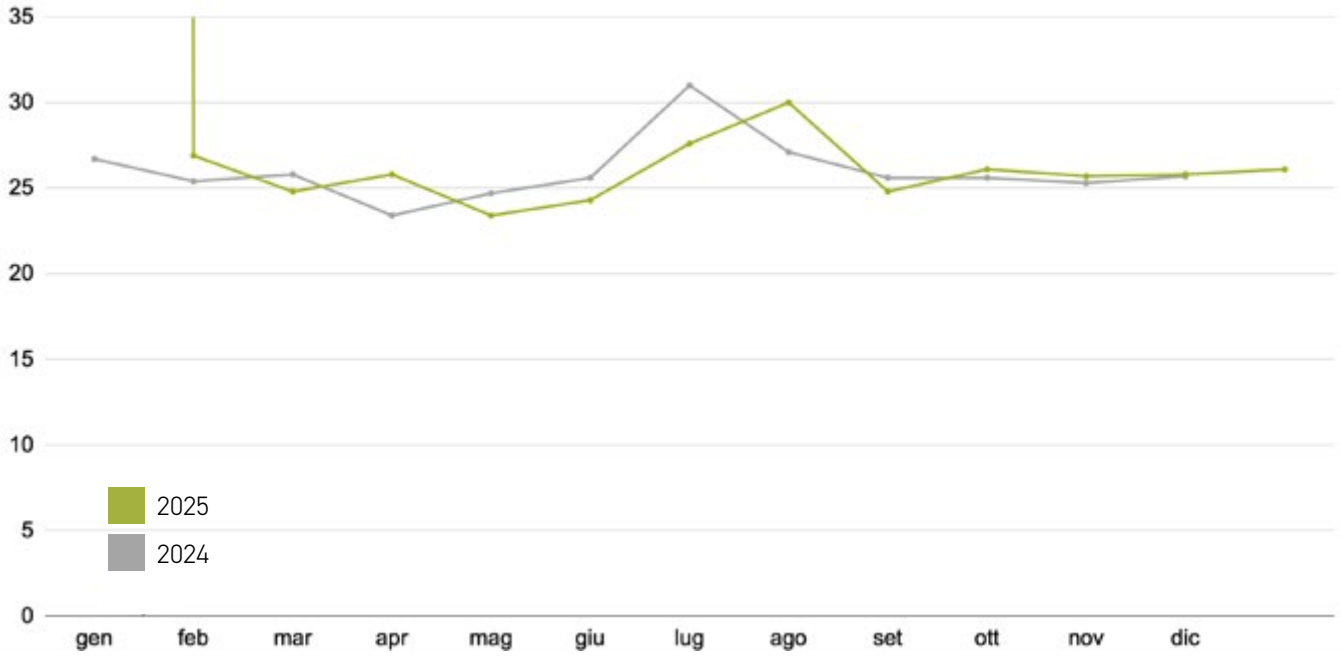
Anche nel resto d'Europa i prezzi nel 2025 sono aumentati rispetto al 2024. L'Italia rimane uno dei paesi europei con il prezzo più alto, seguito dalla Slovenia, dalla Grecia, dalla Svizzera, dalla Germania, dalla Spagna e per ultima la Francia.

PREZZI ENERGIA ELETTRICA IN EUROPA 2025 vs 2024, €/MWh



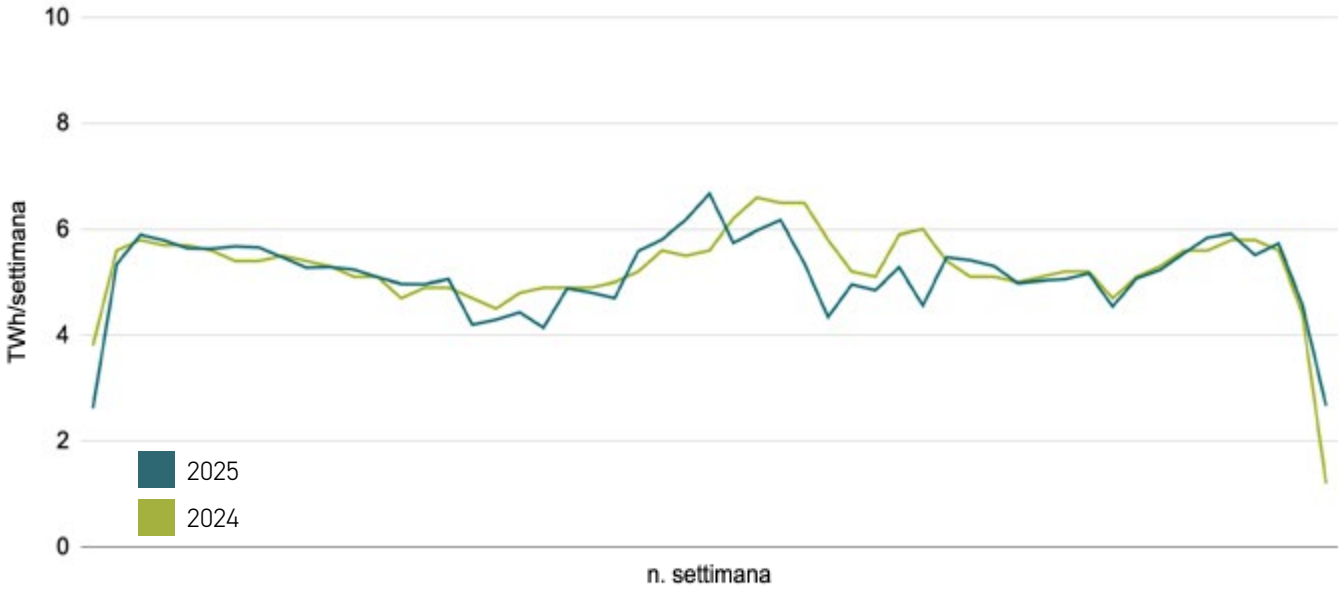
La Richiesta di Energia Elettrica nazionale nel 2025 (311 TWh) è stata leggermente inferiore (-0,2%) a quella del 2024 (312 TWh), (Fonte Terna). La richiesta è stata più alta del 2024 nel mese di giugno (soprattutto per effetto della richiesta di consumi per il condizionamento) e più bassa nei mesi di luglio e agosto (con temperature meno elevate rispetto al 2024). Il dato finale 2025 è superiore dell'1,7% rispetto a quello del 2023 (306 TWh) e inferiore a quello del 2022 dell'1,2% (315 TWh).

DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA, TWh - fonte Terna



Di seguito si riporta l'andamento settimanale della richiesta di energia elettrica, con un picco di richiesta nella settimana n. 27 (dal 30 giugno al 6 luglio 2025) pari a 6,7 TWh.

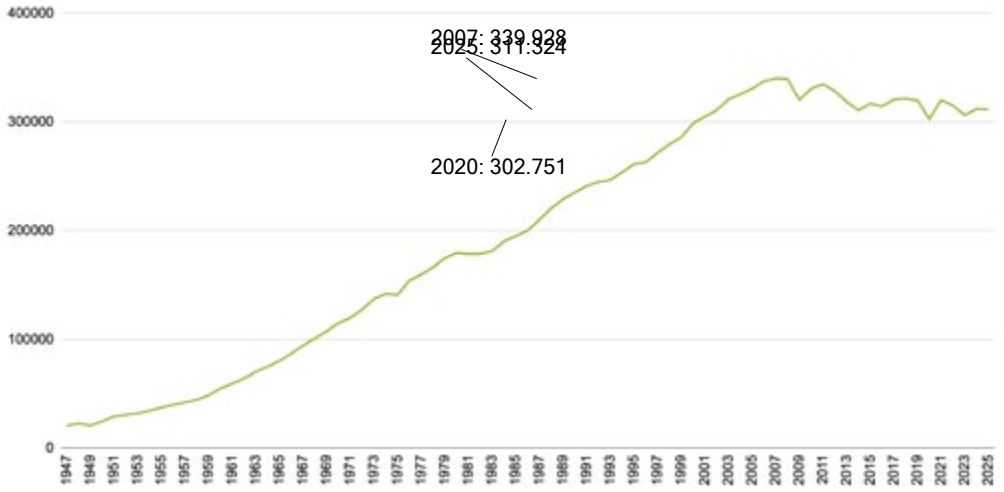
DOMANDA SETTIMANALE ITALIA, TWh



ANDAMENTO GENERALE DEI MERCATI ENERGETICI

Energia elettrica

Secondo gli ultimi dati consuntivi disponibili (Terna S.p.A.) i consumi di energia elettrica in Italia nel 2025 si sono attestati a 311.324 milioni di kWh, in diminuzione dello 0,2% rispetto al 2024.



Come si nota, la curva dei consumi elettrici italiani può considerarsi crescente linearmente fino al 2007, a parte le crisi di metà anni '70 e '80. Dopo il 2007, invece, i consumi elettrici sono risultati in decremento, con un minimo relativo nel 2020 (303 TWh), l'anno del lockdown dovuto all'epidemia COVID.

La copertura della domanda è stata garantita dalle diverse fonti riportate nella seguente tabella:

Milioni di kWh	2025	2024	Var. %
Idroelettrica rinnovabile	41.365	52.477	-21,2%
Pompaggio in produzione (2)	1.626	1.499	8,5%
Termica	153.056	146.361	4,6%
di cui gas	134.382	127.221	5,6%
di cui Biomasse	15.699	15.699	0,0%
di cui Carbone	2.975	3.441	-13,5%
Geotermica	5.269	5.276	-0,3%
Eolica	21.363	22.088	-3,3%
Fotovoltaica	44.290	35.398	25,1%
Accumuli stand alone	1.459	131	1013,7%
Produzione Totale Netta	**268.420**	**263.230**	**2,0%**
Assorbimento accumuli stand alone	**1.662**	**174**	**852,5%**
Energia destinata ai Pompaggi	**2.323**	**2.141**	**8,5%**
Totale produzione Netta al consumo	**264.435**	**260.914**	**1,3%**
di cui FER (3)	127.978	130.938	-2,3%
di cui NON FER	136.457	129.976	5,0%
Import	51.798	55.908	-7,4%
Export	4.909	4.908	0,0%
Saldo Estero	**46.889**	**51.000**	**-8,1%**
Richiesta di Energia elettrica (1)	**311.324**	**311.914**	**-0,2%**

(1)
Richiesta di Energia Elettrica = Totale produzione netta al consumo + Saldo estero,
dove Totale produzione netta al consumo = Totale produzione netta – energia destinata ai pompaggi.

(2)
Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento.

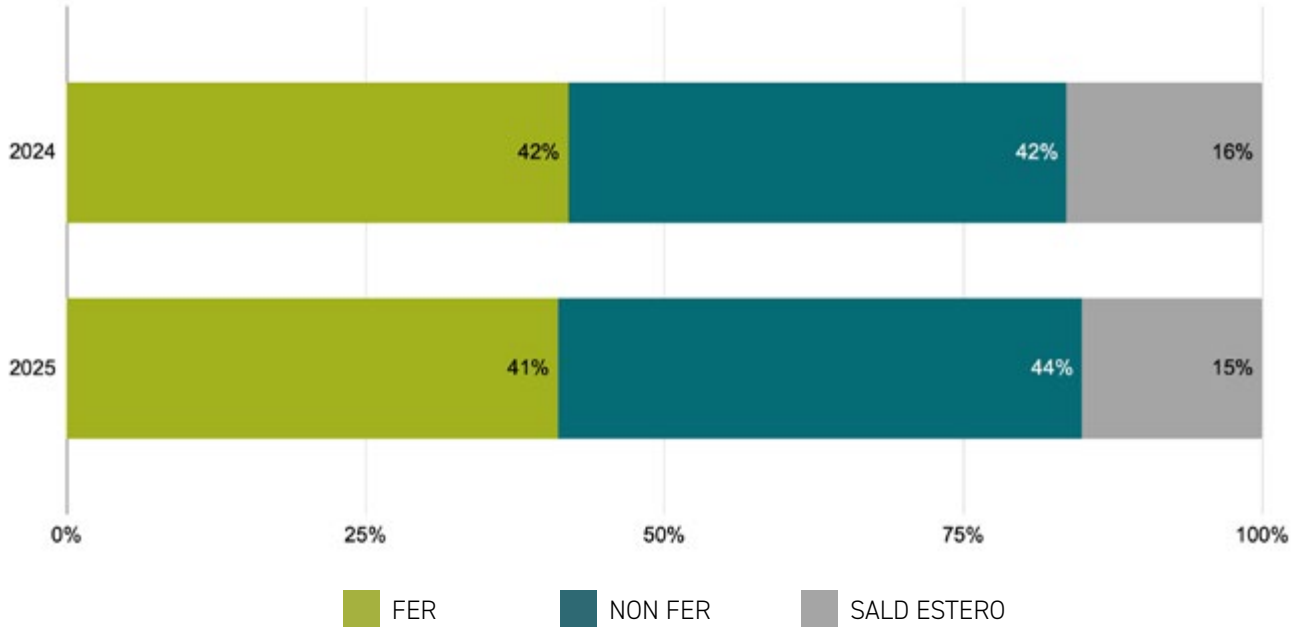
(3)
Produzione da FER = Idrico Rinnovabile + Biomasse + Geotermico + Eolico + Fotovoltaico

Nel 2025 la Richiesta di Energia elettrica nazionale (311 TWh) è stata soddisfatta per l'85% dalla Produzione nazionale Netta al consumo (calcolata al netto dei servizi ausiliari delle produzioni, dell'assorbimento degli accumuli stand alone e dei consumi per i pompaggi) e per il 15% dal saldo netto con l'estero. La fonte termoelettrica (tra cui la biomassa) pari a 153 TWh (146 TWh nel 2024), ha contribuito alla richiesta di energia per il 49% (58% della Produzione Netta).

Tra le Fonti termoelettriche, la produzione a gas, pari a circa 134 TWh (+5,6% rispetto al 2024), ha contribuito a soddisfare la richiesta di energia per il 43%, mentre la biomassa (15 TWh) ha contribuito alla richiesta di energia per il 5%. La produzione da fonte carbone (3 TWh) è stata inferiore a quella del 2024 di oltre il 13% ed ha contribuito a soddisfare la Richiesta di Energia per l'1%.

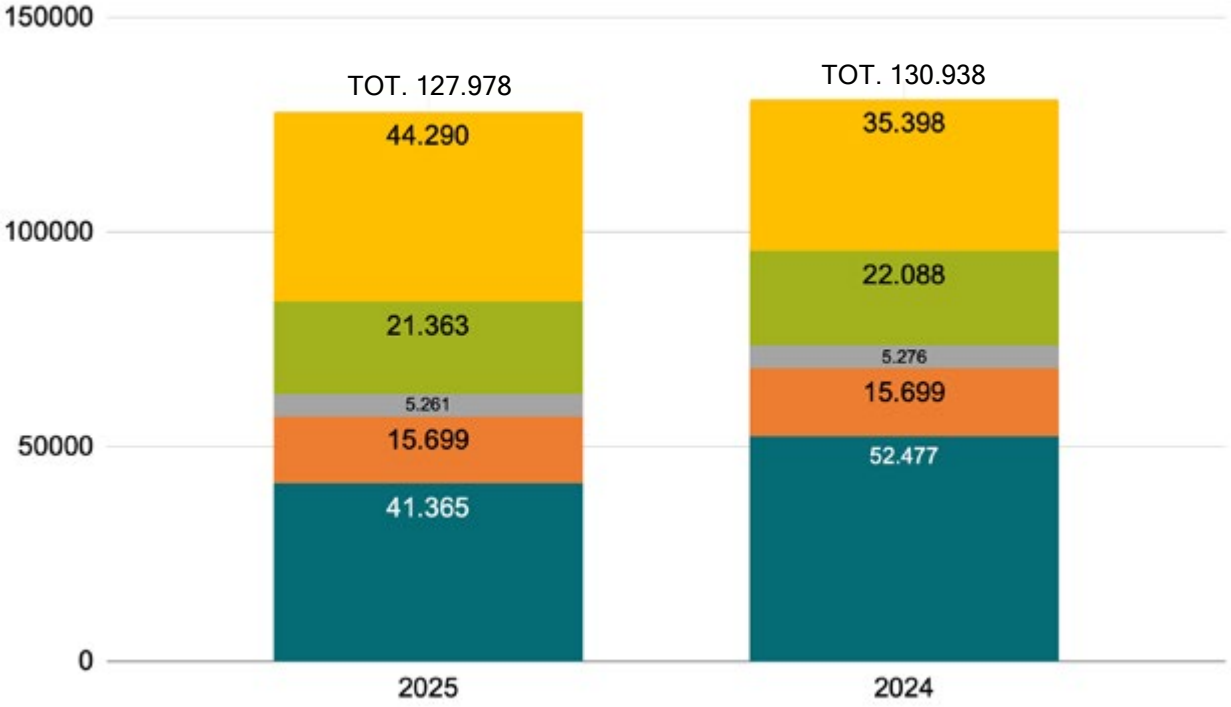
Le fonti FER (idroelettrico, biomassa, fotovoltaico, eolico, geotermico) hanno contribuito per il 41% alla richiesta di energia in Italia nel 2025 (128 TWh su 311 TWh), in diminuzione rispetto al 2024, quando il dato registrato era stato pari al 42% (131 TWh su 312 TWh).

COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA RICHIESTA DI ENERGIA IN ITALIA

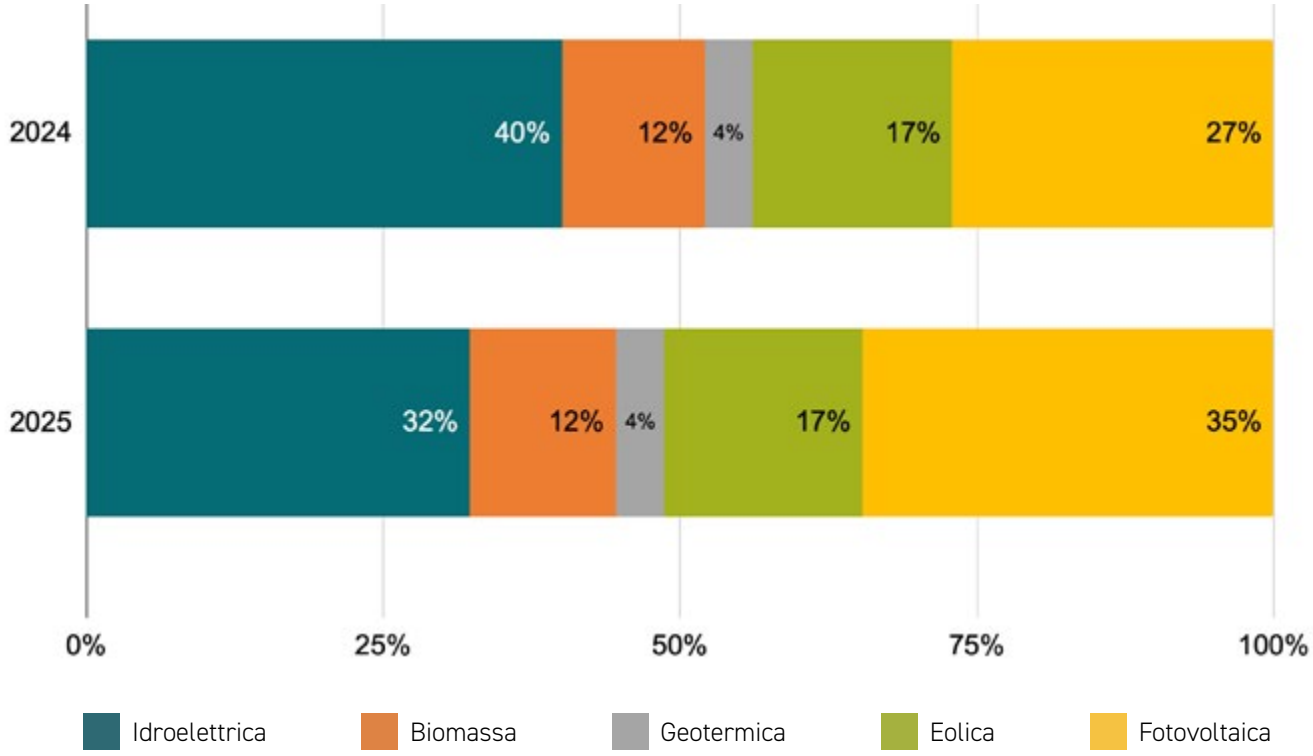


Fra le produzioni FER, la fonte fotovoltaica rappresenta quella con il maggior contributo (44 TWh, pari al 35% del totale delle fonti FER), seguita dalla fonte idroelettrica (41 TWh, 32%), dalla fonte eolica (21 TWh, 17%), dalla fonte biomassa (15 TWh, 12%) e dalla fonte geotermica (5 TWh, 4%).

DETTAGLIO FONTI RINNOVABILI, GWh

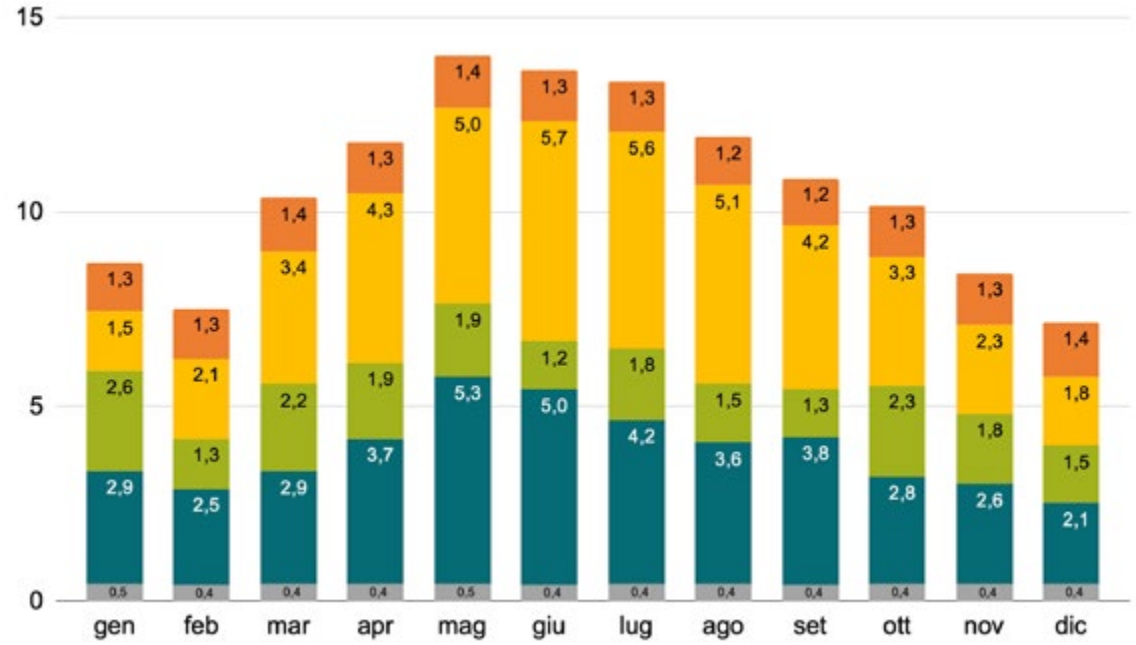


DETTAGLIO FONTI RINNOVABILI



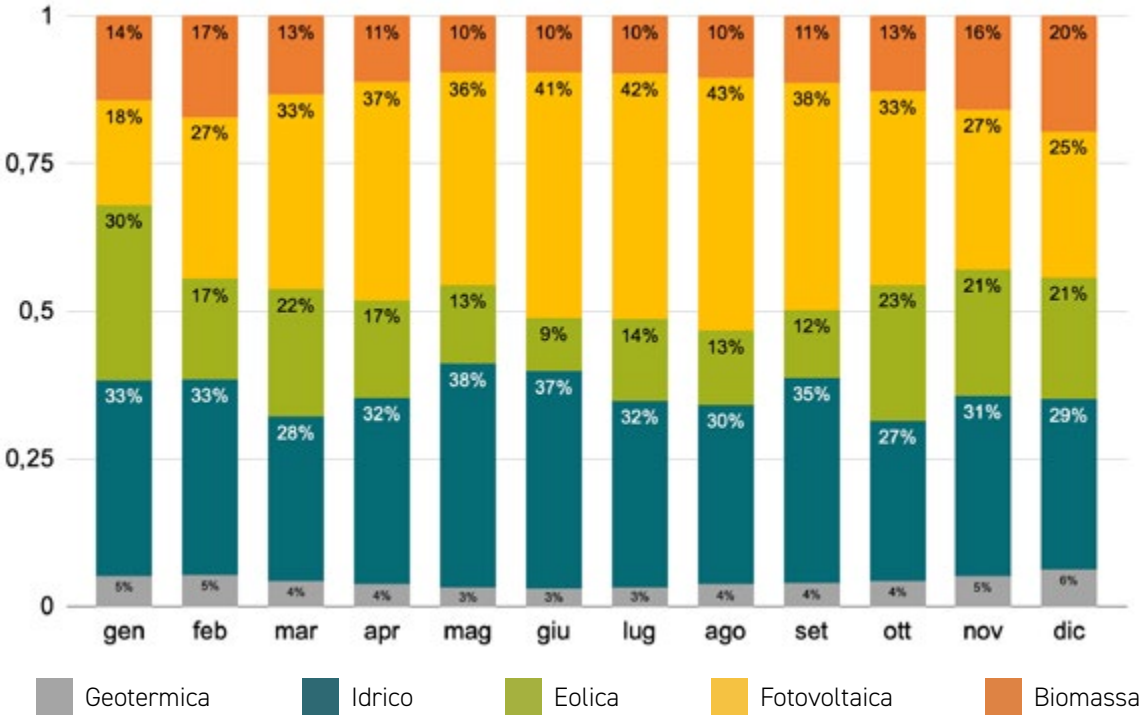
Come si vede dal grafico sotto riportato, soprattutto nei mesi centrali del 2025, la fonte fotovoltaica è stata dominante fra le fonti FER.

DETTAGLIO MENSILE FONTI FER 2025, TWh



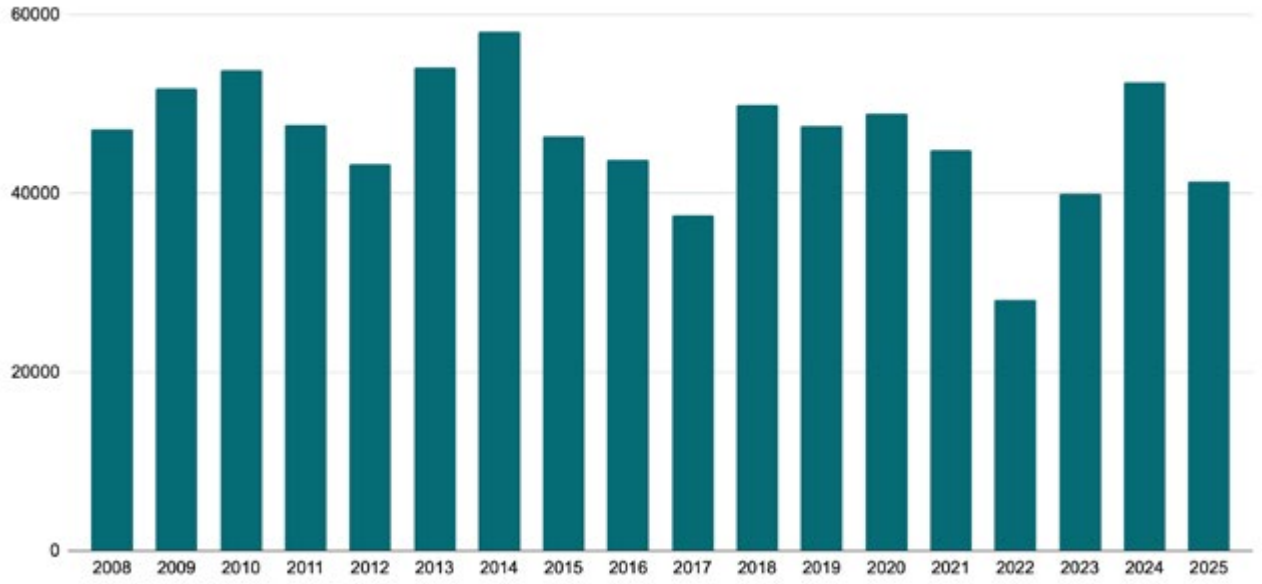
Il contributo del fotovoltaico nel mix di produzione FER passa dal 18% di gennaio al 43% di agosto. L'idroelettrico passa dal 28% di marzo al 38% di maggio. Il contributo dell'eolico è stato più basso ad agosto (13%) e più alto a gennaio (30%).

DETTAGLIO FONTI FER 2025, %



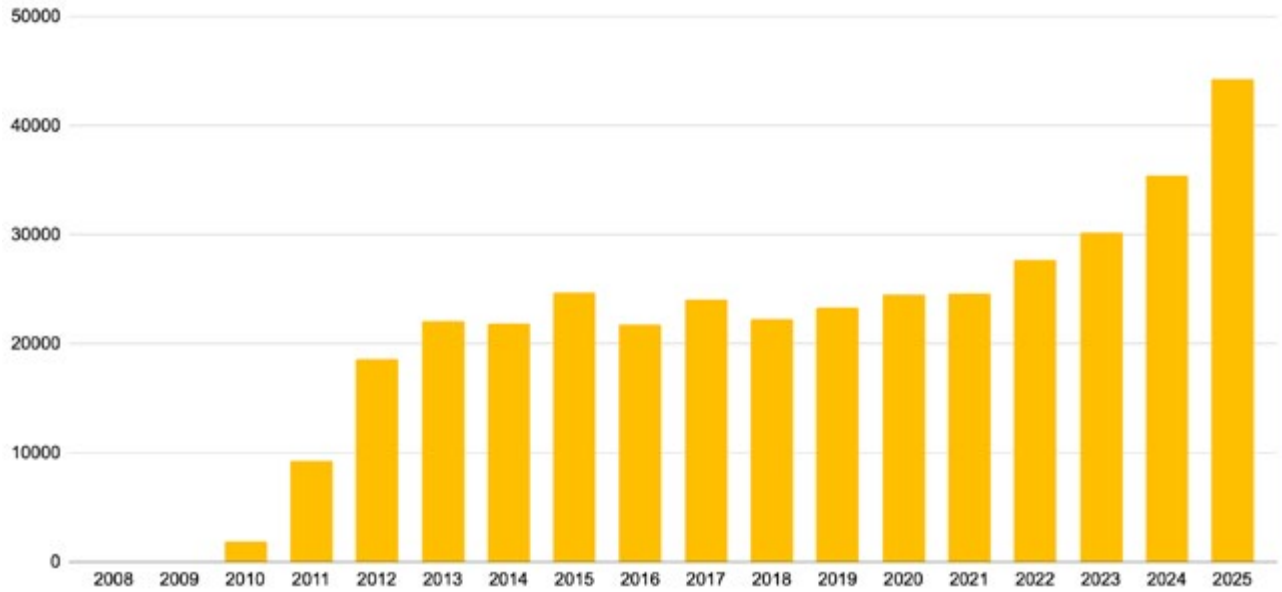
La produzione da fonte idroelettrica nel 2025 è ritornata a livelli medi storici (-21% rispetto al 2024) per effetto di un dato di idraulicità ritornato ai valori medi.

ANDAMENTO STORICO DELLA PRODUZIONE IDROELETRICA, GWh



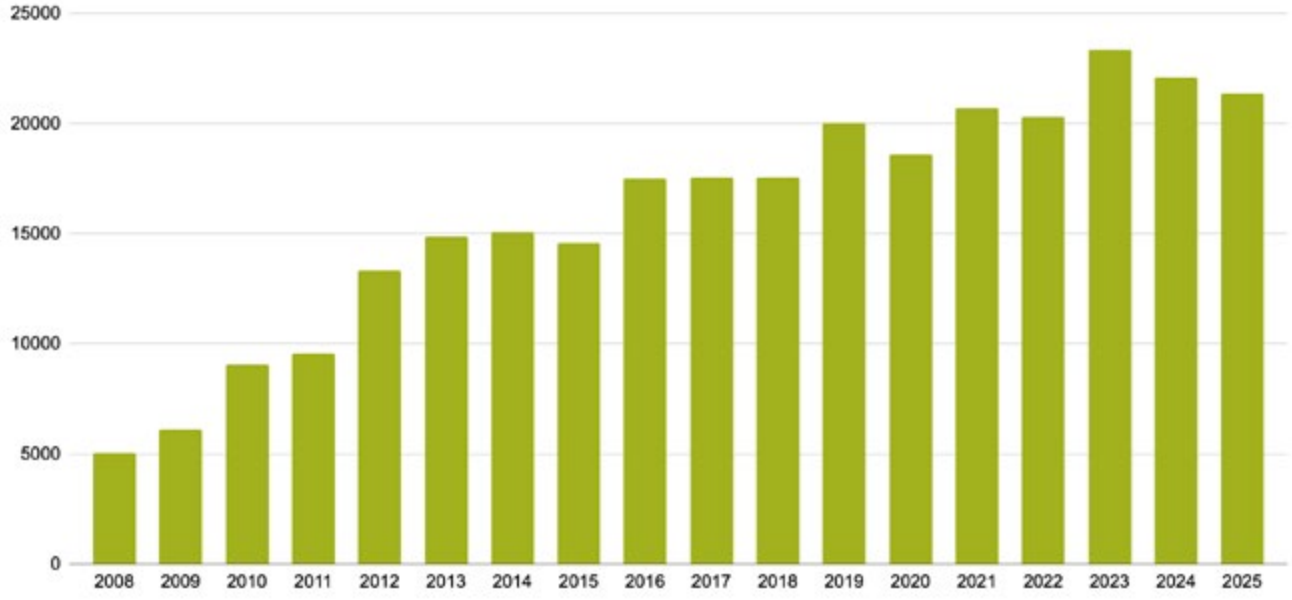
La produzione fotovoltaica è cresciuta nel 2025 di oltre il 25% rispetto al 2024, attestandosi a oltre 44 TWh. Al 31.12.2025 la capacità fotovoltaica installata è pari a oltre 43 GW, con un incremento di 6,4 GW rispetto al 31.12.2024 (dato Terna).

ANDAMENTO STORICO DELLA PRODUZIONE FOTOVOLTAICA, GWh



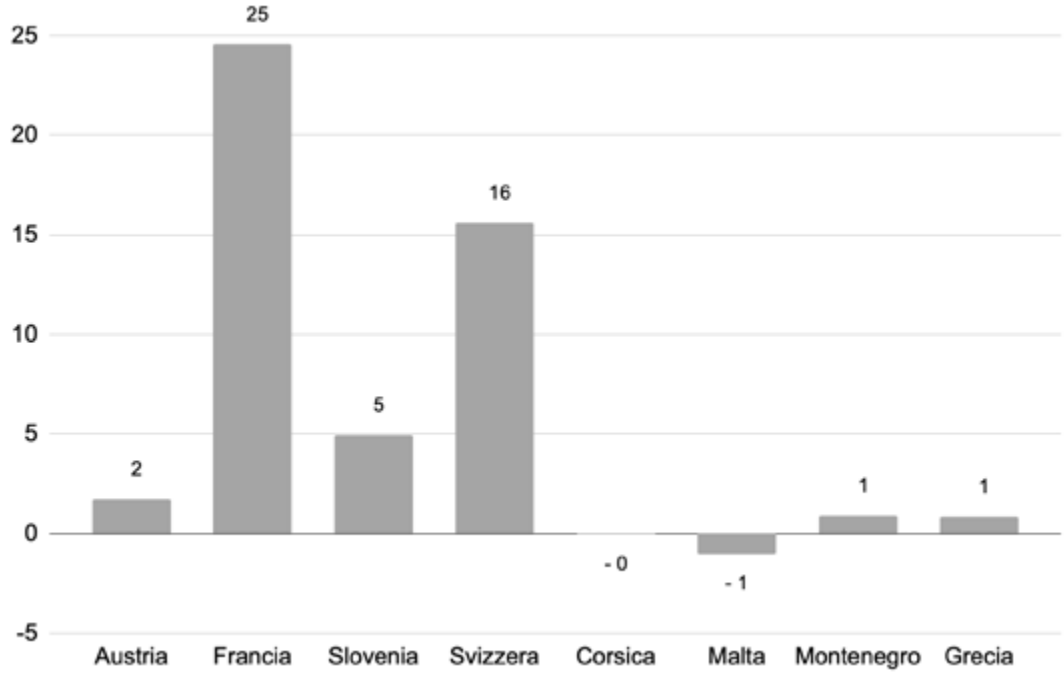
La produzione eolica è calata nel 2025 di oltre il 3% rispetto al 2024, attestandosi a circa 21 TWh. Al 31.12.2025 la capacità eolica installata è pari a circa 13,6 GW, con un incremento, dal 31.12.2024, di 608 MW (dato Terna).

ANDAMENTO STORICO DELLA PRODUZIONE EOLICA, GWh



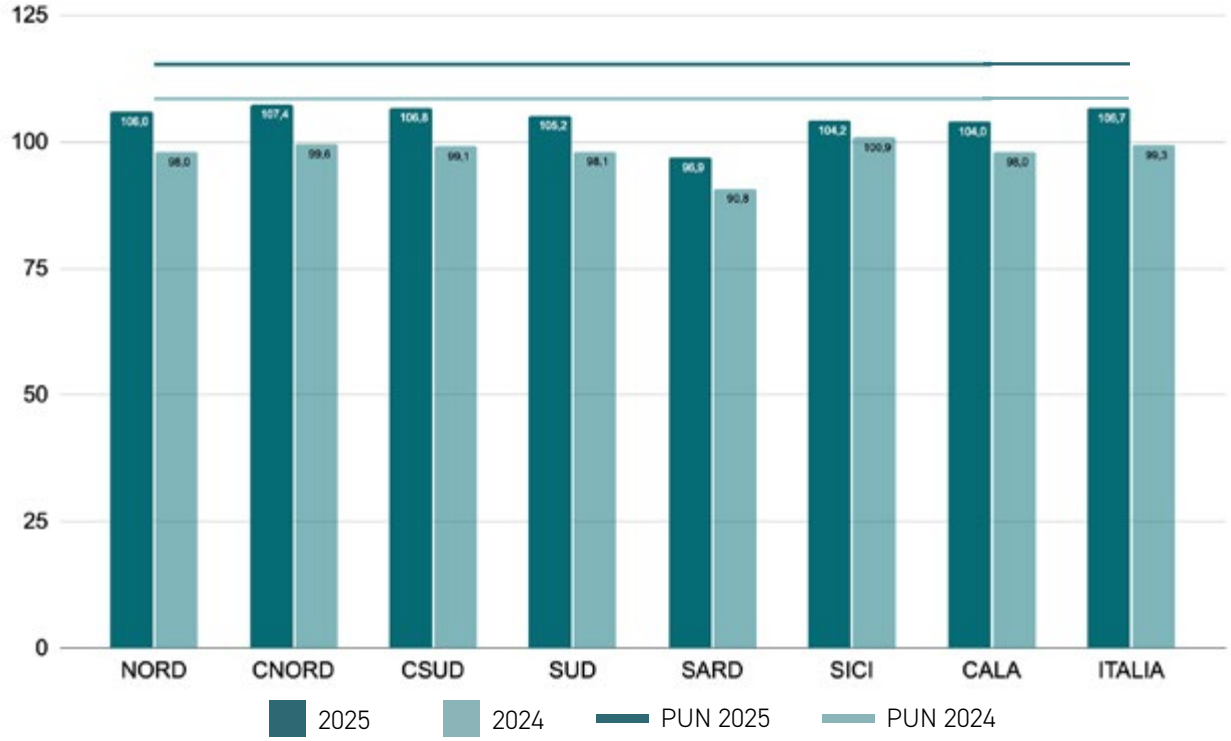
La Francia e la Svizzera si confermano i due paesi europei dai quali si importa più energia.

IMPORT DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA 2025, TWh



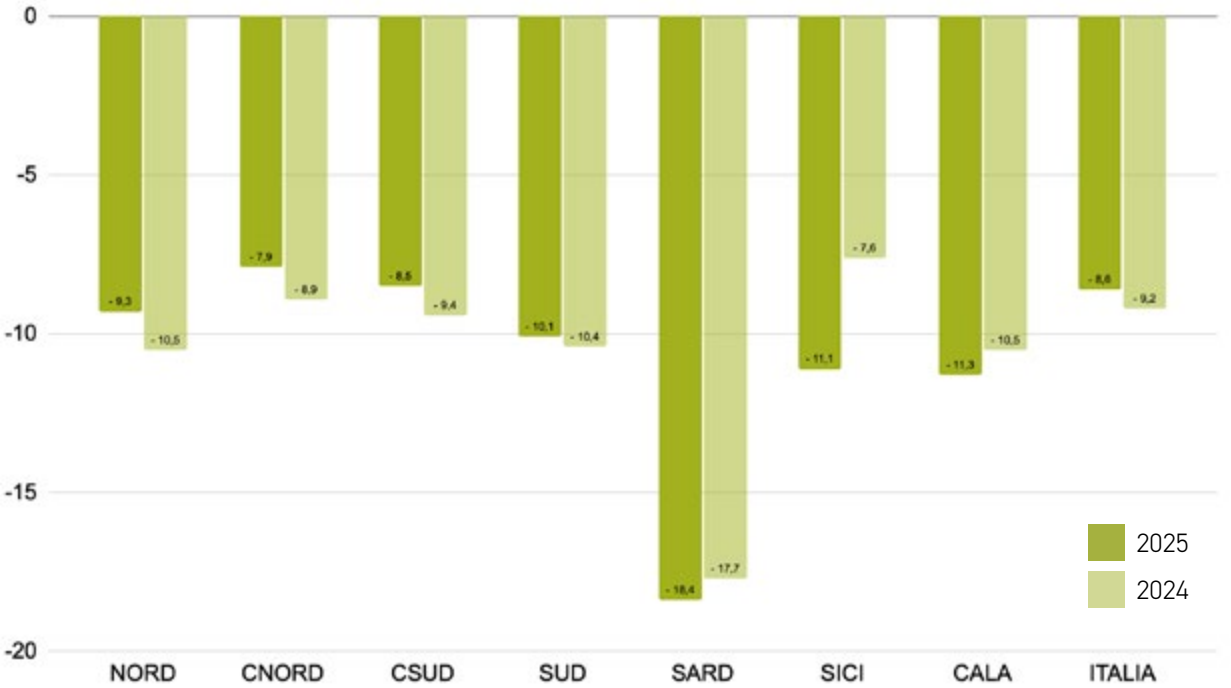
L'aumento della produzione da fonte fotovoltaica, concentrata nelle ore centrali del giorno ha contribuito ad abbassare i prezzi medi catturati dalla tecnologia fotovoltaica e di conseguenza aumentare la differenza fra il captured price e il PUN medio.

CAPTURED PRICE SOLARE 2025 vs 2024, €/MWh - fonte MBSconsulting



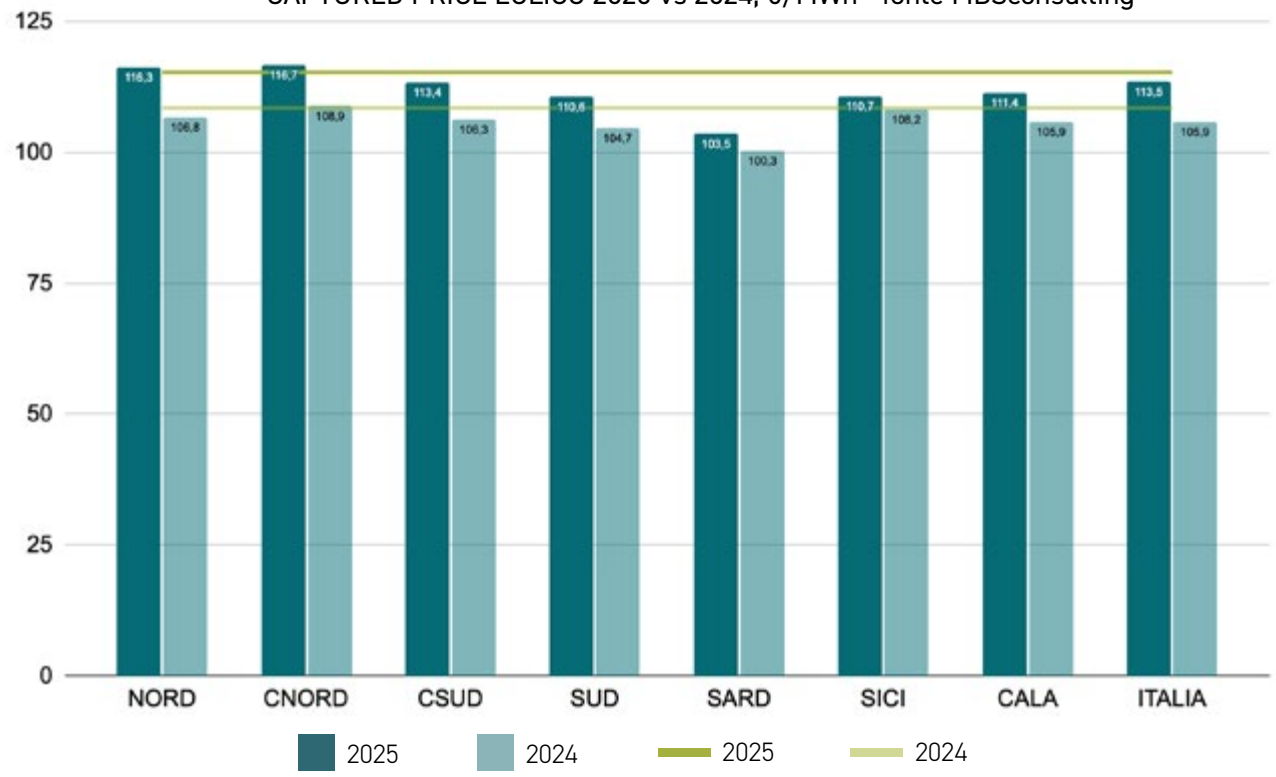
Come si vede dal grafico, nel 2025, in Sardegna, il prezzo da fonte fotovoltaica è stato inferiore rispetto al PUN medio di oltre 18 €/MWh, mentre al centro Nord è stato inferiore di circa 9 €/MWh.

CAPTURED PRICE SOLARE vs PUN BASELOAD 2025 e 2024, €/MWh - fonte MBSconsulting

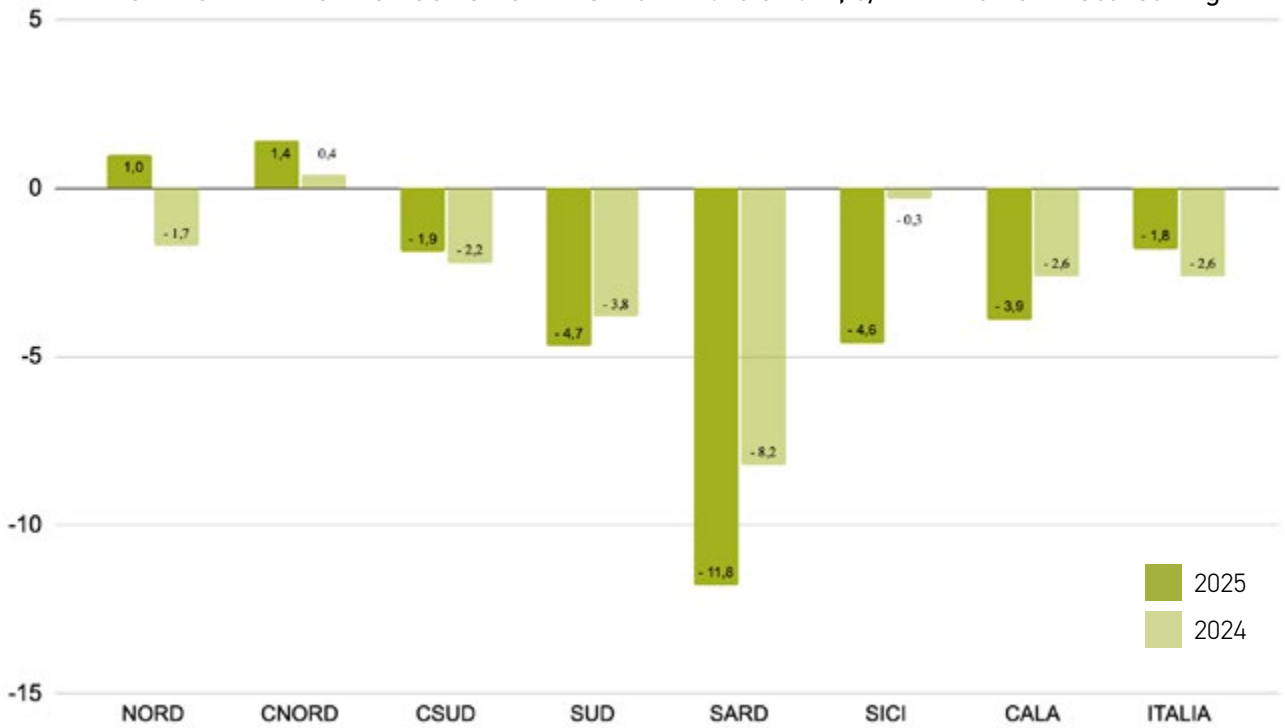


Discorso analogo per la tecnologia eolica: il prezzo medio catturato risulta inferiore al PUN medio aritmetico nel 2025. In Sardegna la differenza è pari a quasi 12 €/MWh, mentre nelle altre zone risulta più contenuta.

CAPTURED PRICE EOLICO 2025 vs 2024, €/MWh - fonte MBSconsulting



CAPTURED PRICE EOLICO vs PUN BASELOAD 2025 e 2024, €/MWh - fonte MBSconsulting



Gas naturale

La domanda di gas in Italia nel 2025 è risultata superiore a quella del 2024 (+2,1%) attestandosi a circa 63,1 miliardi di mc, contro i 61,9 miliardi di mc del 2024.

BILANCIO MENSILE DEL GAS NATURALE 2025

ITALIA (1)

(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)

			GENNAIO - DICEMBRE		
			2025	2024	Variaz. %
a)	**PRODUZIONE NAZIONALE (2)**		**3.427**	**2.940**	**16,6%**
b)	**IMPORTAZIONI**		**61.285**	**59.163**	**3,6%**
	per punto di ingresso	Mazara del Vallo	20.087	21.068	-4,7%
		Gela	959	1.406	-31,8%
		Tarvisio	769	5.607	-86,3%
		Passo Gries	8.594	6.005	43,1%
		Melendugno	10.007	10.315	-3,0%
		Piombino (2)	4.252	3.612	17,7%
		Ravenna	1.830	-	#DIV/0!
		Panigaglia (2)	1.899	962	97,3%
		Cavarzere (2)	8.604	9.058	-5,0%
		Livorno (2)	4.272	1.084	293,9%
		Gorizia	2	25	-93,3%
		Altri	11	21	-46,6%
c)	**ESPORTAZIONI**		**2.136**	**619**	**245,0%**
d)	**VARIAZIONE DELLE SCORTE (2)**		**- 561**	**- 381**	**47,1%**
e) = a)+b)-c)-d)	**CONSUMO INTERNO LORDO**		**63.137**	**61.864**	**2,1%**

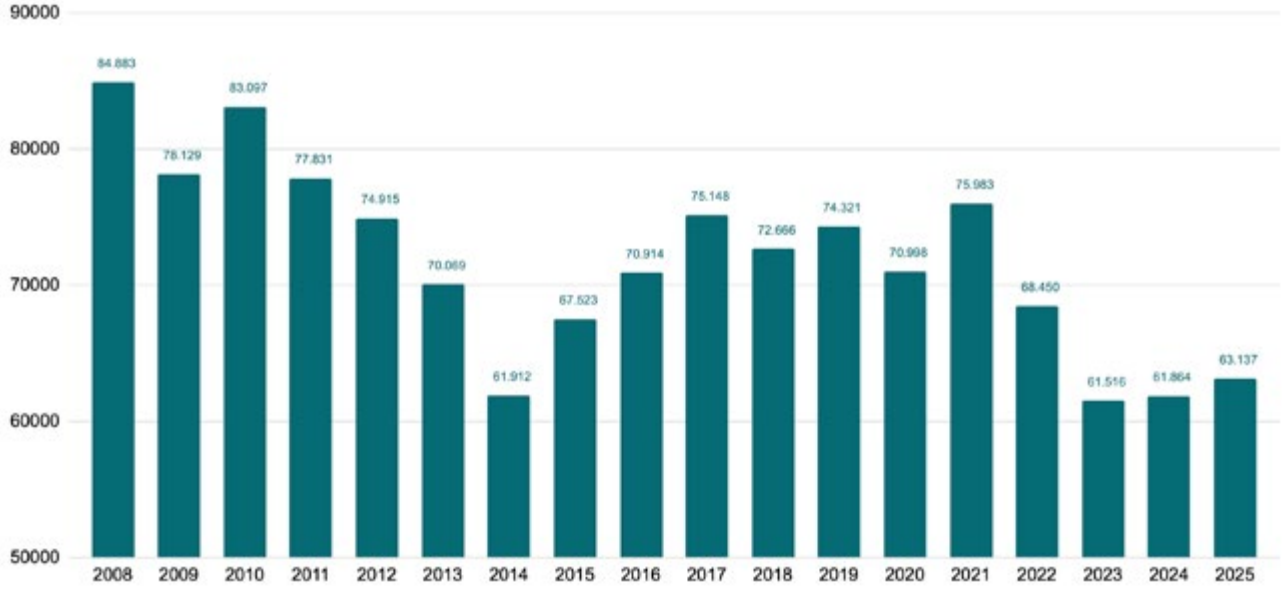
(1)
Preconsuntivi al netto dei transiti.

(2)
Comprende consumi e perdite.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica – Dipartimento Energia – DGIS

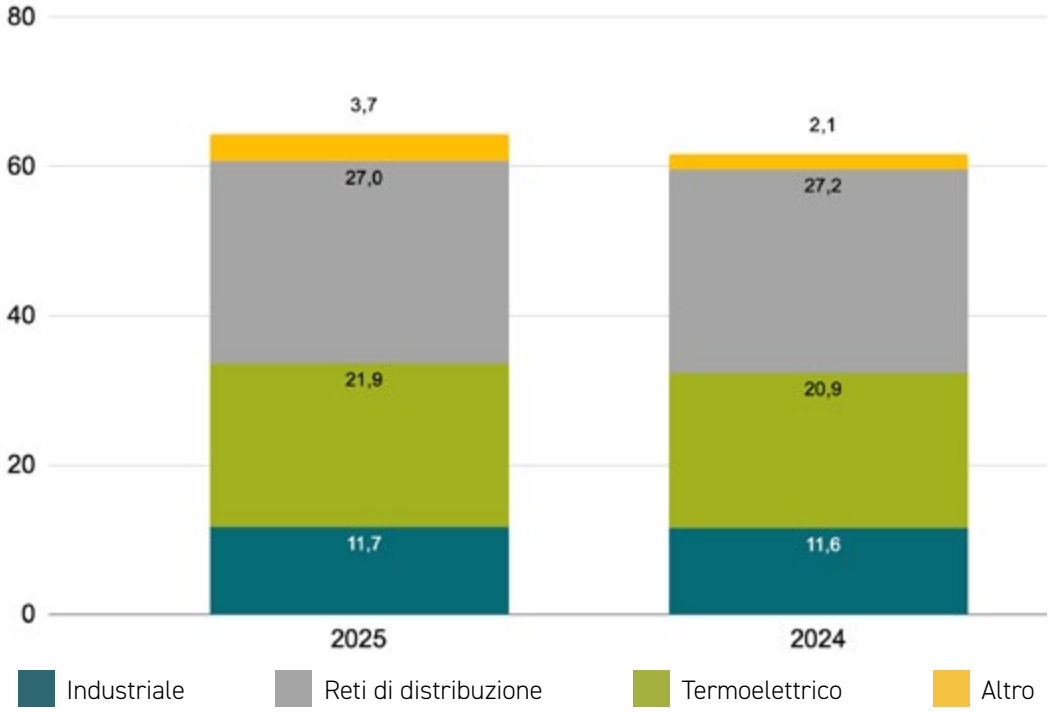
I consumi di gas in Italia nel 2025, sebbene un po' più alti di quelli del 2024, sono risultati comunque fra i più bassi degli ultimi anni: più del 25% in meno dei consumi del 2008, che erano stati pari a circa 85 miliardi di mc.

CONSUMI INTERNO LORDO DI GAS NATURALE IN ITALIA, MILIONI DI Smc



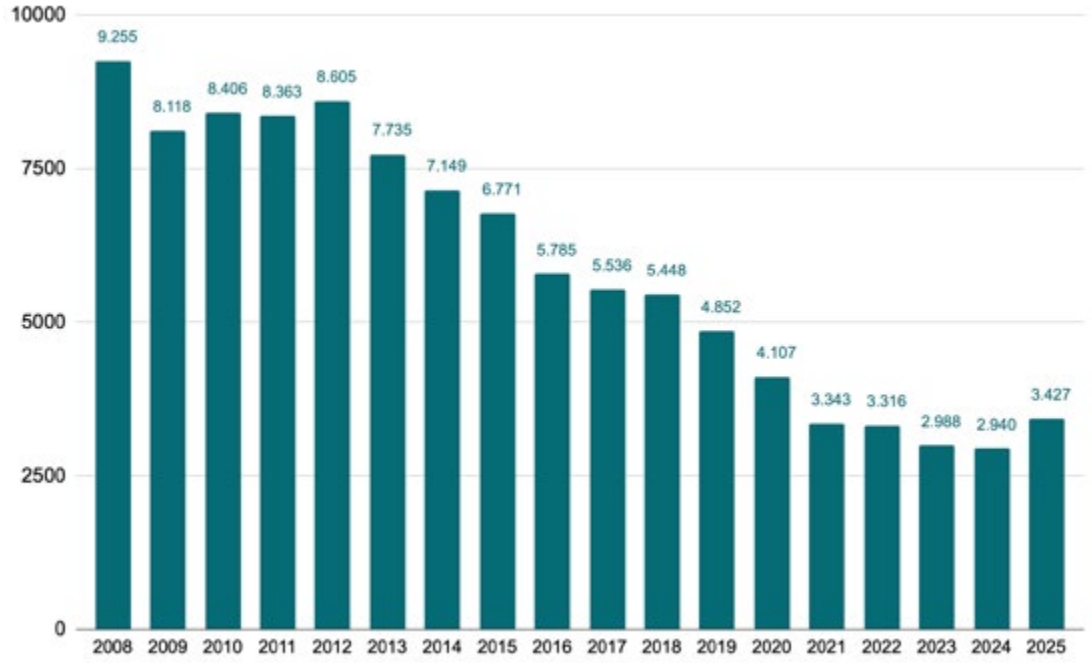
Il mix dei consumi suddiviso fra termoelettrico, industriale e riconsegne su reti di distribuzione nel 2025 è sostanzialmente in linea con quello del 2024: 18% industriale, 34% termoelettrico, 42% reti di distribuzione, 6% altro.

MIX DI CONSUMI DI GAS NATURALE IN ITALIA, MILIARDI DI Smc



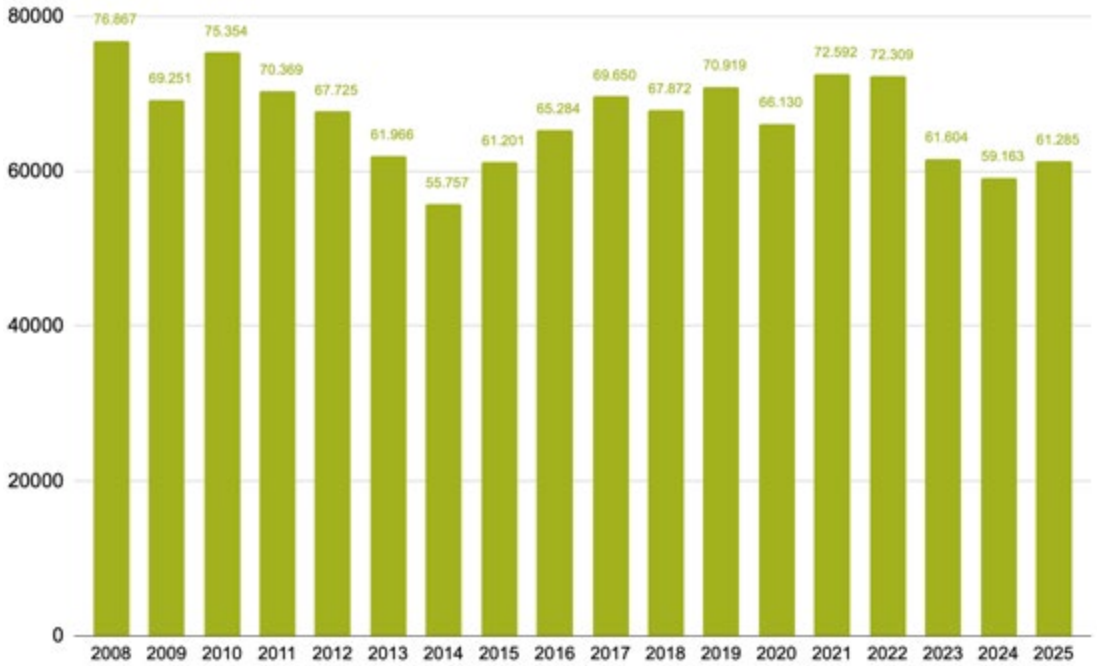
Per quanto riguarda le fonti di approvvigionamento di gas, si conferma una produzione nazionale debole, seppur in leggera risalita rispetto al 2024: nel 2025 è stata pari a circa 3,5 miliardi di mc (la produzione nazionale di gas naturale era pari a 8,6 miliardi di mc nel 2012).

PRODUZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA. MILIONI DI Smc



Le importazioni di gas in Italia nel 2025 si sono assestate a circa 61 miliardi di mc, dato leggermente superiore ai 59 miliardi di metri cubi di import del 2024.

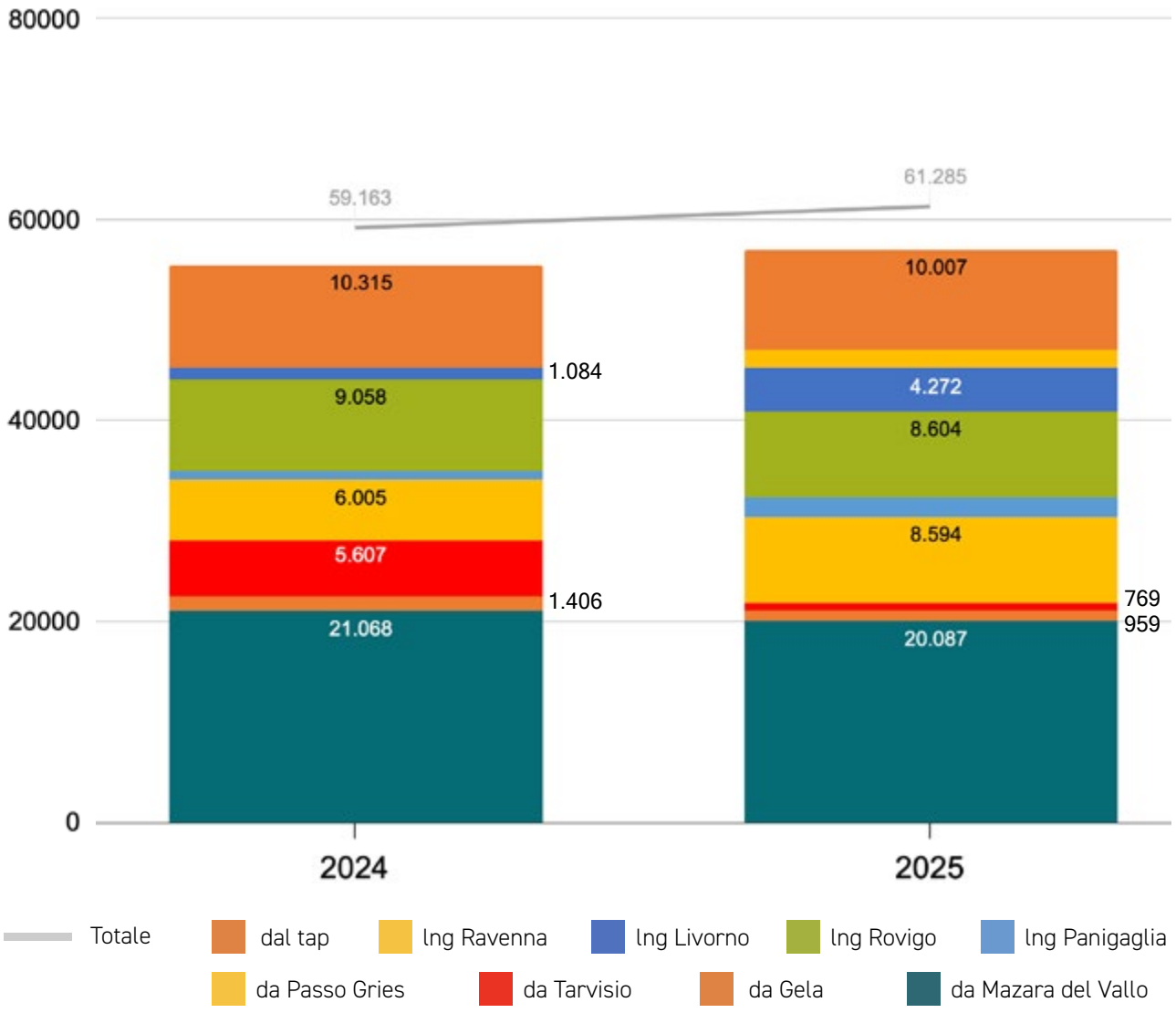
IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA, MILIONI DI Smc



Il mix di approvvigionamento nazionale nel 2025 vede una netta contrazione dei volumi in entrata da Tarvisio (770 milioni di mc nel 2025 rispetto ai 5,6 miliardi di mc del 2024) mentre calano sia le importazioni via Mazara del Vallo (-5%), sia via Gela (-32%), mentre aumentano le importazioni via Passo Gries (+43%). Risultano leggermente in calo invece le importazioni via Meledugno (-3%).

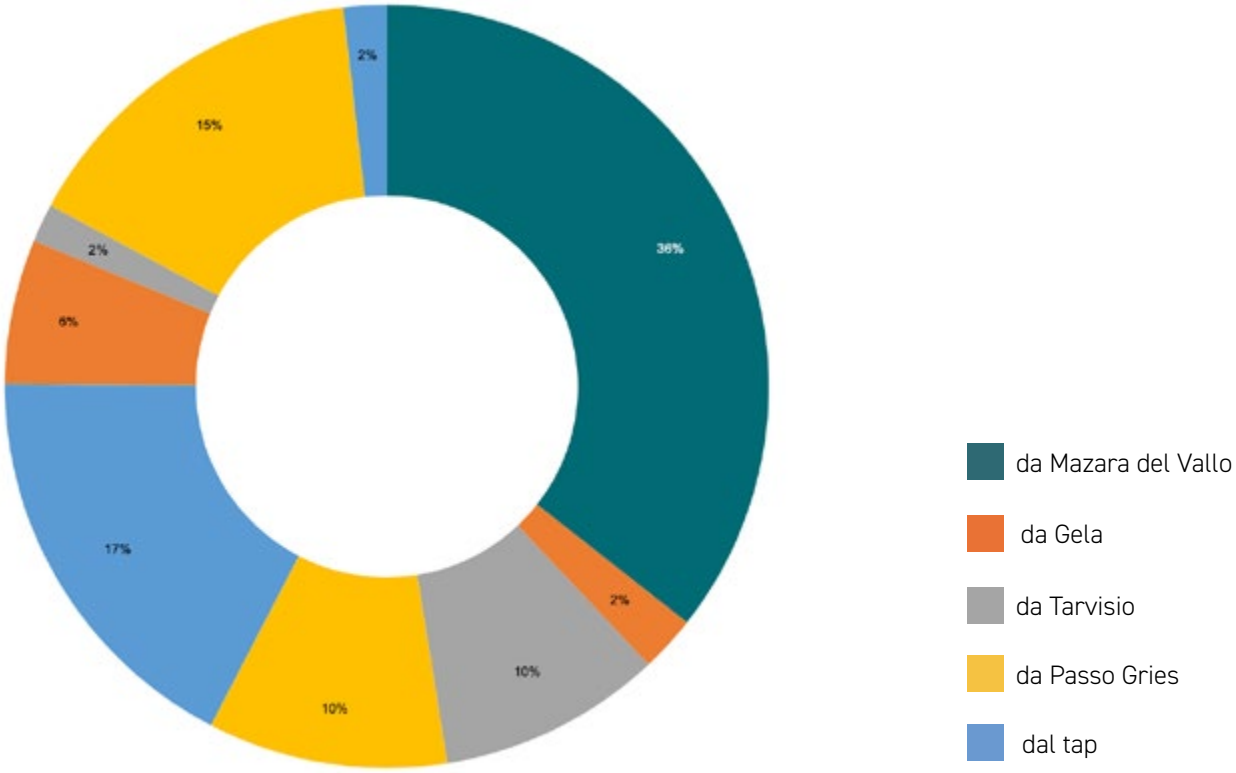
Il totale del gas rigassificato (20,9 miliardi di mc) è in aumento rispetto a quello rigassificato nel 2024 (+42%) soprattutto per l'aumento dei volumi rigassificati su Livorno, Panigaglia e Piombino, oltre all'entrata in esercizio del nuovo terminale di rigassificazione di Ravenna.

MIX IMPORTI GAS IN ITALIA, MILIONI DI Smc

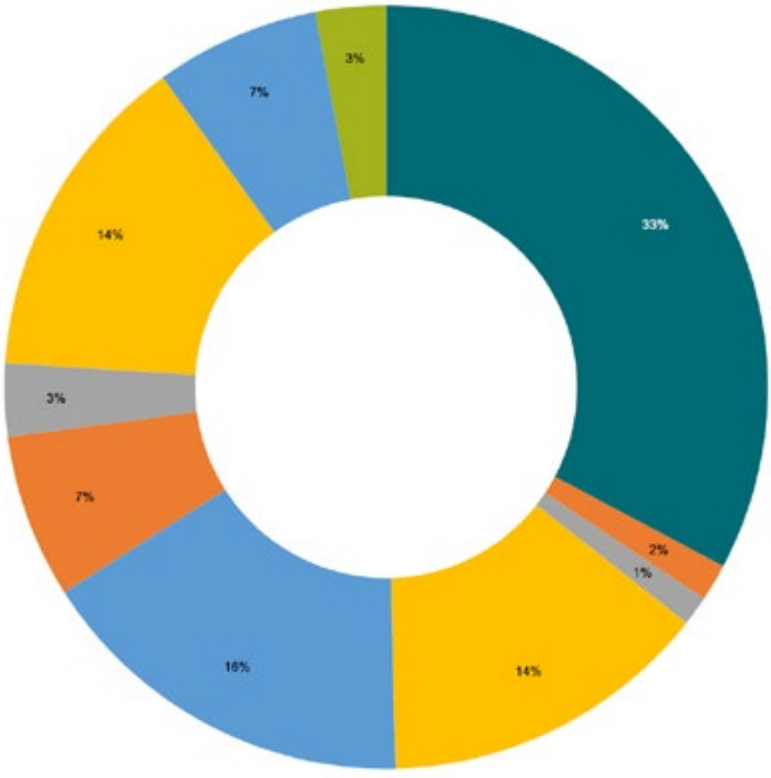


Come si vede il peso percentuale dell'approvvigionamento da fonte LNG passa dal 19% del totale importato nel 2020 al 25% del 2024 fino al 34% del 2025 mentre il gas di provenienza russa passa dal 43% del 2020 al 1% del 2025.

IMPORT GAS NATURALE ITALIA 2024

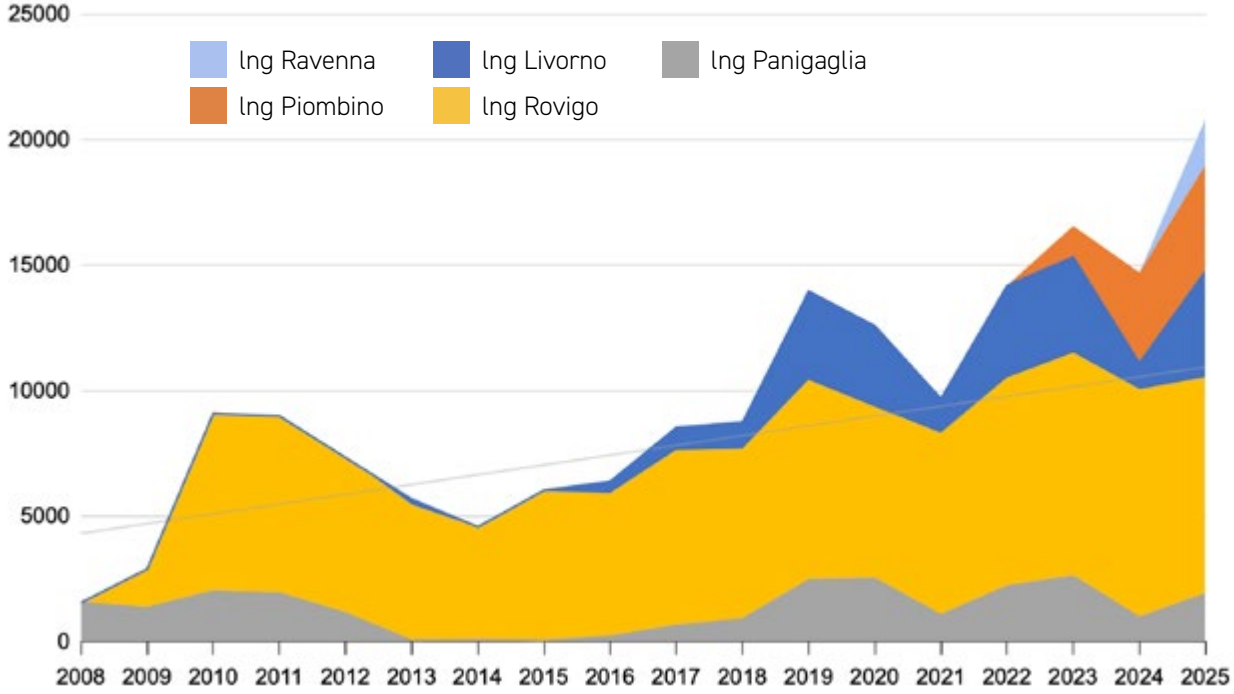


IMPORT GAS NATURALE ITALIA 2025



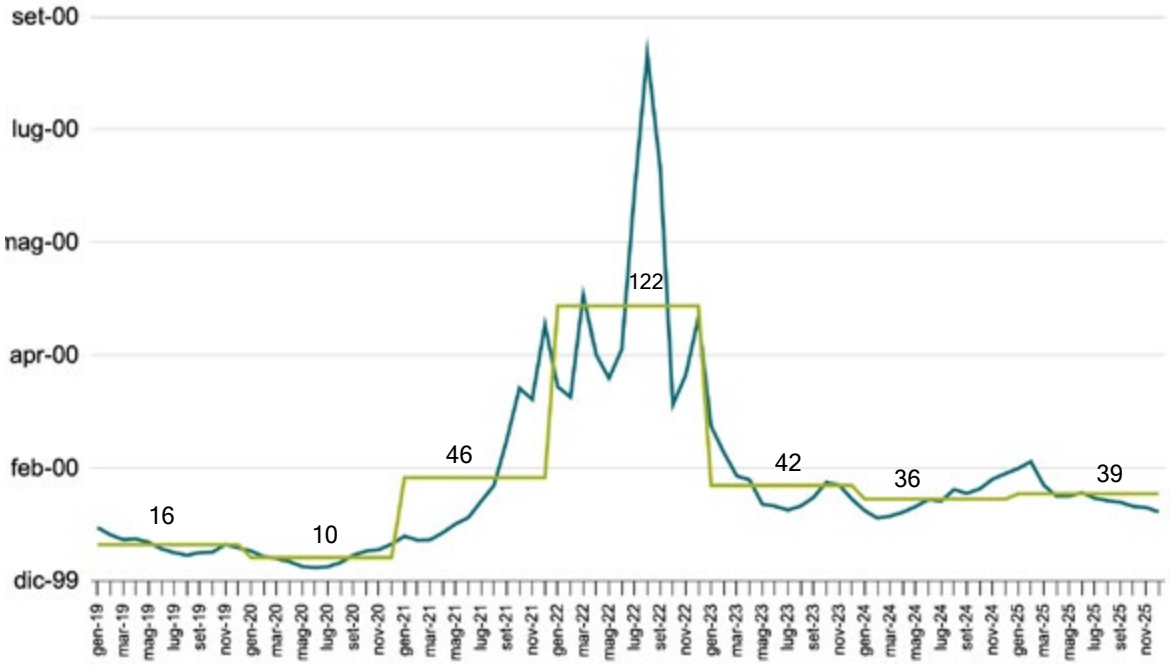
Nel complesso le importazioni di GNL attraverso i terminali di rigassificazione di Rovigo, Panigaglia, Livorno, Piombino e Ravenna sono passate da circa 1,5 miliardi di mc nel 2008 a oltre 20,5 miliardi di mc nel 2025.

MIX DI IMPORTAZIONE DI GNL IN ITALIA, MILIONI DI Smc

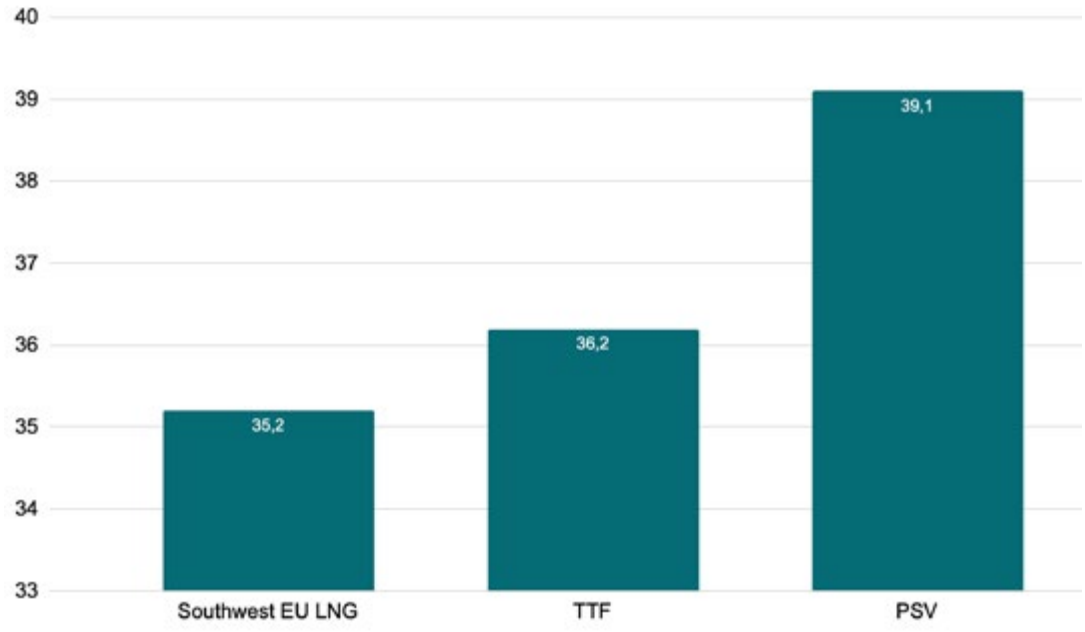


Il prezzo del gas naturale nel 2025 è moderatamente aumentato rispetto ai prezzi registrati nel 2024, non solo in Italia. Il prezzo di riferimento in Italia (PSV) è stato pari a circa 39 €/MWh, mentre nel 2024 era stato pari a 36 €/MWh. Il prezzo di riferimento europeo (TTF) è stato pari a 36 €/Wh, allineato al prezzo di riferimento dell'LNG Southwest.

PSV DA, €/MWh

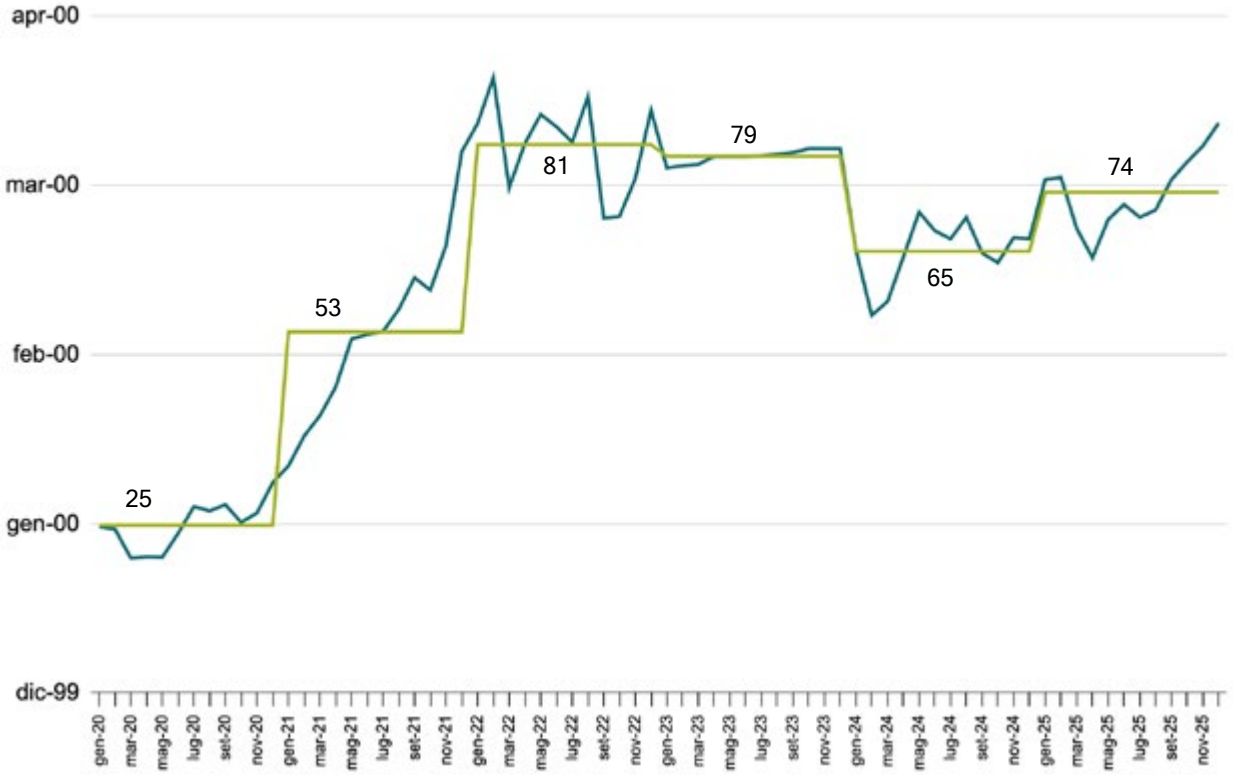


PREZZI GAS NATURALE 2025, €/MWh - fonte MBSconsulting



Il prezzo medio della CO2 nel 2025 è stato più alto rispetto a quello registrato nel 2024: 74 €/ton nel 2025 contro i 65 €/ton del 2024. Ciò ha contribuito a sostenere anche il prezzo dell'energia elettrica nelle ore in cui il prezzo marginale è stato fatto dalla tecnologia a gas che è soggetta all'onere della CO2.

CO2 SPOT, €/MWh



UNBUNDLING FUNZIONALE - Delibera ARERA 296/2015/R/COM (TIUF)

Come è noto il servizio di distribuzione della rete elettrica e il servizio di distribuzione del gas naturale sono assoggettati alla regolazione settoriale nella competenza dell'Autorità per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Particolare rilevanza all'interno del quadro regolatorio riveste la disciplina cd. dell'unbundling funzionale nella versione attualmente vigente adottata da ARERA con deliberazione n. 296/2015/R/Com. Con tale provvedimento, ARERA ha avviato la sperimentazione della procedura di self audit come, ove il protocollo di self audit è stato consolidato come protocollo alternativo per il disimpegno della funzione di responsabile della conformità e l'adempimento ai vincoli di separazione funzionale. L'unico progetto sviluppato è quello della società ILM s.r.L.. Tale progetto è stato adottato da diverse Imprese Verticalmente Integrate (IVI), tra le quali SET e Novareti, per partecipare alla sperimentazione conferendo ad ILM l'incarico di fornire e operare la procedura di self audit assumendo la posizione di responsabile della conformità.

La procedura di self audit di ILM è stata approvata in via definitiva con la deliberazione n. 213/2021/R/Com, nella quale ARERA ha pienamente asseverato le metodiche applicate senza alcuna riserva di metodo o merito.

Ricordiamo di seguito i principali aspetti innovativi e relativi benefici derivanti dall'applicazione di tale procedura.

Le metodiche di valutazione in continuo delle modalità di gestione del servizio di distribuzione e, più specificamente, dei dati commercialmente sensibili implementate nella procedura di self audit , per ARERA rafforzano la tutela degli interessi presidiati dalla separazione funzionale e hanno, quindi, consentito il riconoscimento di importanti esenzioni formali alle imprese dotate della procedura approvata (basti pensare ai vincoli in materia di informazioni commercialmente sensibili non gestite attraverso il SII, ovvero a quelli relativi alla sottoposizione ad ARERA dei piani annuali di sviluppo dell'infrastruttura di rete).

Nello stesso tempo, il fatto che il Responsabile della conformità (ILM), operi come ausiliario del regolatore nella gestione dei controlli attraverso un protocollo asseverato dallo stesso regolatore, comporta il fatto che gli esiti segnalati al regolatore in termini di coerenza con il quadro regolatorio costituiscano un accertamento che costituisce segnale affidabile di compliance nell'ambito delle attività di accountability del DSO e dell'impresa verticalmente integrata. Nessuna funzione professionale di revisione/certificazione può produrre questo risultato.

Si pensi al riguardo che il provvedimento di approvazione arriva a statuire che ILM, il responsabile della conformità, potrà essere utilizzato da ARERA, nell'ambito della procedura di self audit, per gestire operazioni ispettive presso le sedi dell'azienda in luogo dei team ordinari Guardia di Finanza/funzionari ARERA.

Tale impatto è incrementato dal fatto che ARERA ha confermato, attraverso una specifica decisione resa nei confronti di una delle imprese che hanno adottato la procedura di self audit, che la stessa procedura può consentire l'utilizzo di procedure di enforcement alternative a quelle sanzionatorie-repressive basate su una modalità collaborativa. Questo comporta che il segnale da parte del gestore della procedura di self audit di una situazione di possibili contrasti con il quadro normativo, darebbe luogo non già ad una contestazione ed all'avvio di una procedura sanzionatoria, ma ad un percorso collaborativo nel quale impostare una soluzione di remediation condivisa con gli uffici del regolatore.

Quanto specificamente al segmento dei contratti intercompany è bene evidenziare che la metodica di verifica sviluppata da ILM all'interno della procedura di self audit è l'unica che attualmente è stata formalmente approvata dal regolatore e, quindi, garantisce una valutazione affidabile di conformità con i parametri economici previsti dal TIUF (nessuna asseverazione professionale può dare questo risultato). Ulteriore impatto importante su questo versante è che le casistiche gestite da ILM i cui esiti sono stati valutati da ARERA non hanno dato luogo a riserve in ordine alle pattuizioni in forza delle quali il DSO si appoggia su strutture organizzative di altre società del gruppo non apprestandone di analoghe al suo interno, ciò che il

TIUF esclude e che in passato la stessa Autorità ha contestato a distributori nei confronti dei quali aveva operato controlli ispettivi.

Si tratta di risultati che configurano una piattaforma alternativa di rapporto regolati-regolatori con importanti vantaggi in termini di riduzione dei costi e dei rischi regolatori oggettivamente apprezzabili.

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC) La delibera 231/14/R/com dell'Autorità ha introdotto uno specifico Testo integrato sull'unbundling contabile per il settore elettrico e gas (TIUC). Con la delibera 137/2016/R/com l'Autorità ha integrato il TIUC previsto in precedenza solo per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile anche in capo ai gestori del Servizio Idrico Integrato. Per il settore energy la delibera n. 137/2016/R/com ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla delibera 231/14/R/com..

ATTIVITÀ DEL GESTORE INDIPENDENTE (GI) anno 2023 ai sensi Delibera ARERA 11/07 (TIU) e ARERA 296/2015/R/COM (TIUF)

Nel corso dell'anno 2025 non sono state apportate modifiche alla regolazione di riferimento che definisce attività e compiti del Gestore Indipendente (GI).

A tale proposito, i GI di SET e Novareti assicurano che l'attività amministrata nel corso del 2025 è stata gestita secondo criteri di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione. Al GI sono state fornite risorse adeguate alla sua operatività e, in particolare, per gli obblighi del servizio di distribuzione e misura, nonché per l'attuazione del piano annuale degli investimenti, che è stato realizzato secondo gli obiettivi e i contenuti previsti.

Nel rispetto di quanto previsto dalla delibera 296/2015/R/com, i GI di SET e Novareti hanno predisposto il piano annuale e pluriennale degli investimenti relativo al periodo 2025-2027 prima dell'approvazione del budget 2026 da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

Settori di attività

VENDITA ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

Il 2025 è stato un anno di grande soddisfazione commerciale ma soprattutto di creazione di asset intangibili, ovvero di strumenti, cultura e competenze per rendere il Gruppo il più possibile resiliente rispetto a un contesto esterno sempre più mutevole e complesso.

La sfida di sintesi del 2025 consisteva nel coniugare una crescita organica elevatissima con la tenuta della marginalità complessiva.

Possiamo dire che questa sfida è stata vinta con, da una parte, una crescita della customer base a mercato libero (gas + energia elettrica) di 95.500 unità (14% in più dell'anno precedente; i clienti fuori dalla provincia di Trento passano dal 41% al 51%) e, dall'altra, il mantenimento e, spesso miglioramento, dei risultati economici.

E ciò nonostante il 2024, come noto, sia da considerare un anno di marginalità straordinaria, se non unica, per il tutto il settore del retail energia-gas, con risultati difficilmente ripetibili.

Si consideri infatti l'aumento della pressione competitiva verificatisi soprattutto nella seconda metà del 2025 con il lancio da parte dei competitor di offerte a bassa marginalità e l'ingresso o il consolidamento di newcomer (da Octopus alla società delle telecomunicazioni, all'intensificarsi dell'azione di Poste Italiane) che non hanno obiettivi di marginalità di breve e dispongono di risorse commerciali, finanziarie e di information Technology ben superiori a quelle di Dolomiti.

Sviluppi innovativi della value proposition in una logica sempre più di filiera dell'energia (siamo stati i primi a lanciare le offerte a fisso per energia e gas a 24 e 36 mesi); apertura di nuovi canali commerciali (nuove agenzie e procacciatori, comparatori); azioni di marketing territoriale con obiettivi di aumento mirato della quota di mercato (da 43 a 50 "point" sul territorio nazionale con 4 province – Teramo, Belluno, Vicenza e Treviso - con oltre il 4% di market share del mercato retail al netto del Servizio di Tutela Graduale); riallocazione delle azioni commerciali anche sulla clientela Soho e Small, Medium&Large Business; maggiore spinta sul segmento dei condomini, sviluppo dei servizi VAS (lancio delle pompe di calore, della mobilità/wallbox, riconfigurazione delle telecomunicazioni).

A tutto questo si aggiunge la conferma e miglioramento della leadership nazionale di termini di soddisfazione clienti attestate dalle indagini di Arera, Altroconsumo, Corsera, nonché dalle rilevazioni da noi commissionate per NPS e Csat.

Il settore relativo alla vendita di gas metano ha segnato un incremento dei volumi venduti rispetto all'esercizio precedente con 442,9 milioni di Smc ceduti (419,5 l'esercizio precedente) presso circa 290.000 punti di consegna (250.000 l'esercizio precedente).

I volumi di energia elettrica venduti a clienti finali (compresi quelli serviti nel mercato di maggior tutela) sono risultati pari a circa 3,2 TWh. Il numero dei punti di consegna, pari a circa 525.027, risulta in forte crescita rispetto a quelli dell'esercizio precedente, anche se con un differente mix dei clienti, sono infatti calati quelli della maggior tutela mentre sono aumentati quelli del mercato libero.

PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Volumi e operatività - Idroelettico

Il totale dell'energia prodotta, di competenza del Gruppo, nel corso del 2025 ammonta a 3.448 GWh (4.928 nel 2024), di cui 3.254 GWh di origine idroelettrica.

La maggior parte degli impianti di generazione idroelettrica sono di proprietà delle società HDE (partecipata al 100%), DEE (51%), SFE (50%) e Primiero Energia (19,94%). Oltre a tali partecipazioni, Dolomiti Energia possiede direttamente le centrali idroelettriche di S. Colombano (partecipazione al 50%), del Basso Leno, di Chizzola, Grottole, Novaline, del Tesino.

Nel corso del 2025 è stata formalizzata la scissione con scorporo degli impianti di produzione idroelettrica di Dolomiti Energia in Hydro Dolomiti Energia che avrà effetto dal 1° febbraio 2026 e nei primi mesi del 2026 è stata conclusa la fusione per incorporazione di Dolomiti Energia Hydro Power in HDE.

Nel 2025 l'acqua prelevata per la produzione ammonta a 18.112,44 milioni di metri cubi. L'intero volume prelevato viene restituito all'ambiente privo di alterazioni significative in termini di temperatura e composizione, garantendo la tutela dell'ecosistema acquatico e la continuità idraulica dei corsi d'acqua.

I fiumi ed i torrenti interessati dal prelievo di portate d'acqua a fine idroelettrico, possono inoltre essere interessati da eventi di piena che, trasportando detriti e materiale legnoso, possono danneggiare le opere di derivazione idrica e compromettere temporaneamente la continuità operativa degli impianti di produzione. Nell'esercizio si sono verificati eventi con un impatto economico sostanziale(1), per un valore complessivo pari a 373.000 euro nel 2025. Tali importi comprendono sia i costi diretti di ripristino sia gli effetti indiretti derivanti dalla mancata produzione di energia nei periodi di fermo tecnico necessari agli interventi.

Attività nel settore delle energie rinnovabili

Nel corso del 2025, il Gruppo FinDolomiti Energia ha proseguito la strategia di rafforzamento della propria presenza nel mercato delle energie rinnovabili, con un focus particolare sui settori fotovoltaico ed eolico e sulla creazione di valore attraverso partnership strategiche, operazioni straordinarie di M&A e realizzazione di impianti finalizzati alla crescita industriale.

(1) Superiore a 10.000 USD

In gennaio 2025, Dolomiti Energia ha inoltre perfezionato l'acquisizione dal Gruppo Epico del 100% del capitale di Hydrowatt SHP S.r.l., operazione con enterprise value di circa € 15 milioni che ha portato in portafoglio 14 impianti fotovoltaici situati tra Marche, Abruzzo, Lazio e Molise per una potenza complessiva di 13,1 MW ad oggi tutti in esercizio

In febbraio 2025, inoltre, il Gruppo ha perfezionato il closing di una partnership strategica con il Gruppo IVPC, realtà leader nel settore delle rinnovabili, con un'operazione dal valore di circa € 179 milioni che ha portato all'acquisizione del 49% del capitale di alcune società specializzate nello sviluppo e nella gestione e manutenzione di impianti eolici e fotovoltaici nonché con l'acquisizione del 75% del capitale di 6 SPVs, titolari di impianti eolici e fotovoltaici con circa 66 MW di impianti eolici e fotovoltaici già in esercizio oltre a 30 MW in costruzione, distribuiti nel Sud Italia, e una pipeline di progetti in diverse fasi di sviluppo. Il passo operativo più significativo della collaborazione è stata anche la firma di un contratto con Vestas per la fornitura di turbine eoliche per circa 100 MW, finalizzato sia al repowering di parchi esistenti che alla realizzazione di nuovi impianti in Puglia e Campania con messa in servizio prevista entro il primo quarter 2027.

Nel gennaio 2026 è proseguita la collaborazione con Gruppo Epico, con cui è stato perfezionato il closing per l'ingresso al 75 % nel capitale di Epico Solar Development, poi rinominata Dolomiti Energia Epico Solar S.r.l., titolare di un portafoglio di circa 6,3 MW di impianti fotovoltaici già in esercizio e 3 MW di progetti autorizzati ed in costruzione. La partnership prevede lo sviluppo di una pipeline di nuovi progetti con un obiettivo di capacità complessiva di circa 60 MW entro il 2030, offrendo un contributo rilevante alla crescita del portafoglio fotovoltaico del Gruppo e all'accelerazione della transizione energetica.

Rispetto agli asset operativi acquisiti, nel corso del 2025 e nei primi giorni del 2026, sono entrati in esercizio i seguenti impianti fotovoltaici significativi: Apricena Grotte (Puglia) con 4,4 MW di potenza, progettato per generare circa 8.000 MWh/anno di energia pulita; Pomezia2 (Lazio) e Mondavio (Marche) per ulteriori 1,7 MW di potenza ed una produzione di 2.700 MWh/anno, rafforzando concretamente la capacità produttiva del Gruppo nel mercato fotovoltaico.

Nel complesso, grazie alle operazioni sopra descritte, al 31 dicembre 2025 il Gruppo FinDolomiti Energia, per tramite della sua controllata Dolomiti Energia S.p.A. e delle sue società partecipate, ha raggiunto una capacità significativa nel segmento eolico e fotovoltaico, con una potenza installata pari a 226 MW di impianti operativi e in costruzione e/o repowering, contribuendo alla decarbonizzazione del proprio mix produttivo e accelerando la transizione verso un sistema energetico sempre più sostenibile.

Complessivamente il Gruppo, nel corso del 2025, oltre alle operazioni sopra citate, ha investito nelle attività eoliche e fotovoltaiche 58,2 milioni di euro.

Nel corso del 2026, il Gruppo prevede l'apertura di ulteriori nuovi cantieri, in linea con la pipeline prevista nel piano di sviluppo strategico, che contempla investimenti complessivi superiori a 700 milioni di euro nelle FER eoliche e fotovoltaiche entro il 2030, a supporto della crescita della capacità installata e della transizione energetica del Gruppo.

Nel corso del 2025, in coerenza con quanto previsto dal Piano Strategico, il Gruppo ha avviato un processo di riorganizzazione societaria volto a rafforzare la governance e il presidio delle attività nel settore delle energie rinnovabili. In tale contesto nel 2025 si è provveduto alla fusione per incorporazione della Dolomiti Transition Asset S.r.l. nella Dolomiti Energia Wind Power S.r.l. e contestualmente cambiata ragione sociale in Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.

Con il completamento nel corso dell'anno del processo di riorganizzazione del business rinnovabili (eolico e fotovoltaico), Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l. assume il ruolo di sub-holding del Gruppo, cui fanno capo le partecipazioni, le attività e i veicoli societari dedicati allo sviluppo, alla realizzazione e alla gestione di progetti e asset nel settore delle energie rinnovabili.

Quadro Regolatorio e Tariffario

Nell'anno 2025 ha trovato effetto il nuovo art. 17.5.1 della L.P. 18/1978, introdotto dalla L.P. 12/2024 che prevede testualmente la sospensione dei procedimenti amministrativi per la

riassegnazione delle concessioni di piccole derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico sino alla data di definizione del giudizio instaurato con ordinanza della Corte costituzionale 7 ottobre 2024, n. 161, dinanzi alla Corte di giustizia dell'Unione europea ai sensi dell'articolo 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea concernente l'interpretazione dell'articolo 12 della direttiva 2006/123/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 dicembre 2006, relativa ai servizi nel mercato interno. Fino alla conclusione delle procedure di riassegnazione, le concessioni continuano ad essere esercitate alle condizioni stabilite dalle disposizioni provinciali e dal disciplinare di concessione vigenti.

Passando invece al contesto relativo alle concessioni di grande derivazione, nonostante l'avvenuta (settembre 2021) archiviazione della procedura di infrazione 2011/2016 relativa all'Italia, unitamente alle analoghe procedure nei confronti di Germania, Regno Unito, Polonia, Austria e Svizzera, il Parlamento italiano ha approvato, in conformità alle previsioni contenute nel PNRR (redatto e approvato prima della citata archiviazione), in data 2 agosto 2022 la L. 118/2022 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021); l'art. 7 della norma ha introdotto una rimodulazione ed un posticipo dei termini temporali concessi alle Regioni per il completamento dell'attività legislativa di competenza (31 dicembre 2023) e per la conclusione dei procedimenti di riassegnazione (31 dicembre 2025). Il comma 2 dell'art. 7 della medesima norma ha modificato il comma 6 dell'art. 13 del D.P.R. 31 agosto1972, n. 670, confermando l'estensione al 31 dicembre 2024 delle concessioni già scadute precedentemente operata dalla L. 34/2022 e agganciando in modalità dinamica tale nuova scadenza a termine successivo che potrà eventualmente essere definito a livello nazionale ("o a data successiva eventualmente individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale").

Il 30 novembre 2022 il Consiglio Provinciale ha approvato la legge n. 16/2022 (entrata in vigore il giorno 9 dicembre 2022) la quale, attraverso la modifica della LP n.4/98, prevede il rinvio dal 2024 al 2029 del termine per la conclusione delle procedure di riassegnazione delle concessioni dei grandi impianti idroelettrici in scadenza entro il 31 dicembre 2024. L'obiettivo della norma è l'attenuazione degli effetti negativi della crisi energetica di breve e lungo periodo. Lo strumento introduce la possibilità per i concessionari di presentare alla Provincia un piano industriale finalizzato all'incremento dell'efficienza, della resilienza, della capacità di accumulo e performances in potenza ed in energia degli impianti esistenti; contestualmente si aggiunge una nuova componente di canone variabile destinata al sostegno dei costi per i consumi energetici in ambito provinciale.

In data 2 febbraio 2023 il Consiglio dei ministri ha disposto per l'impugnativa in Corte costituzionale della Legge Provinciale sopra descritta. Nel corso dell'esercizio 2023 Provincia e Stato hanno attivato un tavolo di confronto finalizzato alla soluzione della controversia instaurata presso la Corte costituzionale; in virtù di ciò, sulla base di istanza congiunta, la prima udienza prevista per il mese di ottobre 2023 è stata prima spostata al mese di maggio 2024 e successivamente ripetutamente rinviata. Con LP n.5/2025 la Provincia ha provveduto ad abrogare le modifiche introdotte alla LP n.4/98 dalla LP 16/2022, facendo in tal modo venir meno l'oggetto di contenzioso.

Parallelamente, la Giunta della Provincia autonoma di Trento, con deliberazione n. 1658 di data 18 ottobre 2024 ha ridefinito i termini di scadenza delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico, procedendo di fatto ad interpretare in via amministrativa il contenuto del comma 6 dell'art. 13 del Decreto del Presidente della Repubblica n. 670/1972, ovvero individuando, per ognuna delle grandi derivazioni insistente nel territorio provinciale la "data successiva eventualmente individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale", al fine dell'eventuale aggiornamento "per sostituzione" dei termini di scadenza vigenti. Tale processo ha portato, per tutte le concessioni di grande derivazione, poiché "ex-Enel", alla ridefinizione della data di scadenza, precedentemente corrispondente al 31 dicembre 2024, al nuovo termine del 31 marzo 2029, corrispondente alla data di scadenza prevista dal D.Lg. 79/99 (cosiddetto "Decreto Bersani") per le concessioni attualmente titolate ad Enel.

Pur trattandosi di una effettiva "proroga di diritto" è opportuno specificare e chiarire che i nuovi termini devono essere intesi come "date ultime", poiché la proroga avrà efficacia per "il solo tempo utile al perfezionamento delle procedure di riassegnazione" che, di conseguenza, non vengono fermate dal provvedimento ma, piuttosto, distese in periodo temporale che, in ogni caso, non potrà superare i nuovi termini stabiliti.

Il nuovo scenario, i cui effetti sono prettamente locali, ovvero limitati alle Provincie autonome di Trento e Bolzano, risolve di fatto la situazione di stallo che precedentemente aveva impedito l'attivazione della procedura prevista di "proroga al 2029 mediante presentazione di Piano Industriale" dalla LP n. 16/2022, peraltro nel frattempo espunta dal quadro normativo.

A livello nazionale, l'azione degli enti concedenti è stata nel corso del 2025 nuovamente confusa e scoordinata; nonostante la norma vigente nelle Regioni a statuto ordinario prevedesse e preveda tuttora il termine già trascorso del 31 dicembre 2023 quale data ultima per l'avvio delle procedure di riassegnazione, per quanto noto le sole Regioni Lombardia ed Abruzzo hanno operato in tal senso, disponendo la prima con delibera di Giunta Regionale del 18 dicembre 2023 l'indizione delle gare per la riassegnazione per due concessioni e successiva emissione dei bandi avvenuta nel mese di aprile 2024 ed emettendo la seconda, con Determina dell'Agenzia Regionale per la Committenza di data 31 dicembre 2023, un bando di gara per tre concessioni, poi annullato dalla Regione nel mese di marzo 2024 a seguito della segnalazione pervenuta dal Ministero competente di revisione dell'intero impianto normativo regionale. Da segnalare che nel corso dell'anno 2025 ha avuto uno sviluppo la proposta di partenariato pubblico privato presentata nell'anno 2023 da parte del concessionario uscente, suddivisa in due separate proposte, relativa a n° 6 concessioni nella Regione Piemonte; al termine dell'anno 2025 la Regione Piemonte ha formalmente indetto una prima gara, relativa ad una delle 6 concessioni citate, mediante procedura ristretta. Si prevede che tale procedura, strutturata secondo i dettami del D.Lgs. 36/23, e quindi contenente il dispositivo del diritto di prelazione a favore del cosiddetto "promotore", sarà oggetto di ingenti controversie alla luce della recente sentenza della Corte di Giustizia Unione Europea del 5 febbraio 2026 relativa alla causa UrbanVision S.p.A. vs. Comune di Milano/Digital Vox S.r.l., che ha stabilito l'incompatibilità con il Trattato sul Funzionamento dell'UE e con la Direttiva 214/23/UE del "diritto di prelazione" presente nell'ordinamento italiano. Tale sentenza avrà senza dubbio effetti sulla reale applicabilità ed appetibilità della formula del partenariato pubblico privato nell'ambito del processo di riassegnazione delle grandi concessioni idroelettriche.

Canoni di concessione

Nel corso dell'anno 2025 non si è verificata alcuna circostanza e nessuna modifica normativa incidente in modo sostanziale sull'assetto e/o sulla quantificazione dei canoni di concessione e sul loro impatto in termini economici.

Iniziative ed investimenti

Gli investimenti fatti nell'esercizio 2025, pari complessivamente a euro 20.591 migliaia, si riferiscono principalmente ad attività di mantenimento in efficienza degli impianti (Stay in Business, euro 18.378 migliaia), ad attività di adeguamento degli impianti alla prescrizione di legge in materia di ambiente e di sicurezza (Mandatory, euro 1.841 migliaia) e per l'acquisto di nuove dotazioni euro 312 migliaia e euro 57 migliaia per attività iniziali relative al rinnovo concessioni.

Gli investimenti per attività di maggior rilievo sono stati:

Impianto di S. Massenza: investimento complessivo di euro 7.736 migliaia, di cui l'investimento più importante è stato 2.887 migliaia di euro per l'ammodernamento del Gruppo 4, comprensivo della sostituzione degli introduttori, del sistema SOD e della revisione straordinaria dell'alternatore.

Impianto di Ala: investimento complessivo di euro 2.170 migliaia, di cui 414 migliaia di euro per la sostituzione della ventola e la manutenzione delle paratoie.

Impianto di Val Noana: investimento complessivo di euro 1.934 migliaia, di cui 859 migliaia di euro per la sostituzione del sistema SOD, del regolatore di velocità, dell'eccitatrice statica e per la revisione straordinaria del distributore.

Cimego- Boazzo: investimento complessivo di euro 1.432 migliaia prevalentemente connessi alla verniciatura esterna della condotta forzata per euro 732 migliaia.

Molveno Serbatoio: investimento complessivo di euro 770 migliaia, di cui 209 migliaia di euro relativi alla revisione straordinaria dell'opera di presa di Algone e ulteriori interventi minori sull'impianto.

Canale ABC (Biffis): investimento complessivo di euro 741 migliaia di euro di cui 374 migliaia per il ripristino del muro di copertura della sponda del canale Biffis.

Impianto di Carzano: investimento complessivo di euro 712 migliaia di euro, di cui 177 migliaia di euro relativi all'acquisto della nuova girante Gruppo 1.

Impianto di Grigno: investimento complessivo di euro 564 migliaia di euro.

Impianto di Storo: investimento complessivo di euro 448 migliaia di euro di cui 183 migliaia di euro relativi alla sostituzione dello sgrigliatore della traversa e ulteriori interventi minori sull'impianto.

Impianto di Cogolo: investimento complessivo di euro 424 migliaia di euro di cui 205 migliaia di euro relativi alla manutenzione straordinaria della galleria Pian Palù e ulteriori interventi minori sull'impianto.

Impianto di Malga Bissina Serbatoio: investimento complessivo di euro 398 migliaia di euro di cui 132 migliaia di euro relativi alla sostituzione della fune della funivia e ulteriori interventi minori sull'impianto.

Altri impianti: investimento complessivo di euro 3.258 migliaia relativi ad interventi volti al mantenimento e funzionamento del business.

DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Quadro Regolatorio e Tariffario

A livello nazionale il settore è regolato dal D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. Decreto Bersani), di attuazione della direttiva 96/92/CE, che dispone che le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore delle proprie disposizioni continuino a svolgere il servizio in regime di monopolio, in base alla concessione rilasciata dal Ministero, fino al 31.12.2030; successivamente l'affidamento dovrà avvenire con gara.

In ambito provinciale, a seguito del trasferimento dallo Stato alle Province Autonome, a partire dal 1° gennaio 2000, delle funzioni in materia di energia, l'assetto della distribuzione elettrica è stato regolamentato attraverso il Piano della distribuzione approvato dalla Giunta provinciale il 27 settembre 2013. Tale Piano ha identificato un ambito unico a livello provinciale ed ha dettato le modalità per la riorganizzazione progressiva del servizio, nel quale SET Distribuzione svolge il ruolo di soggetto aggregante.

Relativamente al rinnovo delle concessioni, con la legge di bilancio del 30 dicembre 2024, n. 207, art. 1 commi da 50 a 53, è stata aperta la possibilità di una proroga delle concessioni di 20 anni a seguito della presentazione di piani straordinari pluriennali di investimento da parte dei concessionari della distribuzione elettrica. In seguito, l'ARERA con le deliberazioni n. 237 e 238 del 06 giugno 2025 ha proposto gli elementi operativi del nuovo meccanismo per estendere la durata concessioni fino a 20 anni legandole ai piani di piani straordinari pluriennali di investimento approvati.

L'adozione per le Provincie Autonome di Trento e Bolzano è stata proposta con la deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 4 dicembre 2025 e successivamente recepita con il Decreto Legislativo n. 22 del 9 febbraio 2026.

Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

L'Autorità con la Delibera n. 163/2023/R/com ha approvato i principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031): approvazione della parte I, recante le disposizioni comuni, e della parte II, dedicata al ROSS-base. Con Delibera n. 497/2023/R/com ha approvato i criteri applicativi per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Con Delibera n. 616/2023/R/eel l'Autorità ha definito i criteri per il nuovo periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica (2024-2027).

Con la Delibera n. 513/2024/R/com l'Autorità ha aggiornato i parametri base e fissato al 5,60% il tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per le attività di distribuzione e misura di energia elettrica per l'anno 2025.

La Delibera n. 217/2025/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2025.

Con la Delibera n. 476/2025/R/com l'Autorità ha confermato pari al 5,60% il tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per le attività di distribuzione e misura di energia elettrica anche per l'anno 2026.

Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica (TIQD)

Il Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica regolamenta la qualità dei servizi forniti alla clientela nell'ambio della continuità del servizio e qualità della tensione.

La regolazione ne misura i risultati ed incentiva il miglioramento tramite i seguenti principali indicatori:

- durata media per utente in bassa tensione delle interruzioni lunghe;
- numero medio per utente in bassa tensione di interruzioni lunghe (> 3 minuti) e brevi (> di 1 sec).

Al fine di incentivare ulteriormente la riduzione dei tempi di ripresa del servizio in caso di interruzioni prolungate ed estese, l'Autorità ha recentemente incrementato l'ammontare degli indennizzi da corrispondere ai singoli utenti in media e bassa tensione.

Al termine del 2023 l'Autorità ha emanato la delibera 617/2023/R/eel che rivede in maniera molto significativa gli obiettivi di miglioramento della continuità del servizio erogato a valere dal 2024, generando una forte riduzione dei premi attesi.

Tale deliberazione al titolo 10 contiene le disposizioni di incentivazione correlate ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione. Ai sensi dell'art. 79, Set Distribuzione ha presentato domanda di incentivazione per alcuni interventi realizzati nell'anno 2024 nelle cabine primarie. Nel corso del 2025, SET Distribuzione ha presentato le richieste di istanze secondo quanto previsto dall'art. 80 per gli interventi di sviluppo da realizzare nel triennio 2025-2027.

Testo Integrato della Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura TIQC

Con riferimento alla qualità commerciale, sono confermati gli indicatori specifici e generali definiti dall'Autorità per monitorare i tempi di erogazione delle prestazioni (es.: preventivi, attivazioni, disattivazioni, variazioni di potenza).

Piano Resilienza

L'Autorità ha definito una regolazione volta alla riduzione dei disservizi estesi e prolungati legati ad eventi meteorologici intensi. Sono state identificate due linee di intervento:

- aumento della robustezza della rete, attraverso la pianificazione di una rete con adeguate ridondanze e la progettazione e selezione di componenti in grado di sopportare le sollecitazioni meccaniche, elettriche e ambientali più intense;

- riduzione dei tempi di ripristino a seguito di guasto, coinvolgendo adeguate strutture organizzative, procedure, risorse umane e tecniche.

A seguito della comunicazione ad ARERA del 30/06/2025 relativa alla consuntivazione degli interventi di incremento della resilienza effettuati da SET Distribuzione sulla propria rete di distribuzione dell'energia elettrica al 31/12/2024, ARERA ha calcolato il potenziale dei premi e penalità per singolo intervento concluso nel 2024, riassunto nella seguente tabella:

Potenziale premio per interventi conclusi nel 2024	Potenziali penalità per interventi conclusi nel 2024
1.459 euro migliaia	zero

La regolazione ARERA, in fase di determinazione delle partite economiche a seguito della consuntivazione 2024, prevede l'applicazione di due meccanismi relativi al triennio 2022-2024: un tetto massimo ai premi netti e un potenziale annullamento delle penalità nel caso in cui il 90% degli utenti interessati di benefici dell'incremento della resilienza abbiano ottenuto il beneficio nelle tempistiche indicate nei Piani di Resilienza.

Sulla base delle determinazioni dell'Autorità a seguito degli interventi completati nel triennio 2022-2024, relativamente agli effetti dei meccanismi su base triennale, risulta che per SET Distribuzione:

- la somma dei costi attesi C degli interventi con data di effettivo completamento negli anni 2022, 2023 o 2024 è pari a € 9.241 euro migliaia;
- il tetto massimo ai premi netti per il triennio 2022-2024, pari al 25% del valore sud detto, è quindi pari a € 2.310 euro migliaia;
- tenendo conto delle disposizioni per premi e penalità su base triennale 2022-2024, il quadro di premi e penalità in relazione agli interventi conclusi nel corso del 2024 è determinato come dalla seguente tabella:

Premio netto per gli interventi conclusi nel biennio 2022 - 2023	Potenziale premio netto per gli interventi conclusi nel 2024	Potenziale Premio per gli interventi conclusi nel 2022-24	Tetto massimo ai premi netti per il triennio 2022-24	Saldo triennale del premio netto effettivo per l'anno 2024
4.128 €/migliaia	1.459 €/migliaia	5.587 €/migliaia	2.310 €/migliaia	-1.818 €/migliaia

In buona sostanza ARERA negli anni scorsi aveva anticipato € 1.818 euro migliaia per il premio potenziale che è stato necessario restituire nel corso del 2025 a causa del tetto massimo triennale sul premio potenziale, cosa di cui si era tenuto conto tramite accantonamenti nei bilanci negli anni 2022 e 2023.

Il bilancio complessivo dei premi ottenuti da ARERA per l'attuazione dei piani di resilienza realizzati da SET nel triennio 2022-2024 è pari a 2.310 euro migliaia a cui si aggiungono premi per € 358.323.24 ottenuti nel triennio 2019-2021.

Piano di sviluppo 2025-2029

Nel 2025 è stato predisposto e reso pubblico il Piano di Sviluppo per le reti di distribuzione di SET Distribuzione per il quinquennio 2025-2029 che, con un volume complessivo di investimenti pari a 155 M€, rappresenta la roadmap strategica con cui l'azienda intende garantire un sistema di distribuzione dell'energia elettrica affidabile, sostenibile ed efficiente. Il documento fornisce una visione integrata dello stato attuale della rete e delle sue prospettive di sviluppo, in un contesto energetico in rapida trasformazione, ponendo al centro la missione di SET di gestire la rete di distribuzione in modo efficace e con elevati standard di qualità.

La pianificazione e la gestione della rete devono infatti tenere in considerazione le trasformazioni in atto nel sistema energetico, le esigenze degli utenti e il quadro normativo vigente.

Un insieme di fattori, tra cui la crescente diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili e l'elettrificazione dei consumi, richiedono una pianificazione attenta e flessibile da parte del distributore di energia elettrica. Attraverso il proprio Piano di Sviluppo, SET ha voluto rispondere a queste sfide tramite investimenti mirati, l'adozione di tecnologie innovative e il potenziamento dell'infrastruttura di rete.

Il Piano di Sviluppo di SET è stato redatto in conformità al quadro normativo europeo che, delineato a livello nazionale (decreto 210/21 e delibera 296/2023/R/ee), definisce gli obblighi per i distributori di energia.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Il Testo integrato definisce le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione e trasmissione.

Con la delibera ARERA 674/2022/R/EFR si è estesa la possibilità, a partire dal 1° gennaio 2023, di connettere impianti fotovoltaici tramite il cosiddetto iter semplificato fino alla potenza di 200 kW. Nel corso del 2023 la delibera 361/2023/R/eel ha semplificato ulteriormente l'iter di connessione degli impianti fotovoltaici rendendo non necessaria per gli impianti con potenza minore di 20 kW l'installazione del misuratore della energia prodotta e dando al gestore di rete la facoltà di sostituire le verifiche in loco (e la redazione del relativo verbale di attivazione) con una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà da parte del richiedente la connessione.

Con la delibera 385/2025/R/eel ARERA è intervenuta sulla gestione in emergenza della generazione distribuita, verificando modifiche al Codice di rete Terna e definendo interventi per garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale. Il provvedimento introduce una gestione più strutturata della riduzione della generazione distribuita in caso di emergenza di sistema. L'obiettivo è aumentare la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale rendendo possibile non solo il distacco, ma anche la modulazione controllata della potenza immessa da impianti distribuiti.

Il provvedimento si applica soprattutto a impianti fotovoltaici ed eolici connessi in media tensione a partire da determinate soglie di potenza e richiede l'adozione del Controllore Centrale di Impianto con la funzionalità di limitazione della potenza su comando del distributore. Vengono definite responsabilità operative tra produttori, distributori e Terna, previste verifiche e test durante la fase di transizione e introdotti meccanismi economici collegati all'adeguamento, con contributi in alcuni casi e trattenimenti temporanei quando gli obblighi non vengono rispettati.

Nel corso del 2025 sono stati implementati anche i nuovi flussi per la messa a disposizione sul SII, in maniera centralizzata, delle misure relative ad ulteriori prestazioni (attivazioni e disattivazioni).

Centralizzazione nel SII (Sistema Informativo Integrato) delle prestazioni tecnico-commerciali

Nel corso del 2025 sono state implementate le modifiche ai sistemi informativi per recepire l'ampliamento, da parte del SII, delle prestazioni commerciali gestite, aggiungendo la disattivazione, l'attivazione e la modifica potenza (limitatamente alle casistiche individuate nella Tabella 5 del TIQC), che si affiancano ai processi già operativi nel SII quali lo switching, la voltura, la sospensione per morosità e la riattivazione.

La centralizzazione persegue l'obiettivo della promozione di un funzionamento efficiente dell'intero sistema, incrementando l'uniformità e la trasparenza, consentendo altresì un rafforzamento della separazione delle funzioni delle imprese distributrici rispetto a quelle delle società di vendita e un incremento della tempestività nell'aggiornamento dei dati nel RCU (Registro Centrale Ufficiale del SII, la banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali che ne sono titolari).

Qualità del servizio erogato

Nell'anno 2025 gli indicatori relativi al numero e alla durata delle interruzioni presentano in generale un andamento leggermente migliore rispetto all'anno precedente, grazie agli effetti degli investimenti sulla rete, della manutenzione e dell'efficacia dei sistemi di automazione installati.

I risultati relativi al 2024, pubblicati ufficialmente con la delibera 511/2025/R/eel, evidenziano ancora una volta SET Distribuzione tra le migliori aziende nel settore della distribuzione elettrica, consentendo al SET Distribuzione di ottenere, come riconoscimento per gli ottimi risultati conseguiti, un premio pari a 865.462,15 euro (premio più alto riconosciuto tra i vari DSO italiani).

Con la Delibera 617/2023/R/eel l'Autorità ha introdotto una nuova modalità per la definizione dei livelli di partenza degli indicatori per la Durata D1 e per il Numero N1.

Per la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, per gli anni 2024 e 2025, per ogni ambito territoriale, il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore D1 negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla seconda cifra decimale; per la regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per gli anni 2024 e 2025, per ogni ambito territoriale, il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore N1 negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla terza cifra decimale.

Anche con i nuovi tendenziali, in ognuno degli ambiti di competenza (alta, media e bassa concentrazione di utenti), la durata media delle interruzioni è risultata nel 2025 migliore degli obiettivi che l'Autorità ha assegnato a SET Distribuzione (alta concentrazione: standard 9,24 minuti- risultato 2,70 minuti; media concentrazione: standard 13,85 minuti- risultato 9,45 minuti; bassa concentrazione: standard 20,83 minuti – risultato 14,74 minuti).

Per quanto riguarda il numero delle interruzioni, in ciascuno degli ambiti, i risultati sono stati migliori dello standard (alta concentrazione: standard 0,340 – risultato 0,13; media concentrazione: standard 0,703 – risultato 0,66; bassa concentrazione: standard 1,08 – risultato 1,310).

Impresa distributrice	Totale Utenti [migliaia]	Premi complessivi anno 2024 [migliaia di €]	Premio totale/Utente [€]
ASM VERCELLI S.p.A.	29	120	4,14
AcegasApsAmga S.p.A.	164	514	3,13
EDYNA S.r.l.	241	709	2,94
SET DISTRIBUZIONE S.p.A.	345	865	2,51
RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA S.r.l. UNIPERSONALE	26	40	1,52
V-RETI S.p.A.	246	326	1,33
RETIPIÙ S.r.l.	26	12	0,47
RETI DI. VOGHERA S.r.l.	26	4	0,14
ALTRI	1.670	2	0

Volumi e Operatività

La distribuzione è effettuata in quasi tutta la provincia di Trento. L'energia distribuita nell'anno è pari a complessivi 2.569 GWh (2.491 GWH nel 2024).

Distribuzione elettrica		**2025**	**2024**
Lunghezza della rete	km.	13.054	12.930
Totale utenze	n.	346.424	345.563

Qualità commerciale

Le connessioni alla rete di utenze passive in bassa tensione sono rimaste complessivamente in linea con quelle registrate nel 2024, mentre per quanto riguarda le connessioni passive in media tensione si conferma il trend crescita sia in numero che in potenza.

Per quanto riguarda la connessione di impianti di produzione (fotovoltaici) si registra un lieve calo rispetto ai numeri del 2024.

Iniziative ed investimenti

Nel corso dell'anno sono proseguiti gli interventi su cabine e primarie e reti conformi alle previsioni del piano quinquennale presentato ad ARERA. Tale piano traguarda, con alcuni interventi mirati e già individuati in modo puntuale, un orizzonte temporale fino al 2027 e costituisce la base di riferimento per le comunicazioni previste dall'Autorità nell'ambito del testo integrato sull'unbundling.

Complessivamente gli investimenti realizzati nel corso del 2025 sono stati pari a quasi 43,0 milioni di euro.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

Quadro Regolatorio e Tariffario

Nel corso del 2025 la normativa di riferimento del settore della distribuzione gas non ha subito particolari variazioni o interventi di rilievo.

Nel 2025, le tariffe di distribuzione e misura sono state determinate in continuità secondo i principi della deliberazione 570/2019/R/gas per il quinto periodo di regolazione (2020-2025), suddiviso in due semi-periodi di tre anni ciascuno. Le tariffe si basano sull'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB), tenendo conto degli investimenti realizzati fino all'anno precedente.

Il capitale investito delle imprese è diviso in capitale di località e centralizzato, con un riconoscimento parametrico per il capitale centralizzato e i costi dei sistemi di telegestione/telelettura. Per gli investimenti sui contatori elettronici, il costo riconosciuto è una media ponderata tra costo effettivo e standard fissato dall'Autorità. Il tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC) per il 2025 è stato aggiornato al 5,9% con un importante impatto sui risultati economici dell'anno.

La deliberazione 570/2019/R/gas ha fissato i livelli iniziali dei costi operativi e degli X-factor per il periodo regolatorio. I costi operativi sono aggiornati annualmente con l'inflazione e l'X-factor, differenziato per dimensione dell'impresa. Un tetto sul riconoscimento degli investimenti è confermato per alcune località in avviamento, con modifiche valutate per particolari aree climatiche e programmi di metanizzazione.

Con delibera 87/2025/R/GAS l'Autorità ha ottemperato alle diverse sentenze del Consiglio di Stato relativamente ai contenziosi promossi da diversi operatori contro la deliberazione

570/2019/R/gas (inerente alla regolazione tariffaria del periodo 2020-2025). Nello specifico ARERA ha proceduto alla rideterminazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2025, rinviando a successivo procedimento la rideterminazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione del gas per gli anni 2020, 2021, 2022 e 2023.

Con la deliberazione 321/2025/R/gas del 8/7/2025 ARERA ha concluso il procedimento per l'applicazione delle disposizioni in materia di riconoscimento tariffario degli investimenti effettuati in specifiche zone del Paese (Comuni appartenenti alla zona climatica F come la gran parte dei comuni montani del Trentino).

Mediante tale provvedimento sono state recepite alcune importanti osservazioni inviate dagli operatori in risposta al documento di consultazione DCO 313/2024/R/gas, propedeutico all'emanazione successiva delle disposizioni.

Con delibera 130/2025/R/COM del 27 marzo 2025, l'Autorità ha modificato i criteri di rivalutazione dei costi di capitale, sostituendo il deflatore degli investimenti fissi lordi con l'IPCA Italia (Indice dei prezzi al consumo armonizzato per l'UE relativo all'Italia), fissando il relativo tasso di variazione per l'anno 2025 nella misura dell'1,3%.

La delibera 274/2025/R/gas del 24 giugno 2025 ha invece approvato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2025, incorporando anche gli effetti della delibera 87/2025/R/GAS.

TIUC - Testo integrato Unbundling Contabile

La delibera 231/14/R/com dell'Autorità ha introdotto uno specifico Testo integrato sull'unbundling contabile per il settore elettrico e gas (TIUC). Con la delibera 137/2016/R/com l'Autorità ha integrato il TIUC previsto in precedenza solo per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile anche in capo ai gestori del Servizio Idrico Integrato. Per il settore energy la delibera n. 137/2016/R/com ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla delibera 231/14/R/com.

RQDG - Qualità del servizio di distribuzione gas

L'attività di distribuzione del gas naturale è soggetta alla Regolazione della Qualità dei servizi di Distribuzione e misura del Gas (RQDG), definita da ARERA con la deliberazione 569/2019/R/GAS e successive modifiche e integrazioni. Tale disciplina stabilisce gli obblighi in capo alle imprese distributrici in materia di qualità commerciale — con la definizione di livelli specifici e generali di prestazione, nonché dei meccanismi di indennizzo automatico a favore degli utenti in caso di mancato rispetto degli standard — e di qualità tecnica, con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, alle ispezioni programmate della rete e alla rendicontazione verso l'Autorità. Con la deliberazione 532/2025/R/GAS del 2 dicembre 2025, ARERA ha prorogato l'applicazione delle disposizioni vigenti per il biennio 2026–2027, confermando sostanzialmente il quadro regolatorio in essere e introducendo un solo aggiornamento di rilievo: la riduzione da 48 a 36 mesi del termine per il completamento delle ispezioni programmate delle tratte di rete in bassa pressione.

Iniziative ed Investimenti

Gli investimenti, in linea con quanto realizzato negli ultimi anni, sono stati destinati principalmente all'ammodernamento delle infrastrutture esistenti (ivi comprese le estensioni in Comuni già serviti) e al completamento dei lavori già programmati.

Nel 2025 gli investimenti effettuati nel settore gas ammontano complessivamente a 15,4 milioni di euro (15,5 milioni di euro nel 2024) ed i principali interventi hanno riguardato:

- la manutenzione straordinaria di impianti e reti di distribuzione esistenti;
- la sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli elettronici;
- 'estensione delle reti nei comuni gestiti.

Nel corso del 2025, Novareti ha proseguito nelle attività di metanizzazione rispettivamente dal Comune di Canazei e di Cavalese, affidati in concessione mediante finanza di progetto ad iniziativa pubblica.

Sugli impianti RE.MI. si è completato, con importanti investimenti, il revamping e l'adeguamento tecnologico del processo di metering oggetto di potenziali pesanti sanzioni con decorrenza anno solare 2025.

Nel corso dell'anno 2025 è stato confermato il consolidamento delle certificazioni di qualità ISO 9001:2018, ISO 14001:2018 e ISO 45001:2018 per i sistema di gestione della qualità, ambiente e salute e sicurezza sul lavoro riguardo alla gestione, realizzazione, conduzione e manutenzione degli impianti e reti di distribuzione del gas naturale.

La struttura tecnica di Novareti ha collaborato con DEH nella realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno-verde in aree industriale dismessa, finanziato tramite PNRR.

Nel corso dell'anno si è proseguito l'allineamento della cartografia SIR con lo stato attuale delle reti implementando un set informativo che garantirà una più facile e precisa consultazione del data-base.

A seguito dei progetti pilota conclusi nel 2022, si è avviato il rinnovamento degli apparati di telecontrollo della protezione catodica che prevede nel triennio 2024-2026 la sostituzione di circa 800 datalogger.

Sono proseguiti gli investimenti per sviluppare e consolidare la digitalizzazione degli asset, con particolare riguardo a:

- rinnovamento della misura nei punti di ingresso dalla rete di trasporto nazionale del gas, con l'installazione di tecnologie di back up di nuova generazione;
- nuovo progetto pilota per l'installazione di sistemi per il monitoraggio in continuo dell'odorizzante;
- l'installazione di linee di connettività di back up a garanzia delle continuità dei flussi dati nelle cabine primarie.

Misura

Con l'installazione dei nuovi contatori elettronici, prevista dalla Delibera 631/2013/R/gas, si è ridotta l'attività di rilevazione manuale sui punti di riconsegna con misuratori tradizionali. Al 31 dicembre 2025 il 92,66% dei punti gestiti ha un contatore elettronico.

La Delibera 636/2023/R/gas, in vigore dal 1° gennaio 2024, ha introdotto nuovi obblighi per l'installazione di smart meter aggiuntivi nei casi di contatori tradizionali non accessibili o non letti almeno una volta l'anno. L'obbligo si applica fino a un massimo del 5% aggiuntivo rispetto all'85% già previsto per i misuratori G4-G6. Se il tasso di installazione di smart meter G4-G6 supera il 90%, il distributore non è più tenuto a rispettare gli obblighi RQDG.

La Delibera 60/2023/R/gas stabilisce i dati che le imprese di distribuzione devono trasmettere per il calcolo della componente CIND, compensando i costi degli indennizzi per mancata lettura dei contatori smart G4 e G6. È prevista un'integrazione dei dati già raccolti, con comunicazione annuale alla CSEA, suddivisa per fasce di consumo annuo.

Volumi e Operatività

La distribuzione è effettuata in 88 comuni della provincia di Trento, nella valle dell'Adige, in Valsugana e Tesino, nella valle di Non, nella valle dei Laghi, sull'altipiano della Paganella, nelle valli di Cembra, Fiemme e Fassa e sugli altipiani di Folgaria, Lavarone e Luserna;

nel Comune di Cavalese, interessato dal transito della condotta in alta pressione, si alimenta la centrale di cogenerazione e teleriscaldamento. La distribuzione è inoltre effettuata in 2 Comuni al di fuori della provincia di Trento (Brentino Belluno e Salorno).

Il gas distribuito nell'anno è risultato di complessivi 275,8 milioni di m^3 (283,8 milioni di m^3 nel 2024).

Gas naturale		**2025**	**2024**
Lunghezza della rete	km.	2.752	2.748
Totale utenze	n.	168.190	168.589

Qualità tecnica

Nel corso del triennio 2023–2025 Novareti ha continuato a monitorare i tassi di dispersione di gas lungo le proprie infrastrutture, con particolare attenzione alle reti di distribuzione.

La tabella seguente riporta i tassi di perdita rilevati nell'ultimo triennio sulla rete di distribuzione.

Tasso di perdita gas	**2023**	**2024**	**2025**
Distribuzione (% perdite)	0,0925%	0,0832%	0,0084%

I valori riportati sono calcolati considerando entrambe le principali tipologie di dispersione: gli sfiati controllati e le perdite fuggitive.

Qualità Commerciale

Il livello di qualità commerciale viene misurato tramite un indice generale aziendale che rappresenta la percentuale di prestazioni eseguite nei tempi standard previsti dall'ARERA, in particolare delle prestazioni soggette a livelli specifici di qualità da garantire al richiedente cui si applica la disciplina degli indennizzi automatici.

L'indice generale aziendale delle prestazioni eseguite nei tempi standard, ai fini dei parametri di qualità del servizio, conseguito nel corso del 2025 è risultato pari al 99,53 %.

Gare d'Ambito

Per quanto concerne l'Ambito di Trento, al termine dell'esercizio 2025 non risulta conclusa la procedura di gara e non sono pervenute comunicazioni di aggiudicazione da parte della Stazione Appaltante che con successive proroghe ha posticipato la scadenza per l'aggiudicazione fino al 31 gennaio 2026.

COGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO

Quadro Regolatorio e Tariffario

In merito agli adempimenti dettati dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), per l'anno 2025 si evidenziano i seguenti aspetti principali:

1. per tutto il 2025 era in vigore la Deliberazione n. 346/2023/R/TLR "Disposizioni in materia di qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTT)", in continuità con l'anno precedente. A fine 2025 sono state pubblicate le Delibere Arera per la proroga del metodo tariffario transitorio (580/2025/r/tlr) e sulla revisione dei testi integrati RQTC, TIMT, TUAR, TUD (546/2025/r/tlr), che verranno recepite nelle prassi operative.

2. per quanto concerne l'applicazione del metodo tariffario transitorio, si conferma la possibilità per l'esercente di scegliere tra due opzioni: a) Vincolo ai ricavi per il servizio di teleriscaldamento determinato sulla base del costo evitato per il cliente finale oppure b) Clausola di salvaguardia, finalizzata ad assicurare una redditività minima per gli esercenti. Si conferma che l'applicazione del nuovo metodo tariffario implicherebbe una riduzione dei ricavi da vendita di energia termica quantificabile in circa il 20% rispetto allo stato ante provvedimento. Per contro, l'applicazione della Clausola di salvaguardia consente di limitare al 10% la riduzione dei ricavi e pertanto, si mantiene la scelta di tale criterio in continuità con gli anni precedenti, e in attesa che venga definita una regolazione tariffaria definitiva.

3. Il 20 dicembre 2023 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha posto in consultazione pubblica il decreto "OIERT", per definire le modalità con cui società pubbliche e private che vendono energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e raffrescamento a soggetti terzi, in quantità superiori a 500 TEP annui, provvedano che una quota di energia venduta sia rinnovabile, in applicazione del D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199. Il decreto si propone di recepire le direttive dell'Unione Europea, RED III, in materia di decarbonizzazione e sicurezza del sistema energetico, prevedendo un incremento indicativo della quota rinnovabile per la climatizzazione degli ambienti fino ad un valore prossimo al 48% al 2030. Per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento ciò si traduce nell'inserimento di quote incrementali di energia rinnovabile fino ad un totale del 34% dell'energia immessa in rete nel 2030. Il decreto Milleproroghe 2026 ha confermato e differito al 1° gennaio 2026 l'entrata in vigore degli obblighi previsti dal D.Lgs. 199/2021.

Approvvigionamento combustibile

Per quanto riguarda il gas naturale per gli impianti cogenerativi e per le caldaie di produzione dell'energia termica in tutte le centrali di Novareti, nel 2025 è stato fornito da Dolomiti Energia.

Iniziative ed investimenti

Nel mese di settembre 2025 è stata attivata la rete per il recupero di calore di scarto da una limitrofa azienda produttiva, realizzando già entro la fine dell'esercizio uno scambio termico per complessivi 1400 MWh.

Tale accordo prevede l'impegno dell'industria ad assicurare a Novareti per una durata di 7 anni, la possibilità di prelevare una quantità di energia termica, sotto forma di acqua calda prodotta inizialmente tramite pompa di calore per il recupero termico per raffreddamento di processo e in futuro anche da cogenerazione.

Le ricadute economiche ed ambientali di tale accordo sono positive in quanto risulta ridotto il consumo di gas naturale nel sito di Piazzale de Gasperi, soggetto ad ETS (risultano ridotte le quote di CO2 da versare a consuntivo annuo) e conseguentemente si eviteranno emissioni di CO2.

A partire dal 2026 Novareti potrà recuperare un quantitativo minimo pari a 2.000 MWht/anno, che costituisce circa il 3 % del calore erogato nella rete di Rovereto.

In merito alla possibilità di eseguire interventi finalizzati all'integrazione di fonti rinnovabili per la produzione di calore da immettere nella rete di teleriscaldamento di Trento e Rovereto si segnala che è in fase di approvvigionamento la realizzazione di un nuovo cogeneratore da 180 kW alimentato ad idrogeno verde, alimentato con il gas prodotto in area Lavini di Rovereto da Dolomiti Energia e finanziato con fondi PNRR. La messa in esercizio è prevista entro l'estate 2026 con l'obbiettivo di raggiungere una quota di calore rinnovabile che copra circa l'1% del calore complessivo erogato nel contesto di Rovereto.

Sono inoltre in corso studi preliminari volti a verificare la possibilità di integrare una pompa di calore geotermica, che sfrutterebbe il pozzo esistente presso la centrale di trigenerazione di Trento. Sono in corso i contatti con le autorità per verificare l'iter autorizzativo.

Si segnala altresì che nel corso del 2025 è stato completato il progetto preliminare per la realizzazione di un nuovo accumulo termico ad acqua calda (da circa 350 mc) da inserire nella rete di teleriscaldamento di Rovereto.

Volumi e operatività

La distribuzione di calore tramite rete di teleriscaldamento è effettuata nel comune di Rovereto e nel quartiere "Le Albere" a Trento, dove viene distribuita anche acqua refrigerata ad uso condizionamento.

Nell'anno 2025 sono stati immessi in rete i seguenti quantitativi di energia:

- 75,11 GWh di calore e raffrescamento (13,51 GWh a Trento e 61,60 GWh a Rovereto);
- 45,84 GWh elettrici.

La Centrale di cogenerazione Z.I. di Rovereto, soggetta anche agli obblighi dell'Emission Trading System, ha emesso 9.987 t di CO2, 9.001 delle quali a titolo oneroso.

Nel corso dell'esercizio 2025, i tre impianti di cogenerazione del Gruppo (Cogeneratore Zona Industriale, Cogeneratore Tecnofin e Cogeneratore Trigenerazione) hanno registrato un fattore di disponibilità medio pari al 98%. Il dato è stato calcolato come media ponderata sulla capacità installata dei singoli impianti, considerando sia le fermate programmate sia quelle forzate.

Il rendimento medio ponderato dei cogeneratori Zona Industriale, Tecnofin e Trigenerazione, che nel 2025 presentano un'età media paria a sei anni, si attesta per tale anno all'84,0%, a fronte di un valore pari a 84,7% nel 2024 e 84,8% nel 2023.

Gestione Rete Interna d'Utenza

Nell'ambito della attività legate alla Centrale di cogenerazione della Z.I. di Rovereto, sussiste anche la gestione della Rete Interna d'Utenza, RIU di Rovereto, che collega con cavo in media tensione, la centrale e lo stabilimento Suanfarma alla Rete di Trasporto Nazionale gestita da Terna, mediante trasformatore 132/20 kV.

Il contratto di cessione dell'Energia Elettrica stipulato nel 2019 con Suanfarma è scaduto in data 31.12.2024 ed è stato prorogato al 31.03.2025, con l'obbiettivo di discutere e rivedere gli accordi in essere a fronte di una ridotta necessità di prelievo da parte dello stabilimento di Suanfarma. Le trattative hanno condotto ad un accordo contrattuale dedicato, di durata biennale, che da un lato tutela Novareti dalla copertura dei costi di gestione e dall'altro garantisce il mantenimento dell'infrastruttura allo stabilimento industriale, che necessita di linea dedicata in media tensione per il ritiro di energia elettrica dalla rete di Trasmissione Nazionale, oltre ad una linea di back-up con il distributore locale per esigenze di continuità di alimentazione.

CICLO IDRICO (ACQUEDOTTI E FOGNATURE)

Quadro Regolatorio e Tariffario

Nel corso dell'esercizio 2025 non si rilevano novità particolari con riferimento al quadro normativo provinciale.

Dal punto di vista della normativa nazionale è importante ricordare che Novareti è soggetta agli effetti del D.Lgs. 18/2023 (recepimento della Direttiva UE 2020/2184 sulle acque destinate al consumo umano) che introduce un approccio basato sul rischio lungo tutta la filiera idropotabile e attribuisce al gestore del sistema idrico una serie di adempimenti che riguardano soprattutto un incremento dei parametri indagati tramite le analisi dell'acqua e la redazione e gestione del Piano di Sicurezza dell'Acqua (PSA).

Nel corso dell'esercizio le strutture tecniche di Novareti hanno predisposto il nuovo piano di campionamento delle acque per i Comuni serviti, approvato dalla competente struttura provinciale e poi attuato a partire dal mese di gennaio 2026.

È stata inoltre avviata l'attività di predisposizione dei Piani di Sicurezza delle Acque per i Comuni ove Novareti riveste il ruolo di gestore del servizio idrico ai sensi del citato decreto.

Iniziative ed investimenti

Nel corso del 2025 sono proseguiti i lavori di potenziamento delle strutture idriche, in coerenza al piano industriale pluriennale stilato e presentato ai Comuni nel 2018.

Gli investimenti effettuati nel 2025 nel settore sono risultati in forte crescita ed ammontano a 8,3 milioni di euro (5,9 milioni di euro nel 2024), soprattutto grazie al finanziamento PNRR su interventi effettuati nel Comune di Rovereto.

Nel comune di Trento è proseguita la sostituzione delle dorsali di acquedotto nonché la realizzazione di interventi di ammodernamento presso alcuni impianti.

Nel comune di Rovereto, per quanto riguarda il servizio acquedotto è proseguita la normale manutenzione della rete mentre sono stati quasi completati gli interventi previsti dal finanziamento ottenuto tramite PNRR, volti alla realizzazione dei distretti idrici e alla sostituzione massiva dei contatori con contatori elettronici.

Proseguono anche nel settore idrico gli investimenti per la digitalizzazione, tra i quali si segnala il rinnovamento delle periferiche con tecnologia a doppio canale (radio e 4G);

Sul fronte efficienza energetica, è in fase di ulteriore sviluppo il sistema di Advance Process Control che verrà esteso a nuovi nodi energivori dell'infrastruttura di Trento, con l'obbiettivo di ottimizzare le fonti di approvvigionamento, utilizzando i pozzi del fondo valle contestualmente alla produzione fotovoltaica presente nei siti. A riguardo si segnala che prosegue anche l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici con l'entrata in funzione di un nuovo parco da 200 kW complessivi, realizzato nella pertinenza del serbatoio 10.000 di Trento.

Si sta studiando anche la possibilità di integrare il parco fotovoltaico esistente presso il Pozzo "Spini", con l'obbiettivo di creare una CER rinnovabile che coinvolga tutti i principali POD sottesi alla medesima cabina primaria. L'analisi è in corso di sviluppo in collaborazione con Dolomiti Energy Solutions.

Misura

Nel 2025 è proseguita la sostituzione massiva dei contatori concentrata in particolare sul Comune di Rovereto oggetto di finanziamento PNRR. Si ricorda che il parco contatori viene sostituito con smart meter che permetteranno la telelettura, ovvero la lettura a distanza con passaggio dell'operatore in auto.

Ad oggi sono stati installati più di 33.000 smart meter nei Comuni gestiti ed il piano prevede la completa sostituzione entro l'anno 2030.

Volumi ed operatività

Il servizio è stato effettuato in 9 comuni trentini (circa 200.000 abitanti), situati essenzialmente nella valle dell'Adige.

I quantitativi di acqua immessi in rete sono risultati di 22,5 milioni di m3 (25,2 nel 2023) mentre le consistenze della rete e delle utenze sono riportate nella tabella seguente:

Ciclo idrico		**2025**	**2024**
Lunghezza della rete	km.	1.466*	1.466*
Totale utenze	n.	79.072	78.313

(*) il dato comprende gli allacciamenti di utenza.

AREA AMBIENTE

Quadro normativo

I Piani Economico Finanziari per il periodo 2022-2025 sono stati predisposti sulla base del MTR 2, il metodo di calcolo introdotto da ARERA con le diverse delibere che lo definiscono, e sono stati consegnati al Comune di Rovereto in data 27/01/2021 e al Comune di Trento in data 03/02/2021.

Il 25 ottobre 2022 ARERA ha approvato il PEF del quadriennio per Trento (seconda approvazione in Italia), mentre per Rovereto il 17 gennaio 2023 (dodicesima approvazione in Italia). ARERA ha fino ad oggi approvato solo 18 PEF in Italia.

Nell'aprile 2024 è stato trasmesso l'aggiornamento biennale del piano economico finanziario per i comuni di Trento e Rovereto del 2024/25.

Si richiama anche la deliberazione di ARERA, la n. 15/2022/R/RIF del 18 gennaio 2022 dal titolo "Regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani" e il successivo aggiornamento 374 del 2025 del 29 luglio 2025, con la quale sono stati definiti gli standard di qualità relativi alla gestione dell'utenza: dall'attivazione del servizio alla gestione della fatturazione; dalla risposta alle richieste di informazioni/reclami alle modalità di contatto; nonché le prescrizioni circa l'obbligo di continuità e regolarità dei servizi di raccolta e trasporto rifiuti e del servizio di spazzamento e lavaggio strade, quest'ultimo aspetto decisamente più impattante per Dolomiti Ambiente.

Negli ultimi mesi del 2023 i Comuni, su proposta della Dolomiti Ambiente, hanno approvato il livello 1 della qualità dei servizi di raccolta e spazzamento, in linea con la stragrande maggioranza degli operatori italiani di settore.

Iniziative ed investimenti

Le attività di Dolomiti Ambiente che gestisce l'attività ambientale nel 2025 hanno riguardato:

- la raccolta di rifiuti urbani, comprese le attività di spazzamento e lavaggio strade e la pulizia delle aree pubbliche nei Comuni di Trento e Rovereto e Vallagarina;
- la raccolta di rifiuti speciali.

Gli investimenti effettuati nel 2025 nei settori dell'igiene urbana ammontano a euro 3,2 milioni (euro 4,5 milioni nel 2024).

Di particolare rilevanza gli investimenti collegati ai servizi rivolti alla Comunità della Vallagarina per 1,72 milioni di euro; di cui 965 mila euro per l'attrezzatura all'utenza e 759 mila euro per automezzi. Per quanto riguarda l'ambito di Trento l'investimento di 474 mila euro, principalmente per attrezzatura.

Volumi ed operatività

Nell'esercizio 2025 sono state raccolte 92.609 tonnellate (95.787 nel 2024) e risultavano serviti 127.505 contribuenti (117.405 nel 2023).

Nell'esercizio 2024 la raccolta differenziata nel comune di Trento ha raggiunto l'83,1% (83,3% nel 2024), nel comune di Rovereto l'82,6% (82,5% nel 2023) e nel Comprensorio della Vallagarina l'79,2% (74,9% nel 2024).

ALTRE ATTIVITÀ

Il laboratorio di Dolomiti Energia si occupa di analisi chimiche e microbiologiche, controllo della qualità dell'acqua destinata al consumo umano e analisi di terreni e rifiuti. Opera sia a servizio delle società del Gruppo FinDolomiti Energia e di numerosi Comuni trentini offrendo il necessario supporto nello svolgimento dei controlli interni e monitoraggi sull'acqua destinata al consumo umano garantendo la distribuzione di acqua salubre e pulita. Costituisce altresì un punto di riferimento per i controlli ambientali di numerosi enti, professionisti e aziende che rappresentano ormai una parte significativa della clientela.

La competenza tecnica, l'indipendenza e l'imparzialità del laboratorio sono certificate da ACCREDIA secondo la norma internazionale UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018, che richiede il rispetto di rigorosi standard qualitativi e organizzativi. Le attività del laboratorio sono quindi sottoposte anche alla verifica di un organismo di controllo esterno, che monitora il sistema di gestione della qualità, le procedure operative, l'affidabilità dei dati analitici e l'attenzione al cliente.

Grazie all'utilizzo di strumentazioni scientifiche avanzate e alle competenze specialistiche del personale, il laboratorio è in grado di rispondere in modo puntuale e professionale alle diverse esigenze dei clienti. Nel corso dell'anno sono stati analizzati complessivamente circa 14.467 campioni (14.092 nel 2024), di cui il 66% per conto di soggetti esterni.

Personale e organizzazioni

	2025	2024	Differenza
Dolomiti Energia Holding	298	266	32
Dolomiti Ambiente	386	367	19
Dolomiti Energia	228	218	10
Novareti	218	219	(1)
Dolomiti Energia Solutions	24	23	1
SET Distribuzione	281	282	(1)
Gasdotti Alpini	2	3	(1)
Dolomiti Edison Energy	30	29	1
Hydro Dolomiti Energia	181	187	(6)
Dolomiti Energia Trading	33	23	10
EPQ	6	-	6
TOTALE	**1.634**	**1.634**	**53**

L'organico del Gruppo al 31 dicembre 2025 era composto da 1.687 unità (1.634 nel 2024). Nel corso dell'esercizio si è verificato un incremento complessivo di 53 dipendenti rispetto al 2024, saldo tra un totale di 164 nuove assunzioni (183 nel 2024) ed un totale di 111 uscite.

Mobilità interna

Si evidenzia inoltre che la percentuale di posizioni coperte attraverso mobilità interna si attesta al 13,75% (23% nel 2024), confermando l'impegno del Gruppo nella valorizzazione delle competenze già presenti.

Confronto situazione Gruppo 2025 – 2024 per qualifica

	Dirigenti	Quadri	Impiegati	Operai	TOTALE
Situazione al 31/12/2025	22	86	911	668	**1.687**
Situazione al 31/12/2024	21	79	876	658	**1.634**
Variazione 2025 su 2024	1	7	35	10	**53**

Presenza femminile

Nel 2025 la composizione della forza lavoro evidenzia una presenza femminile pari al 24,4% (412 donne su 1.687 dipendenti).

Evoluzione organizzativa e sviluppo del capitale umano

Nel 2025 il Gruppo FinDolomiti Energia, per il tramite della controllata Dolomiti Energia S.p.A., ha consolidato e rafforzato i progetti e le iniziative avviate negli anni precedenti, proseguendo con determinazione il percorso di evoluzione organizzativa e di sviluppo del capitale umano. L'attenzione alla formazione e alla crescita delle persone si è ulteriormente intensificata, confermando la centralità della competenza, dell'ascolto e della responsabilità sociale come pilastri della strategia aziendale.

Assessment e sviluppo delle competenze

Nel corso del 2025 abbiamo lavorato in modo strutturato sullo sviluppo delle competenze dei collaboratori, partendo da assessment di gruppo e individuali, finalizzati a individuare punti di forza e aree di miglioramento.

L'analisi emersa ha rappresentato la base per la costruzione di percorsi di sviluppo personalizzati, orientati sia al rafforzamento delle competenze tecniche e digitali, sia alla crescita manageriale e delle life skills. L'obiettivo è stato accompagnare ogni persona in un percorso di crescita coerente con le evoluzioni organizzative e con le sfide del mercato, favorendo al contempo engagement, retention e continuità di business.

People Strategy e successione

Abbiamo inoltre proseguito nel consolidamento dei piani di successione e nel rafforzamento della People Strategy, valorizzando il talento interno e promuovendo un ambiente di lavoro inclusivo, dinamico e orientato al miglioramento continuo.

Volontariato d'impresa

Nel 2025 abbiamo lanciato e portato a conclusione il primo progetto di Volontariato d'Impresa del Gruppo, segnando un passaggio significativo nell'integrazione tra responsabilità sociale e sviluppo delle competenze.

Il Volontariato d'Impresa si conferma una leva concreta di collaborazione tra mondo economico e Terzo Settore, capace di generare valore per le comunità e, al tempo stesso, di favorire crescita e sviluppo di competenze nelle persone che vi partecipano.

Il progetto pilota è stato sviluppato all'interno del percorso tematico promosso in occasione di Trento Capitale Europea e Italiana del Volontariato, coordinato dal Centro Servizi per il Volontariato Trentino e dal Comune di Trento. L'iniziativa è stata costruita attraverso un lavoro congiunto con alcune organizzazioni non profit del territorio:

- Cooperativa sociale La Rete
- TrentinoSolidale ODV
- Fondazione Caritas Diocesana

- Associazione InCo – Interculturalità e Comunicazione APS
- Junior Achievement Italia ETS
- H2o+ ETS

Le attività realizzate hanno interessato diversi ambiti: il supporto a persone in situazioni di fragilità, la tutela dell'ambiente e la cura di spazi della comunità, la relazione con persone con disabilità e con i/le giovani. Questo ha permesso non solo di realizzare progetti concreti, ma anche di diffondere la cultura del volontariato e la conoscenza delle organizzazioni che quotidianamente contribuiscono al benessere del territorio.

Elemento distintivo dell'esperienza è stata l'integrazione del Volontariato d'Impresa con il percorso di sviluppo professionale per giovani talenti "Graduates Academy", che ha coinvolto un gruppo selezionato di giovani del Gruppo per un totale di quasi 400 ore.

Questa impostazione ha consentito ai partecipanti di sviluppare e rafforzare competenze trasversali e relazionali – come ascolto, collaborazione, problem solving e orientamento all'impatto – riconoscendo nel no profit un contesto complementare rispetto a quello aziendale, in cui tali competenze rappresentano un fondamento quotidiano.

L'approccio scelto, oltre a sostenere progetti di miglioramento a beneficio delle persone coinvolte, è stato orientato a creare un impatto diretto e significativo sulle comunità locali, favorendo una collaborazione strutturata tra impresa e Terzo Settore e valorizzando il contributo professionale – in termini di hard e soft skills – dei dipendenti in un contesto diverso da quello aziendale.

Il progetto pilota ha rappresentato un'occasione di confronto tra realtà differenti, permettendo di rafforzare competenze, consolidare il senso di responsabilità sociale d'impresa e sperimentare concretamente i valori del Gruppo.

Con il consolidamento delle iniziative formative, il rafforzamento dei percorsi di sviluppo basati su assessment e il lancio del primo progetto strutturato di Volontariato d'Impresa, il Gruppo FinDolomiti Energia conferma nel 2025 la propria visione: mettere al centro la responsabilità verso le comunità, la crescita delle persone e la sinergia con le realtà virtuose dei territori in cui opera.

Funzione Risorse Umane e HR Business Partner

Nel 2025 il Gruppo FinDolomiti Energia, per il tramite della controllata Dolomiti Energia S.p.A., ha ulteriormente consolidato l'organizzazione della funzione Risorse Umane, rafforzandone il ruolo strategico a supporto del business e dell'evoluzione organizzativa. L'anno ha segnato un passaggio significativo con l'inserimento di tre nuove figure di Human Resources Business Partner, dedicate a specifici cluster organizzativi:

- Produzione e Ambiente
- Commerciale
- Reti

La scelta di strutturare la funzione HR secondo logiche di cluster ha consentito di garantire una maggiore prossimità ai diversi ambiti operativi del Gruppo, ciascuno caratterizzato da esigenze, dinamiche e competenze distintive.

L'introduzione di una risorsa dedicata per ciascun cluster ha permesso di rafforzare il supporto proattivo della funzione HR verso il business, assicurando:

- una presenza costante e strutturata accanto ai responsabili di funzione;
- un ascolto continuo delle esigenze organizzative e delle persone;
- un presidio puntuale dei processi chiave (selezione, sviluppo, performance, engagement);
- un accompagnamento mirato nei percorsi di cambiamento e trasformazione.

Il ruolo dei Business Partner si è progressivamente consolidato come punto di riferimento strategico per i manager, favorendo un allineamento sempre più stretto tra obiettivi industriali e politiche di gestione e sviluppo del capitale umano.

Grazie a questa evoluzione organizzativa, la funzione HR ha potuto contribuire in modo ancora più efficace alla traduzione delle priorità strategiche del Gruppo in azioni concrete sulle persone: pianificazione delle competenze, supporto ai percorsi di crescita, gestione delle dinamiche organizzative e valorizzazione dei talenti.

Il rafforzamento del modello HR Business Partner nel 2025 rappresenta quindi un ulteriore passo verso una gestione delle Risorse Umane sempre più integrata, consulenziale e orientata al valore, in cui la centralità della persona si coniuga con le esigenze di competitività, innovazione e sostenibilità del Gruppo FinDolomiti Energia.

Formazione Organizzazione e modelli operativi

Nel 2025 la funzione Organizzazione del Gruppo FinDolomiti Energia, per il tramite della controllata Dolomiti Energia S.p.A., ha proseguito e consolidato il proprio percorso di evoluzione, intervenendo in modo strutturato su diverse aree del Gruppo con l'obiettivo di garantire assetti organizzativi sempre più coerenti con le priorità strategiche e industriali.

L'attività si è focalizzata in particolare sulla revisione dei modelli organizzativi di:

- Dolomiti Energia
- Dolomiti Ambiente
- Novareti

L'intervento ha previsto un'analisi approfondita delle strutture esistenti, dei flussi decisionali, delle responsabilità e delle interdipendenze tra funzioni, al fine di individuare possibili aree di miglioramento in termini di efficacia, efficienza e chiarezza dei ruoli.

La revisione dei modelli organizzativi è stata guidata da un principio chiaro: costruire organizzazioni funzionali al raggiungimento degli obiettivi strategici, industriali e di servizio al cliente.

In questa prospettiva, il lavoro si è orientato a:

- afforzare la coerenza tra responsabilità, deleghe e obiettivi assegnati;
- semplificare i processi decisionali;
- migliorare il coordinamento tra le diverse aree operative;
- valorizzare le competenze distintive presenti all'interno delle società;
- garantire maggiore flessibilità organizzativa in risposta alle evoluzioni del mercato e del contesto regolatorio.

L'evoluzione organizzativa ha rappresentato uno strumento abilitante per sostenere i piani di sviluppo delle singole società, accompagnare i cambiamenti in atto e favorire una maggiore integrazione tra le diverse realtà del Gruppo.

Attraverso questo lavoro, la funzione Organizzazione ha contribuito a creare assetti più chiari, responsabilizzanti e orientati ai risultati, rafforzando la capacità del Gruppo FinDolomiti Energia di affrontare con efficacia le sfide future e di sostenere una crescita solida e coerente con la propria visione industriale

Diversità, inclusione e pari opportunità

Il benessere delle persone e la valorizzazione delle diversità sono elementi centrali della strategia del Gruppo FinDolomiti Energia. Tale impegno si traduce in politiche e iniziative che promuovono inclusione, pari opportunità e rispetto, con l'obiettivo di creare un ambiente di lavoro equo, sostenibile e inclusivo, promuovendo una cultura aziendale basata sul rispetto, l'uguaglianza e la valorizzazione delle diversità.

Tutte le decisioni relative al rapporto di lavoro si basano esclusivamente su capacità e competenze professionali, sono precluse tutte le forme di discriminazione e non sono ammessi comportamenti che ledano la dignità della persona quali prevaricazione, molestie, abusi, minacce o intimidazioni.

Il Gruppo promuove attivamente una cultura inclusiva, incoraggiando ogni individuo a esprimere il proprio potenziale e valorizzando la diversità di esperienze di vita, conoscenze, capacità lavorative e talenti. Questa pluralità di prospettive non solo migliora l'ambiente di lavoro, ma rappresenta un valore aggiunto per l'innovazione e il successo aziendale.

Parità di genere e Welfare aziendale

Nel riconoscere la diversità come un valore strategico, con l'obiettivo di creare un ambiente basato sulla fiducia tra i dipendenti, i clienti e la società civile, promuovendo una cultura aziendale fondata sulla parità di genere e sul rispetto reciproco, il Gruppo ha adottato una propria Politica sulla parità di genere. L'impegno è volto a riconoscere il valore del proprio personale, a promuoverne l'integrità psicofisica, morale e culturale attraverso condizioni di lavoro rispettose della dignità individuale, del genere, delle regole comportamentali, delle pari opportunità e della meritocrazia.

A conferma del proprio impegno nella promozione della Parità di Genere, quale segnale di rafforzamento delle politiche a sostegno dell'empowerment femminile, della conciliazione tra vita lavorativa e privata e del supporto alla genitorialità, nel corso del 2025 il Gruppo ha proseguito il percorso volto all'estensione anche a Dolomiti Ambiente, Dolomiti Energia Solutions e Dolomiti Energia Trading della Certificazione per la Parità di Genere ai sensi della prassi UNI/PdR 125:2022, già ottenuta nel 2024 per Dolomiti Energia e Dolomiti Energia Mercato.

Nel 2025 il Gruppo ha confermato ed arricchito le iniziative pensate a rafforzare il benessere aziendale, così come previsto anche dalla certificazione Family Audit. Tra le principali aree di intervento vi sono Organizzazione del lavoro, Cultura aziendale, fra cui sviluppo di politiche di Diversity, Equality & Inclusion Management, adozione di strategie e politiche dedicate alla Parità di genere, potenziamento dei servizi a supporto della conciliazione vita-lavoro; orientamento dei servizi a favore del welfare territoriale. Strumenti e servizi pensati per migliorare la qualità della vita delle proprie persone e per favorire un equilibrio tra sfera professionale e personale. Attraverso soluzioni che spaziano dal sostegno alla famiglia alla salute, dalla formazione alla mobilità, il welfare contribuisce a creare un ambiente di lavoro più inclusivo e attento alle esigenze individuali. Questi interventi non solo rafforzano il benessere dei dipendenti, ma generano anche valore per l'organizzazione, promuovendo motivazione, produttività e coesione.

Nel corso del 2025 il Gruppo ha avviato, nell'ambito del confronto con le organizzazioni sindacali, un progetto di revisione e armonizzazione degli orari di lavoro e dei principali istituti connessi. L'iniziativa nasce dall'esigenza di razionalizzare e semplificare un sistema caratterizzato da un'elevata eterogeneità di modelli organizzativi, derivante anche dalla stratificazione della contrattazione aziendale sviluppatasi nel tempo.

Il progetto è finalizzato a favorire una maggiore omogeneità ed equità di trattamento tra i dipendenti delle diverse società, attraverso la definizione di linee guida comuni nella gestione dell'orario di lavoro e degli istituti collegati, nonché mediante l'introduzione di iniziative orientate a migliorare la conciliazione tra vita privata e attività lavorativa. Nel corso del 2026 il confronto con le organizzazioni sindacali proseguirà con l'obiettivo di definire un accordo che consenta di dare attuazione alle misure di armonizzazione individuate.

Formazione

Il Gruppo FinDolomiti Energia è impegnato nella formazione e sviluppo delle proprie persone, a tutti i livelli e sui vari ambiti di competenza.

Le persone rappresentano un asset fondamentale per il Gruppo, in ogni interazione con il proprio cliente interno e/o esterno, in ogni piccolo dettaglio, giorno dopo giorno.

Il Gruppo FinDolomiti Energia, con il sostegno della funzione Human Resources & Business Partner della controllata Dolomiti Energia S.p.A., si impegna nella costruzione di processi equi atti ad attrarre e trattenere le migliori risorse, svilupparne le potenzialità e garantire percorsi di crescita professionale verticali e/o orizzontali e di crescita retributiva.

L'attenzione allo sviluppo personale e professionale delle persone ha acquisito un interesse crescente sia per i Datori di Lavoro che per i Responsabili di funzione, con sponsor sempre maggiore delle Human Resources. L'attenzione alle attitudini della persona viene valorizzata da processi di Assessment introdotti nel Gruppo, come anche l'acquisizione di competenze interne nella gestione di queste variabili.

Attraverso dei piani di formazione e sviluppo annuali, in un'ottica di lungo periodo, i progetti formativi coinvolgono la totalità della popolazione aziendale. Dal 2023, nel processo di Analisi delle Esigenze Formative, forniamo ai Responsabili gli strumenti necessari per ragionare insieme sulle aree di miglioramento e i punti di forza e gli obiettivi strategici prossimi; di conseguenza analizzare quali impatti prevedere sulle competenze delle persone.

Rinnoviamo sempre la Competenza, uno dei valori del Gruppo FinDolomiti Energia. La competenza non è mai abbastanza: sfidiamo noi stessi alzando sempre l'asticella, per essere dinamici come lo sono i nostri mercati.

La formazione, in presenza o online sincrona o e-learning, verte sui quattro cluster individuati in fase di definizione del catalogo formativo: Health, Security & Environment, Technical competencies, Digital competencies e Life Skills.

L'impegno del Gruppo FinDolomiti Energia a garantire standard elevati nello svolgimento dell'attività lavorativa e a rispettare gli obblighi normativi ha determinato la messa in piedi di un gran numero di ore di formazione in tema Salute, Sicurezza e Ambiente e su tematiche di sviluppo e mantenimento di competenze tecniche di settore. Fondamentale è il rispetto della persona in quanto tale e della sua salute e sicurezza nel contesto lavorativo. Sempre più nell'ultimo periodo guadagna importanza l'attenzione alla salvaguardia dell'ambiente e al contesto lavorativo.

Lo sviluppo e il mantenimento delle competenze tecniche di area rappresenta requisito di successo per le persone del Gruppo per svolgere in maniera sempre più eccellente il proprio lavoro e migliorare i processi. Il mancato sviluppo delle competenze di ruolo determina una mancata opportunità sia per il Gruppo che per la persona. Discorso analogo vale per le competenze digitali, oggi sempre più di fondamentale importanza nel mercato del lavoro.

Altrettanto rilevante è l'attenzione allo sviluppo personale e professionale che si alimenta con corsi di formazione con focus sulle soft skills. L'attenzione a queste competenze permette di elevare gli standard di managerialità del presente e del futuro, accompagnando la cultura della cura nelle persone e permettendo lo sviluppo di quelle competenze necessarie al mantenimento della continuità di business in un contesto sempre più volatile e incerto.

A fronte di evoluzioni di carriera o di potenziale sviluppo, vengono costruiti progetti di acquisizione e maturazione di competenza sia tecnica che manageriale. Tali percorsi hanno lo scopo di accompagnare la crescita di ruolo e responsabilità delle risorse. Lo sviluppo professionale di ruolo prevede una crescita coerente anche della posizione retributiva e contrattuale.

Il Gruppo FinDolomiti Energia investe in maniera importante nella formazione e sviluppo delle proprie persone. Il Gruppo ha erogato un totale di 63.228 ore di formazione per tutte le persone (dipendenti, somministrati, stagisti/tirocinanti, amministratori delle società).

Il 46% delle ore di formazione erogate hanno riguardato la tematica Health, Safety & Environ-

ment, il 31% lo sviluppo e mantenimento delle competenze tecniche di area, il 9% il rafforzamento delle competenze digitali e il 14% lo sviluppo di competenze manageriali, con lo scopo di accompagnare la crescita di ruolo e responsabilità.

La totalità delle persone del Gruppo ha frequentato almeno 1 corso di formazione nel corso del 2025 a conferma dell'attenzione e dell'ingaggio delle persone sulle tematiche di formazione e sviluppo.

Nel 2025 il Gruppo FinDolomiti Energia ha investito importanti risorse economiche, interne ed esterne, tra le quali un ammontare di 3.255 migliaia di euro di costi interni.

Nel corso del 2025 sono stati inoltre avviati numerosi assessment volti a supportare lo sviluppo professionale e a mappare le competenze soft necessarie per affrontare le sfide future. Queste attività hanno permesso di analizzare in profondità il potenziale delle persone e di individuare aree di miglioramento strategiche. Sono stati completati circa 70 assessment, ciascuno dei quali ha portato alla definizione di un piano di sviluppo personalizzato, pensato per valorizzare i talenti e favorire la crescita continua.

Tra le iniziative di rilievo spicca la Graduates Academy, un programma biennale dedicato a giovani laureati, pensato per favorire lo sviluppo di competenze tecniche e manageriali attraverso un percorso strutturato e stimolante. Il progetto, che nel 2025 entra nel suo secondo anno di implementazione sostiene la crescita dei talenti in linea con la Vision del Gruppo, supportando la costruzione del Succession Plan e i processi di job rotation. Nel corso del 2025 le attività formative hanno spaziato dalla leadership alla comunicazione, la gestione del tempo, negoziazione, public speaking e project management, arricchite dalla possibilità di partecipare al volontariato d'impresa. Infatti, nel 2025 i partecipanti hanno dedicato fino a 32 ore ad associazioni del territorio, contribuendo a iniziative sociali e rafforzando il legame tra azienda e comunità. Un'iniziativa che coniuga formazione, responsabilità sociale e pianificazione strategica, trasformando il potenziale dei giovani in valore per il futuro del Gruppo.

Nel 2025 è proseguito anche l'Ambassador Program: progetto biennale che coinvolge 25 professionisti selezionati nello sviluppo di iniziative trasversali e innovative, con l'obiettivo di promuovere i valori aziendali e rafforzare la cultura organizzativa.

Nel corso dell'anno sono state realizzate attività concrete che hanno visto la partecipazione attiva delle persone. Tra queste, la riqualificazione del Parco di Melta: circa cinquanta volontari hanno dedicato cinque ore di lavoro per restituire alla comunità uno spazio di socialità e attività all'aperto. Un programma che unisce innovazione, collaborazione e responsabilità sociale, trasformando i valori aziendali in azioni tangibili.

Per accompagnare le persone nei processi di riorganizzazione in Novareti è stato avviato un percorso di Team Coaching, pensato per favorire integrazione, collaborazione e gestione efficace del cambiamento. Il programma ha coinvolto il management e i team attraverso sessioni mirate a sviluppare competenze chiave come ascolto, empatia, motivazione dei collaboratori, gestione dei conflitti e del cambiamento.

Anche in SET Distribuzione nel corso del 2025 si è attivato un percorso di Team Coaching, con un focus principale lo sviluppo nella collaborazione tra le persone. Un'iniziativa che promuove una comunicazione inclusiva e coinvolgente, rafforzando la capacità dei team di affrontare sfide organizzative con flessibilità e spirito collaborativo.

Attraction e retention talenti

Nel corso del 2025, il Gruppo ha attivato complessivamente 37 stage, ciascuno con una durata media di 102 giorni. Tali percorsi hanno rappresentato un'importante occasione di crescita professionale e di formazione sul campo per giovani talenti, favorendo l'acquisizione di competenze tecniche e trasversali e facilitando l'ingresso nel mondo del lavoro.

Parallelamente, il Gruppo ha partecipato a numerosi eventi di recruiting organizzati presso diverse Università, con l'obiettivo di instaurare un dialogo diretto con studenti e neolaureati e di rafforzare la propria visibilità come datore di lavoro attrattivo.

In un'ottica di sviluppo futuro, il Gruppo intende intensificare ulteriormente la propria presenza nel contesto accademico, ampliando le opportunità di stage e tirocini e consolidando progressivamente il proprio ruolo di riferimento all'interno del panorama universitario nei prossimi anni.

A conferma dell'attenzione rivolta ai giovani e alle nuove generazioni, nel corso del 2025 sono stati inoltre assunti 53 impiegati e 19 operai under 30, per un totale di 72 nuove risorse.

SISTEMA DI INTERNAL AUDIT, MODELLO DI ORGANIZZAZIONE E CONTROLLO EX D.LGS. 231/01 E PROTEZIONE DATI EX GDPR

La funzione Internal Audit e protezione dati personali ha attuato il piano internal audit 2025 approvato dal Consiglio di Amministrazione. Il piano si compone di interventi di assurance e di advisory con l'obiettivo di rafforzare e efficientare il sistema di governance, risk management e controlli quale complesso di presìdi finalizzati a prevenire, mitigare, monitorare e gestire i rischi collegati alle attività di business e incidere positivamente sulla creazione del valore per il Gruppo.

Gli interventi di assurance hanno riguardato in particolare processi corporate e societari tra i quali il processo di procurement, gli adempimenti fiscali, la gestione dei contenziosi, i presidi di protezione della salute e sicurezza dei lavoratori, il credit management, la compliance al Regolamento Europeo in materia di protezione dati personali (GDPR) e le verifiche sul rispetto del Modello di Organizzazione e Controllo ex D.lgs. 231/01.

L'attività di advisory al management si è concentrata sull'evoluzione del sistema di governance risk management e controllo alla luce dei cambiamenti societari e organizzativi aziendali intercorsi nel 2025, in particolare con riferimento al sistema di identificazione valutazione e gestione dei rischi, al fine di rafforzare e aggiornare i presidi di gestione dei rischi.

Nel corso del 2025 inoltre il Gruppo ha avviato un ulteriore processo di aggiornamento del Modello di organizzazione e controllo ex D.Lgs. 231/01 alla luce delle nuove fattispecie di reato introdotte nel D.Lgs. 231/01, attraverso un percorso di risk assessment.

L'andamento del piano di internal audit svolto nel corso del 2025, ricorrendo a modalità di audit non solo di tipo tradizionale, ma anche attraverso strumenti digitali di continuous auditing, è stato oggetto di informativa periodica da parte della Responsabile Internal Audit e protezione dati personali al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, riportando i rilievi emersi, l'andamento dell'attività di follow up sui piani di remediation degli audit, i risultati e benefici delle iniziative di adeguamento costante del modello aziendale di governance, risk management, controlli.

Nel corso dell'anno l'Organismo di Vigilanza, incaricato di vigilare sull'adeguatezza, efficacia e rispetto del Modello di organizzazione e controllo ex D. Lgs. 231/01 finalizzato a prevenire i reati presupposti per la responsabilità dell'ente previsti dal citato decreto, anche coordinandosi con il Responsabile per la prevenzione della corruzione per gli ambiti attinenti, ha proseguito nella sua attività di vigilanza, relazionando periodicamente al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale circa gli esiti delle verifiche svolte sui processi sensibili e le attività progettuali aziendali seguendo con attenzione anche l'evoluzione della normativa. . A consuntivo dell'esercizio 2025 non sono stati registrati casi di corruzione attiva o passiva, né episodi di riciclaggio di denaro o insider trading.

Con riferimento alla compliance alla normativa in materia di protezione dati personali regolata dal Regolamento Europeo (GDPR), il Gruppo FinDolomiti Energia, per il tramite della sua controllata Dolomiti Energia S.p.A., anche nel corso del 2025, ha gestito numerose iniziative di innovazione dei processi e dei servizi utilizzando nuovi sistemi, nuovi fornitori e puntando a nuove finalità. Il coinvolgimento preventivo del Privacy Officer e del Data Protection Officer, in collaborazione con il Titolare, nelle varie iniziative aziendali che trattano dati personali, è stato fondamentale per progettare processi e servizi che tenessero conto di adeguate misure per proteggere i dati personali che clienti e dipendenti hanno affidato al Gruppo FinDolomiti Energia. I dettagli sulla rendicontazione in materia di protezione dati personali sono indicati negli appositi capitoli della rendicontazione non finanziaria del presente bilancio integrato.

ATTIVITÀ D'INNOVAZIONE

Nel corso dell'esercizio 2025 sono proseguite le attività ad elevato carattere di innovazione, da un lato con il presidio di rapporti strategici e dall'altro con l'implementazione di soluzioni reali a supporto dei processi aziendali, dell'esercizio e della gestione avanzata delle attività del Gruppo.

Il 2025 ha visto la positiva conclusione dei principali programmi di trasformazione digitale che il gruppo ha intrapreso a partire dal 2020, tra cui il programma di upgrade del sistema ERP SAP (tramite le iniziative denominate "Butterfly"), i programmi di rinnovamento infrastrutturale che hanno visto l'introduzione di Data Center in Cloud in affiancamento ai tradizionali Data Center On premise, e il rinnovamento di tutti i punti di contatto digitali con Clienti, Cittadine e Stakeholder, che ha visto il compimento con l'introduzione della nuova Mobile App MyDolomiti.

Tali iniziative hanno rafforzato sia l'ecosistema informativo di gruppo, sia la capacità di investire con maggior efficacia in attività di ricerca innovativa in vari settori alcuni dei quali vengono riassunti nel proseguo.

Progetto Butterfly Corporate & Distribuzione

Nel corso del 2025 il progetto Butterfly Corporate & Distribuzione porta a compimento il programma quinquennale di trasformazione digitale, concluso con l'aggiornamento dei sistemi core delle società SET Distribuzione, Novareti e della corporate Dolomiti Energia, con la migrazione di tutti i principali ambiti legacy, ovvero riducendo il rischio di obsolescenza tecnologica nei sistemi critici e abilitando nuove funzionalità a valore aggiunto.

Il progetto Butterfly Corporate & Distribuzione è stato avviato con il kick-off ad aprile 2024 e completato nel 2025 con il go-live al 1° dicembre, con un mese di anticipo rispetto al piano lavori originale. Il progetto ha coinvolto oltre 150 risorse interne e più di 30 fornitori esterni, operando su oltre 30 sistemi applicativi integrati con il sistema gestionale centrale. L'iniziativa ha inoltre comportato la gestione di oltre 400 flussi di integrazione tra i sistemi, con una fase di analisi durata circa 7 mesi e una fase di test di circa 6,5 mesi. A seguito della fase di rilascio e della gestione transitoria del deploy sono state gestite oltre 9.000 pratiche operative, a supporto della stabilizzazione dei nuovi processi.

Il progetto ha previsto in particolare il passaggio al nuovo sistema SAP S/4 HANA, in sostituzione del precedente sistema SAP ECC (SAP ERP Central Component). Contestualmente all'aggiornamento della piattaforma gestionale sono state introdotte nuove tecnologie e funzionalità, al fine di adeguare l'architettura applicativa ai più recenti standard tecnologici e migliorare l'efficienza dei processi aziendali.

Per quanto riguarda l'ambito Corporate, è stato effettuato l'adeguamento al nuovo modello dati di SAP S/4 HANA, arricchito da specifiche personalizzazioni finalizzate al miglioramento dei processi di business. In tale contesto sono stati introdotti nuovi controlli e funzionalità nelle aree contabile e finanziaria (FI, CO, FI-CA), oltre che nei processi di gestione magazzino (MM) e manutenzione impianti (PM).

Per quanto riguarda l'ambito Distribuzione, sono stati rivisti i processi operativi con l'obiettivo di rendere più efficienti gli strumenti di lavoro delle strutture di business.

Introduzione del Portale Utente Finale per Energia Elettrica e Gas di Set Distribuzione e Novareti

Nell'ambito del progetto di trasformazione digitale è stata completata la creazione di due aree private per gli utenti dei distributori, dove sono messe a disposizione informazioni relative ai punti di prelievo di competenza del cliente. Le aree messe a disposizione per gli utenti di SET Distrbuzione e Novareti permettono di interfacciarsi con il distributore per inserire richieste di prestazioni.

Progetto Journey to Cloud

La transizione verso il Cloud rappresenta uno dei capisaldi della strategia ICT e testimonia la stretta connessione tra innovazione digitale e rinnovo dei sistemi informativi. Il percorso intrapreso ha perseguito due traguardi principali: adottare tecnologie cloud di nuova generazione e superare i vincoli strutturali del data center tradizionale, caratterizzato da cicli di vita brevi e capacità di scalabilità limitata. Attraverso il programma "Journey to Cloud", avviato nel 2022, il Gruppo ha completato nel 2025, in anticipo rispetto alle previsioni, la migrazione di tutti i sistemi pianificati

I risultati conseguiti sono significativi maggiore resilienza dell'infrastruttura, diminuzione degli incidenti critici, riduzione dei tempi di ripristino e un miglioramento tangibile della continuità del servizio. La nuova infrastruttura cloud ha inoltre abilitato l'introduzione di tecnologie innovative modernissime, come piattaforme di AI e soluzioni di big data, già integrate in modo nativo negli ecosistemi cloud.

Il percorso ha quindi trasformato le modalità con cui il Gruppo eroga i servizi IT, consolidando il paradigma cloudfirst

Il successo del programma Journey to Cloud costituisce un traguardo di rilievo anche in chiave ESG: termini di sostenibilità dell'infrastruttura, riduce i consumi e il parco hardware fisico e abilita nuove iniziative tecnologiche basate su AI, analytics e servizi digitali avanzati. In questo modo si conferma il contributo dell'ICT alla mission aziendale orientata all'innovazione sostenibile.

Nuova APP mobile myDolomiti

Nel corso del 2025 è stata disegnata a e sviluppata la nuova applicazione mobile di Dolomiti Energia, resa disponibile al pubblico nei primi mesi del 2026 in coerenza con il piano di Rebranding di Gruppo. La nuova APP myDolomiti è stata progettata per semplificare la gestione delle forniture di luce e gas, in mobilità, ovunque il cliente si trovi e prevede ulteriori evoluzioni per l'abilitazione a nuovi servizi innovativi e nuovi prodotti VAS. L'introduzione dell'APP mobile porta a completamento la strategia di rinnovo dei canali digitali iniziata nel 2021, che ha visto realizzato anche il rinnovo e rifacimento dei principali siti web di gruppo.

Servizi extracommodity

Nel corso del 2025 sono state avviate attività evolutive sui sistemi in uso alla società commerciale con l'obiettivo di ampliare l'offerta di servizi verso i clienti finali. In particolare, sono state implementate funzionalità a supporto della vendita e della fatturazione di nuovi servizi legati alla mobilità elettrica (card di ricarica e wallbox) e alle pompe di calore.

Adeguamento dei sistemi di stampa alla normativa "Bolletta 2.0"

Nel corso del 2025 sono stati realizzati interventi evolutivi sui sistemi informativi della società commerciale dedicati alla generazione e stampa della fatturazione al fine di recepire i requisiti previsti dalla normativa "Bolletta 2.0". Le attività hanno riguardato l'adeguamento dei layout di fattura e dei relativi flussi informativi, con l'obiettivo di garantire maggiore trasparenza, chiarezza e leggibilità delle informazioni rivolte al cliente finale, nonché l'evoluzione dei sistemi applicativi coinvolti nel processo di emissione e produzione documentale. Gli interventi si sono conclusi nel corso dell'esercizio, assicurando la piena conformità dei documenti di fatturazione ai requisiti normativi previsti.

Cybersecurity

In ambito Cybersecurity nel 2025 sono proseguite le attività di rafforzamento e adeguamento delle misure di sicurezza informatica, anche per consentire modalità di lavoro più flessibili senza aumentare i rischi.

È stata implementata su larga scala l'autenticazione a più fattori (MFA) per tutti gli accessi da remoto e alle risorse aziendali con l'obiettivo di ridurre la probabilità di violazioni di account.

In ottica proattiva sono stati estesi gli strumenti di monitoraggio continuo del perimetro esposto e rinforzati di conseguenza i programmi di gestione delle vulnerabilità e patch management.

Sono proseguite nel corso del 2025 le attività di security awareness dedicata a tutti i dipendenti e collaboratori del Gruppo, partendo da sessioni frontali dedicate ai nuovi assunti in fase di onboarding, continuando poi con l'erogazione di momenti di formazione in e-learning e la conduzione di campagne di phishing simulato.

Nel corso del 2025 è continuato il presidio del percorso di adeguamento alla direttiva NIS2 per le società del Gruppo che rientrano a perimetro, rispettando tutte le scadenze normative previste per il 2025 dall'Agenzia Nazionale per la Cybersecurity.

Introduzione di soluzioni basate su Intelligenza Artificiale Generativa:

Nel 2025 la funzione ICT ha proseguito il percorso di integrazione di tecnologie di Intelligenza Artificiale Generativa all'interno di alcune piattaforme applicative aziendali. In particolare, è stato rilasciato un chatbot conversazionale sulla Intranet aziendale per facilitare l'accesso alle informazioni interne da parte del personale, un assistente virtuale basato su Intelligenza Artificiale Generativa integrato con lo strumento di Ticketing ICT che è in grado di interagire con i dipendenti, fornire soluzioni a problemi comuni e inoltrare le richieste complesse al gruppo ICT appropriato. Inoltre, sono state introdotte funzionalità di intelligenza artificiale all'interno del CRM a supporto delle attività di Customer Care, con l'obiettivo di migliorare l'efficienza operativa e la qualità del servizio offerto ai clienti. Sono state inoltre adottate soluzioni di AI generativa a supporto delle attività di monitoraggio e analisi dei processi.

Modern Workplace

In ambito infrastrutturale, è stata posta attenzione all'ambito Modern Workplace, che comprende la gestione integrata di tutti i dispositivi aziendali e degli strumenti di produttività individuale. La funzione ICT assicura disponibilità e funzionamento delle componenti hardware, dei sistemi operativi e delle applicazioni desktop, gestendo l'intero parco dispositivi (PC, smartphone, periferiche di stampa e strumenti connessi) e coordinando il ciclo di vita delle postazioni di lavoro. Contestualmente, garantisce la piena operatività delle infrastrutture ancora presenti nel Data Center, in un modello ibrido che integra in modo efficiente risorse on-premise e cloud.

La strategia ICT 2021–2025 ha puntato al rinnovamento del parco hardware e dei sistemi, fornendo ai dipendenti strumenti moderni, sicuri ed efficienti dal punto di vista energetico (digital workplace) e rafforzando la continuità operativa.

Nel 2025 è stato completato il programma quadriennale: sostituiti più di 1.700 PC (360 nel solo 2025) e ammodernate 35 sale riunioni con sistemi di videoconferenza (12 nel 2025). Queste iniziative di System Renewal hanno ridotto i guasti, aumentato la soddisfazione dei collaboratori grazie a notebook performanti con sicurezza integrati e consumi ridotti, favorendo il lavoro agile/ibrido; le sale aggiornate (schermi smart, webcam HD, audio avanzato) hanno elevato la qualità dei meeting ibridi.

L'iniziativa garantisce accesso universale a strumenti moderni, promuovendo un digital workplace inclusivo che potenzia connessione interna, comunicazione e retention del personale. L'adozione di dispositivi efficienti (smartphone a lunga durata, stampanti low-consumo) riduce l'impatto ambientale ICT, in linea con le politiche di innovazione sostenibile del Gruppo.

Gestione in esercizio

Nel 2025 proseguono le iniziative in ambito Operations IT orientate a migliorare i processi interni automatizzando le attività operative, garantire la continuità operativa e i servizi verso le funzioni interne e conseguentemente il cliente finale. In tale contesto, è stato potenziato il sistema di IT Service Management (portale unico per richieste e segnalazioni ICT) con: workflow approvativi digitalizzati per specifiche richieste, integrazioni con i sistemi HR per automatizzare e velocizzare i processi di onboarding dei nuovi assunti, e con l'introduzione di strumenti di AI a supporto del Service Desk. Inoltre, il sistema di IT Service Management è stato esteso

per integrare l'offerta dei servizi digitali di tutte le funzioni corporate del gruppo. Nel corso dell'anno è stata inoltre aggiornata la policy di Business Continuity ICT. Per migliorare la qualità dei servizi applicativi in esercizio sono stati aggiornati i contratti pluriennali di fornitura AMS in ambito alcuni ambiti strategici, quali ad esempio: il Digital, la Data Platform e l'ETRM.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Per parti correlate, secondo i principi contabili internazionali (IAS 24), si intendono quelle che condividono con la Società il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente la controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto dalla capogruppo e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nel corso dell'esercizio, la Società ha rafforzato i presidi già esistenti in relazione alla corretta gestione delle operazioni con parti correlate adottando, su base volontaria, una procedura aziendale al fine di garantire la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni.

La procedura definisce ruoli, responsabilità e modalità di approvazione e gestione delle operazioni con parti correlate, prevedendo l'istituzione di un Presidio OPC composto dai Responsabili della Funzione Affari Legali e Societari, della Funzione Amministrazione della Società e dal Responsabile della Funzione Finanza – M&A – Risk Management e/o il Responsabile della Funzione Purchasing Facility e Logistic, qualora ritenuto necessario od opportuno. Il Presidio OPC incaricato di esprimere un parere non vincolante sull'operazione con parti correlate previa consultazione con il Presidente del Collegio Sindacale s, potrà avvalersi della consulenza di un Esperto Indipendente per la valutazione delle condizioni economiche delle operazioni.

La procedura prevede specifiche esenzioni dall'applicazione delle disposizioni sulle operazioni con parti correlate, tra cui:

- deliberazioni sui compensi degli amministratori e dei sindaci, nei limiti approvati dall'Assemblea;
- operazioni rivolte a tutti gli azionisti a parità di condizioni, come aumenti di capitale, scissioni e riduzioni di capitale;
- operazioni di importo esiguo;
- operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard;
- operazioni tra società controllate o collegate, a condizione che non vi siano interessi significativi di altre parti correlate.

A partire dall'esercizio 2025, la Società ha provveduto alla mappatura completa delle operazioni con parti correlate, al fine di monitorare e documentare in modo sistematico tali operazioni e di garantire il pieno rispetto della procedura adottata.

Nel corso dell'esercizio, la Società ha intrattenuto operazioni con parti correlate che rientrano nell'ordinaria gestione aziendale e sono state concluse a condizioni di mercato o a condizioni standard, analoghe a quelle applicate a controparti non correlate, nel rispetto della normativa applicabile.

Di seguito si riportano i principali rapporti esistenti con Parti Correlate:

Rapporti della Dolomiti Energia S.p.A. con gli Enti Locali

I Comuni soci principali sono Trento, Rovereto, Mori, Ala, Volano, Calliano, Grigno. Risultano essere azionisti della Dolomiti Energia altri 60 Comuni trentini, la maggior parte dei quali ha affidato alla Società e alle sue controllate la gestione di servizi pubblici locali.

Sono vigenti due contratti di locazione tra il Comune di Rovereto e Dolomiti Energia S.p.A. relativamente all'immobile in cui è ospitata la sede legale del Gruppo. Il contratto ha durata fino al 2027 e considera un canone in linea con il mercato.

Rapporti infra-Gruppo

Di seguito, vengono dettagliati i principali contratti di servizio in vigore all'interno del Gruppo:

Contratti di servizio stipulati tra Dolomiti Energia e le controllate Dolomiti Energia Mercato, Novareti, Dolomiti Energia Solutions, SET Distribuzione, Hydro Dolomiti Energia, Dolomiti Energia Trading, Dolomiti Ambiente, Dolomiti Edison Energy, Dolomiti Energia Hydro Power, Dolomiti GNL, DTA, EPQ, Gasdotti Alpini. Tali contratti regolano i servizi comuni amministrativi, informatici, tecnici e logistici erogati dalla Dolomiti Energia.

All'interno dei contratti descritti, vengono regolate le locazioni di immobili ad uso ufficio concessi dalla Dolomiti Energia a Dolomiti Energia Mercato, alla SET Distribuzione e alla Novareti presso le proprie sedi di Trento e di Rovereto.

Per tutti i contratti di cui sopra il compenso riconosciuto alla Dolomiti Energia è proporzionato al costo di effettuazione del servizio e a prezzi di mercato.

Contratto di affitto di azienda tra SET Distribuzione e Dolomiti Energia relativo al ramo di azienda rappresentato dalla clientela concesso dalla SET a Dolomiti Energia. Il corrispettivo è stabilito in 0,2 milioni di euro.

Servizi finanziari e fiscali

Sono in vigore gli accordi che regolano i rapporti economici e organizzativi degli istituti del consolidato fiscale, dell'Iva di Gruppo e del cash pooling, stipulati con le società controllate Dolomiti Energia, SET, Novareti, Dolomiti Energia Solutions, Dolomiti Energia Trading, Hydro Dolomiti Energia, DGNL e Dolomiti Edison Energy, Dolomiti Ambiente, Dolomiti Energia Hydro Power, Dolomiti Transition Asset, EPQ, Gasdotti Alpini, Dolomiti Energia Rinnovabili, New Power Group.

I rapporti di debito/credito e di acquisto/vendita infra-Gruppo e con le società controllate sono dettagliati alla Nota 10 della Nota Integrativa del bilancio d'esercizio e alla Nota 9 della Nota Integrativa del bilancio consolidato.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

L'inizio dell'esercizio 2026 ha confermato la crescente volatilità sui mercati delle commodities sia per gli effetti della transizione energetica sia per la sempre maggiore instabilità geopolitica. Nel mese di gennaio il prezzo dell'energia elettrica ha raggiunto valori molto alti (PUN medio 132,7 €/MWh) a causa del prezzo delle European Emission Allowances (EUA), tali da determinare un intervento governativo volto a limitarne gli impatti (cosiddetto Decreto-legge "Bollette") e ponendo le basi per una possibile rivisitazione a livello europeo del meccanismo ETS (Emission Trading System).

Dal 28 febbraio, in conseguenza dell'avvio delle operazioni militari nei confronti dell'Iran, il prezzo del gas ha rapidamente raggiunto i 50 €/MWh (PSV) determinando un nuovo incremento del prezzo dell'energia elettrica (PUN medio 1-15 marzo pari a 141,8 €/MWh). Lo scenario per il proseguo dell'esercizio 2026 risulta estremamente volatile ma con la previsione di un impatto perdurante dei recenti eventi.

In questo scenario risulta evidente la solidità della scelta strategica del gruppo di puntare sulla filiera energetica integrata con la diversificazione della generazione nella fonte eolica e fotovoltaica a supporto della vendita ai clienti con contratti pluriennali a prezzo fisso e sugli investimenti nelle reti regolate.

Il Gruppo è inoltre impegnato nell'accelerazione degli investimenti nel settore rinnovabili potendo contare sulle competenze e sulla pipeline di progetti acquisita nel corso del 2025 ma anche con attenzione ad opportunità di consolidamento che si possono presentare, quale l'operazione di partnership con il gruppo EPICO finalizzata nel mese di gennaio.

Rilevante in ambito previsionale anche la conferma, ottenuta dalla controllata Novareti, dell'aggiudicazione della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ambito unico provinciale di Trento, per la quale aveva presentato offerta nel mese di luglio 2024. Questo importante risultato per il gruppo pone le basi per gli importanti investimenti nella rete di distribuzione gas e nel nuovo progetto di trasporto regionale nella parte occidentale del territorio della Provincia di Trento.

Prosegue, inoltre, la crescita della base clienti, grazie al successo delle offerte pluriennali a prezzo fisso, così come le attività preparatorie per il rinnovo delle concessioni idroelettriche in attesa che il quadro normativo trovi un assetto definitivo.

Continua il rinnovamento di tutti i punti di contatto digitali con Clienti, Cittadini e Stakeholder, che ha visto, nei primi mesi del 2026, l'introduzione della nuova Mobile App MyDolomiti.

Il gruppo monitora le opportunità offerte dai mercati finanziari, sia per quanto concerne la parte obbligazionaria (dove la controllata SET Distribuzione ha proceduto nel mese di gennaio al rimborso integrale anticipato del Prestito Obbligazionario emesso nel 2006), sia con riferimento alla valutazione di una possibile operazione di quotazione delle azioni ordinarie della capogruppo.

AZIONI PROPRIE

Alla data del 31 dicembre 2025 Dolomiti Energia possedeva n. 26.369.875 azioni proprie di valore nominale pari a euro 26.369.875. La percentuale di tale pacchetto azionario è pari al 6,4%.

Si evidenzia che in data 9 gennaio 2026, Dolomiti Energia ha provveduto a cedere numero 550.000 azioni proprie a Carlo Tassara S.p.A. mediante acquisto tramite permuta di numero 31.600 azioni della controllata Dolomiti Energia Trading S.r.l.. Dopo tale operazione Dolomiti Energia possiede il 100% della controllata Dolomiti Energia Trading S.r.l. e il numero di azioni proprie in portafoglio risulta pari a numero 25.819.875.

Al 31 dicembre 2025 Dolomiti Energia non possedeva né direttamente, né per il tramite di società fiduciarie o interposte persone, azioni di società controllanti.

Trento, 29 maggio 2026

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Dott. Paolo Nicoletti

Bilancio consolidato
Gruppo FinDolomiti Energia

Valori in migliaia di euro

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA	Note	2025	2024
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Diritti D'uso	7.1	8.287	6.035
Beni in concessione	7.2	795.742	760.825
Avviamento	7.3	167.103	100.353
Attività immateriali	7.3	136.674	51.172
Immobili, impianti e macchinari	7.4	1.118.132	948.290
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre imprese	7.5	94.725	84.766
Attività finanziarie non correnti	7.6	18.990	11.279
Attività per imposte anticipate	7.7	53.374	58.696
Altre attività non correnti	7.8	24.771	31.748
Totale attività non correnti		**2.417.798**	**2.053.164**
Attività correnti			
Rimanenze	7.9	27.574	23.685
Crediti commerciali	7.10	401.778	411.383
Crediti per imposte correnti	7.11	52.623	3.584
Attività finanziarie correnti	7.12	40.208	74.162
Altre attività correnti	7.13	80.540	95.268
Disponibilità liquide	7.14	81.549	149.419
Totale attività correnti		**684.273**	**757.502**
Attività destinate alla vendita e *Discontinued Operation*		-	-
TOTALE ATTIVITÀ		**3.102.071**	**2.810.666**

Valori in migliaia di euro

	Note	2025	2024
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	7.15	18.000	18.000
Riserve	7.15	631.342	464.047
Risultato netto dell'esercizio	7.15	137.344	180.270
Totale patrimonio netto di Gruppo		**786.686**	**662.317**
Capitale e riserve di terzi	7.15	739.168	480.124
Utile/(perdita) di terzi	7.15	139.371	260.799
Totale patrimonio netto consolidato		**1.665.226**	**1.403.240**
PASSIVITÀ			
Passività non correnti			
Fondi per rischi e oneri non correnti	7.16	34.322	24.998
Benefici ai dipendenti	7.17	14.211	11.932
Passività per imposte differite	7.7	185.756	163.568
Passività finanziarie non correnti	7.18	633.209	272.899
Altre passività non correnti	7.19	123.920	123.680
Totale passività non correnti		**991.418**	**597.077**
Passività correnti			
Fondi per rischi e oneri correnti	7.16	9.713	8.852
Debiti commerciali	7.20	301.386	300.943
Passività finanziarie correnti	7.18	96.481	348.301
Passività per imposte correnti	7.21	339	78.320
Altre passività correnti	7.19	37.508	73.932
Totale passività correnti		**445.428**	**810.349**
Passività destinate alla vendita e *Discontinued Operation*		-	-
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**3.102.071**	**2.810.666**

Valori in migliaia di euro

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO	Note	2025	2024
Ricavi	**8.1**	2.156.518	2.218.409
Ricavi per lavori su beni in concessione	8.2	66.586	78.419
Altri ricavi e proventi	8.3	59.928	48.021
Totale ricavi e altri proventi		**2.283.032**	**2.344.849**
Costi per materie prime, di consumo e merci	8.4	(951.371)	(835.809)
Costi per servizi	8.5	(634.676)	(630.489)
Costi per lavori su beni in concessione	8.2	(65.173)	(76.654)
Costi del personale	8.6	(96.166)	(88.460)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.7	(80.658)	(64.705)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti	8.7	(3.304)	(7.899)
Altri costi operativi	8.8	(41.936)	(48.653)
Totale costi		**(1.873.284)**	**(1.752.669)**
Risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle altre imprese	8.9	(2.594)	13.548
Risultato operativo		**407.154**	**605.728**
Proventi finanziari	8.10	9.409	13.884
Oneri finanziari	8.10	(21.703)	(15.747)
Risultato prima delle imposte		**394.859**	**603.865**
Imposte	8.11	(118.144)	(162.795)
Risultato netto dell'esercizio (A) delle *continuing operation*		**276.716**	**441.069**
Discontinuing operation			
Risultato netto dell'esercizio (B) *delle discontinuing operation*			
Risultato dell'esercizio		**276.716**	**441.069**
di cui di Gruppo		137.344	180.270
di cui di Terzi		139.371	260.799
Componenti del conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nel conto economico			
Utili/(perdite) attuariali per benefici a dipendenti		(273)	73
Effetto fiscale su utili/(perdite) attuariali per benefici a dipendenti		(110)	44
Totale delle componenti del conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nel conto economico (C1)		**(383)**	**117**
Componenti del conto economico complessivo che potranno essere successivamente riclassificate nel conto economico			
Utili/(perdite) su strumenti di cash flow hedge		26.808	(49.541)
Effetto fiscale su variazione fair value derivati cash flow hedge		(7.187)	13.393
Totale delle componenti del conto economico complessivo che potranno essere successivamente riclassificate nel conto economico (C2)		**19.621**	**(36.148)**
Totale altri utili (perdite) complessivi, al netto dell'effetto fiscale (C)= (C1)+(C2)		**19.238**	**(36.031)**
Totale risultato complessivo dell'esercizio (A)+(B)		**295.954**	**405.038**
di cui di Gruppo		147.318	167.533
di cui di Terzi		148.636	237.505

Valori in migliaia di euro

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO	2024	2025
Risultato prima delle imposte	**603.865**	**394.860**
Rettifiche per:		
Ammortamenti di:		
- attività immateriali	16.571	26.698
- attività materiali	13.218	22.280
- beni in concessione e diritti d'uso	31.571	31.011
Svalutazioni di attività	7.899	3.320
Accantonamenti e rilasci dei fondi	3.345	13.706
Fair value derivati su commodity	0	5.514
Risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle altre imprese	146	12.506
(Proventi)/Oneri finanziari	1.863	5.353
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	0	0
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	**678.478**	**515.249**
Incremento/(Decremento) fondi	0	0
Incremento/(Decremento) benefici a dipendenti	(834)	1.896
(Incremento)/Decremento di rimanenze	(4.000)	(3.889)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	42.733	25.391
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività e attività/passività per imposte anticipate/differite	(36.922)	55.865
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	25.577	(71.185)
Dividendi incassati	0	0
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	13.884	9.409
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(15.747)	(21.703)
Utilizzo dei fondi rischi e oneri	(2.131)	(14.535)
Imposte pagate	(134.066)	(242.135)
Cash flows da attività operativa (a)	**566.972**	**254.362**
Investimenti netti in attività immateriali	(17.353)	(49.753)
Investimenti netti in attività materiali	(32.838)	(95.071)
Investimenti netti in beni in concessione	(78.746)	(12.165)
Investimenti netti in partecipazioni	(416.666)	(114.980)
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	0	0
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	**(545.603)**	**(271.969)**
Debiti finanziari (nuove emissioni di finanziamenti a lungo termine)	0	(358.212)
Debiti finanziari (rimborsi e altre variazioni nette)	194.905	360.310
Dividendi pagati	(97.614)	(52.359)
Versamenti soci	0	0
Cash flow da attività di finanziamento (c)	**97.291**	**(50.261)**
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	0	0
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	*118.660*	*(67.868)*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**30.759**	**149.419**
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**149.420**	**81.550**

Valori in migliaia di euro

	Capitale Riserva sociale Legale	Riserva Legale	Riserva sovrprezzazioni	Altre Riserve	Utili a nuovo	TOTALE RISERVE	Risultato netto di pertinenza del Gruppo	TOT. pat. netto di pertinenza del Gruppo	Pat. netto di pertinenza di terzi	Risultato di pertinenza di terzi	Totale patrimonio netto
SALDO AL 31.12.2023	**18.000**	**3.600**	**181.738**	**82.355**	**154.984**	**422.676**	**87.827**	**528.503**	**789.719**	**143.981**	**1.462.203**
Distribuzione dividendi Gruppo				71.926		71.926	(87.827)	**(15.901)**			**(15.901)**
Distribuzione dividendi a terzi								-	62.254	(143.981)	**(81.727)**
Altre variazioni						-		-			-
Altre operazioni con azionisti				(17.819)		(17.819)		**(17.819)**	(348.554)		**(366.373)**
Risultato d'esercizio							180.270	**180.270**		260.799	**441.069**
Effetti applicazione IAS 19				58		58		**58**	60		**118**
Efffetti "cash flow edge"				(12.794)		(12.794)		**(12.794)**	(23.355)		**(36.149)**
Totale risultato complessivo dell'esercizio	-	-	-	**(12.736)**	-	**(12.736)**	**180.270**	**167.534**	**(23.295)**	**260.799**	**405.038**
SALDO AL 31.12.2024	**18.000**	**3.600**	**181.738**	**123.726**	**154.984**	**464.047**	**180.270**	**662.317**	**480.124**	**260.799**	**1.403.240**
Distribuzione dividendi Gruppo				156.696		156.696	(180.270)	**(23.574)**			**(23.574)**
Distribuzione dividendi a terzi						-		-	232.014	(260.799)	**(28.785)**
Altre variazioni						-		-			-
Altre operazioni con azionisti				(8.645)		(8.645)		**(8.645)**	27.040		**18.395**
Risultato d'esercizio						-	137.343	**137.343**		139.372	**276.716**
Effetti applicazione IAS 19				(365)		(365)		**(365)**	(18)	-	**(383)**
Efffetti "cash flow edge"				19.608		19.608		**19.608**	13	-	**19.621**
Totale risultato complessivo dell'esercizio	-	-	-	**19.243**	-	**19.243**	**137.343**	**156.586**	**(5)**	**139.372**	**295.954**
SALDO AL 31.12.2025	**18.000**	**3.600**	**181.738**	**291.020**	**154.984**	**631.341**	**137.343**	**786.684**	**739.173**	**139.372**	**1.665.230**

Note illustrative

1. INFORMAZIONI GENERALI

La Capogruppo FinDolomiti Energia S.r.l., che ha come oggetto sociale la detenzione e l'esercizio dei diritti amministrativi e patrimoniali relativi alla società Dolomiti Energia Holding S.p.A., è tenuta alla redazione del bilancio consolidato in quanto esercita su di essa un controllo di fatto come dettagliato nella nota integrativa al bilancio d'esercizio.

FinDolomiti Energia S.r.l. (la "Società" oppure "FinDE") e le società da questa controllate (il "Gruppo FinDolomiti Energia" oppure il "Gruppo") gestiscono attività in sette differenti settori operativi, di seguito riepilogati:

1. Produzione energia elettrica;
2. Calore, Vapore e Raffreddamento;
3. Commerciale e trading;
4. Distribuzione e reti;
5. Ciclo idrico e Ambiente;
6. Servizi energetici;
7. Altri servizi minori.

FinDolomiti Energia S.r.l. è una società costituita e domiciliata in Italia e organizzata secondo l'ordinamento giuridico della Repubblica Italiana, con sede sociale a Trento in via Torre Verde n. 25.

Al 31 dicembre 2025 il capitale sociale della Capogruppo era detenuto da:

SOCIO	VALORE NOMINALE E QUOTA POSSEDUTA	%
ENTI PUBBLICI		
COMUNE DI TRENTO	6.000.000	33,33%
COMUNE DI ROVERETO	6.000.000	33,33%
TRENTINO SVILUPPO S.p.A.	6.000.000	33,33%
TOTALE	**18.000.000**	**100,00%**

2. SINTESI DEI PRINCIPI CONTABILI ADOTTATI

Di seguito sono riportati i principali criteri e principi contabili applicati nella predisposizione e redazione del bilancio consolidato del Gruppo (il "Bilancio Consolidato"). Tali principi contabili sono stati applicati in modo coerente per tutti gli esercizi presentati nel presente documento.

2.1 Base di preparazione

Il Regolamento Europeo (CE) n°1606/2002 del 19 luglio 2002, ha introdotto l'obbligo, a partire dall'esercizio 2005, di applicazione degli International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB"), e adottati dall'Unione Europea ("UE IFRS" oppure "Principi Contabili Internazionali") per la redazione dei bilanci delle società aventi titoli di capitale e/o debito quotati presso uno dei mercati regolamentati della Comunità Europea.

A seguito dell'emissione di obbligazioni ammesse alla quotazione sui mercati regolamentati, diffusamente descritte alla nota 7.18, la Capogruppo Dolomiti Energia S.p.A. ha la qualifica di Ente di Interesse Pubblico (EIP) e pertanto è obbligata a redigere i propri bilanci conformemente ai principi UE IFRS.

Il Bilancio consolidato, pertanto, è stato redatto in conformità agli UE IFRS in vigore alla data di approvazione dello stesso. Si precisa che per UE IFRS si intendono tutti gli "International Financial Reporting Standards", tutti gli "International Accounting Standards" (IAS), tutte le

interpretazioni dell'"International Reporting Interpretations Committee" (IFRIC), precedentemente denominate "Standing Interpretations Committee" (SIC) che, alla data di approvazione del Bilancio Consolidato, siano state oggetto di omologazione da parte dell'Unione Europea secondo la procedura prevista dal Regolamento (CE) n. 1606/2002 dal Parlamento Europeo e dal Consiglio Europeo del 19 luglio 2002.

Il Bilancio Consolidato è stato predisposto nella prospettiva della continuità aziendale e sulla base del criterio convenzionale del costo storico, ad eccezione di alcune poste contabili che sono rilevate al fair value, in accordo con le disposizioni contenute nei Principi Contabili Internazionali.

Il presente Bilancio Consolidato è stato redatto sulla base delle migliori conoscenze degli UE IFRS e tenuto conto della migliore dottrina in materia; eventuali futuri orientamenti e aggiornamenti interpretativi troveranno riflesso negli esercizi successivi, secondo le modalità di volta in volta previste dai principi contabili di riferimento.

Relativamente ai conflitti attualmente in corso in Ucraina e Medio Oriente, nell'analisi delle stime e delle assunzioni che caratterizzano i valori di bilancio sono stati considerati gli eventuali conseguenti effetti, senza rilevare rischi specifici.

Il presente Bilancio Consolidato è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società in data 31 marzo 2026.

2.2 Forma e contenuto dei prospetti contabili

Il Bilancio consolidato è costituito dalla Situazione Patrimoniale e Finanziaria consolidata, dal Conto economico complessivo consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato e dalle relative Note di commento. Relativamente alla forma e al contenuto dei prospetti contabili consolidati il Gruppo ha operato le seguenti scelte:

i) il prospetto della situazione patrimoniale e finanziaria consolidata espone separatamente le attività correnti e non correnti e, analogamente, rappresenta le passività correnti e non correnti;

ii) il prospetto di conto economico complessivo consolidato include, oltre che il risultato del periodo, anche le variazioni di patrimonio netto afferenti a poste di natura economica che, per espressa previsione dei Principi Contabili Internazionali, sono rilevate tra le componenti del patrimonio netto;

iii) il rendiconto finanziario consolidato è rappresentato secondo il metodo indiretto.

Gli schemi utilizzati, come sopra specificato, sono quelli che meglio rappresentano la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Il presente bilancio è stato redatto in euro, valuta funzionale del Gruppo.

I valori riportati negli schemi di bilancio nonché nelle tabelle di dettaglio incluse nella nota esplicativa, sono espressi in migliaia di euro, salvo diversamente indicato.

Il Bilancio Consolidato è assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione E&Y S.p.A., revisore legale della Società e del Gruppo. I saldi comparativi al 31 dicembre 2024 sono stati assoggettati a revisione contabile da parte del precedente revisore PWC S.p.A..

2.3 Area di consolidamento e sue variazioni

Il Bilancio Consolidato è stato predisposto sulla base delle situazioni contabili della Società e delle società da essa controllate, opportunamente rettificate per uniformarle agli UE IFRS.

Nel corso dell'esercizio 2025 Gruppo ha perfezionato alcune operazioni straordinarie che hanno comportato l'acquisizione di quote di controllo o collegamento in una serie di società, come di seguito descritto.

IVPC

Tale operazione, per una descrizione dettagliata della quale si rinvia alla relazione sulla gestione, ha comportato l'acquisizione del controllo di una serie di società attive nello sviluppo e nella gestione di parchi eolici e fotovoltaici. Il Gruppo, contestualmente all'acquisizione delle società che hanno la titolarità degli impianti, delle autorizzazioni o dei processi autorizzativi in corso, ha sottoscritto una serie di contratti di service con la parte venditrice finalizzati ad assicurarsene il supporto ed il know-how imprenditoriale, considerati critici ai fini della gestione delle imprese acquisite. Oltre alla sottoscrizione di detti contratti, l'operazione ha comportato l'acquisizione di una quota del 49% nelle società che dovranno fungere da service provider (IVPC Eolica S.r.l. e IVPC Service S.r.l.).

Nel contesto di tale operazione, gli investimenti nelle società delle quali il Gruppo ha ottenuto una quota di maggioranza sono stati trattati come aggregazioni aziendali ai sensi dell'IFRS 3, mentre gli investimenti in quote di minoranza sono stati rilevati come partecipazioni di collegamento (essendo la rimanente quota rimasta integralmente di proprietà della parte venditrice), valutate con il metodo del patrimonio netto e illustrate nella nota 7.5.

Le aggregazioni aziendali hanno efficacia contabile dal 31 marzo 2025, data a partire si sono consolidate integralmente le seguenti società

- IVPC Power 6 S.r.l. (partecipata al 75% da Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.);
- IVPC Power 8 S.p.A. (partecipata al 75% da Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.);
- IVPC Power 10 S.r.l. (partecipata al 75% da Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.);
- IVPC Power X S.r.l. (partecipata al 75% da Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.);
- IVPC Minipower S.r.l. (partecipata al 75% da Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.);
- Vigreen S.r.l. (partecipata al 75% da Dolomiti Energia Rinnovabili S.r.l.).

Nel seguente prospetto si riporta la determinazione definitiva dell'allocazione del corrispettivo pagato al netto della cassa acquisita:

(In migliaia di euro)	IVPC Power 6 S.r.l.	IVPC Power 8 S.p.A.	IVPC Power 10 S.r.l.	IVPC Minipower S.r.l.	IVPC Power X S.r.l.	VIgreen S.r.l.	TOTALE
Attività materiali e immateriali	31.940	13.533	23.200	216	4.990	9.324	83.203
Crediti commerciali e altri crediti	2.729	3.503	4.697	235	883	1.001	13.048
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisite	3.506	2.984	(983)	(58)	180	(174)	5.455
Finanziamenti correnti e non correnti	(34.339)	(17.644)	(27.167)	(970)	(5.490)	(10.116)	(95.726)
Debiti commerciali e altre passività	19	22	17	2	1	-	61
Valore netto degli asset identificabili (B)	3.855	2.398	(236)	(575)	564	35	6.041
Valore netto degli asset allocati	11.599	21.811	4.488			21.275	59.173
Patrimonio di terzi	(2.900)	(5.453)	(1.135)			(5.319)	(14.807)
Valore della PPA (C)	8.699	16.358	3.353	-	-	15.956	44.366
Avviamento (A-B-C)	4.431	51.407	-	733	195	10.091	66.857
Corrispettivo pagato (A)	16.985	70.163	3.117	158	759	26.082	117.264
Corrispettivo pagato al netto della cassa acquisita	13.479	67.179	4.100	216	579	26.256	111.809

La differenza tra il corrispettivo pagato ed il patrimonio netto contabile delle società riesposto in base ai principi contabili applicati dal Gruppo è stata attribuito al fair value netto delle attività identificabili, rappresentato principalmente dal valore delle autorizzazioni relative agli impianti eolici già in essere o da costruire per le quali alla data di acquisizione era completato l'iter, al netto del relativo effetto di fiscalità differita, ed in via residuale ad avviamento.

Hydrowatt SHP

Sempre nel primo semestre del 2025 il Gruppo ha acquisito il controllo integrale della società Hydrowatt SHP S.r.l., proprietaria di alcuni impianti fotovoltaici in funzione. Anche in tal caso si rinvia alla relazione sulla gestione per ulteriori informazioni sull'operazione. L'operazione è stata qualificata, ai fini della rappresentazione in bilancio, come acquisizione di attività nette e non come aggregazione aziendale.

(In migliaia di euro)	**Hydrowatt SHP S.r.l.**
Attività materiali	13.848
Crediti commerciali e altri crediti	663
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisite	406
Finanziamenti correnti e non correnti	(10.666)
Debiti commerciali e altre passività	(343)
Valore netto degli asset identificabili	3.908
Corrispettivo pagato	3.579
Corrispettivo pagato al netto della cassa acquisita	3.173

L'elenco delle società incluse nell'area di consolidamento al 31 dicembre 2025 con l'indicazione del capitale sociale e del metodo di consolidamento utilizzato per la predisposizione del Bilancio Consolidato intermedio si è riportato nell'Allegato A del presente documento.

2.4 Principi di consolidamento

Di seguito sono rappresentati i criteri adottati dal Gruppo per la definizione dell'area di consolidamento e dei relativi principi di consolidamento.

Imprese controllate

Le società controllate sono quelle su cui il Gruppo ha il controllo. Il Gruppo controlla una società quando è esposto alla variabilità dei risultati della società ed ha il potere d'influenzare tali risultati attraverso il suo potere sulla società. Generalmente, si presume l'esistenza del controllo quando la Società detiene, direttamente o indirettamente, più della metà dei diritti di voto, tenendo in considerazione anche i diritti di voto potenziali esercitabili o convertibili.

Tutte le imprese controllate sono consolidate con il metodo integrale dalla data in cui il controllo è stato trasferito al Gruppo. Sono, invece, escluse dal consolidamento a partire dalla data in cui tale controllo viene a cessare.

Il Gruppo utilizza l'acquisition method (metodo dell'acquisizione) per la contabilizzazione delle aggregazioni di impresa. Secondo tale metodo:

i) il corrispettivo trasferito in un'aggregazione aziendale è valutato al fair value, calcolato come la somma dei fair value delle attività trasferite e delle passività assunte dal Gruppo alla data di acquisizione e degli strumenti di capitale emessi in cambio del controllo dell'impresa acquisita. Gli oneri accessori alla transazione sono rilevati nel conto economico nel momento in cui sono sostenuti;

ii) le attività identificabili acquisite e le passività assunte sono rilevate al fair value alla data di acquisizione; costituiscono un'eccezione le imposte differite attive e passive, le attività e passività per benefici ai dipendenti, le passività o strumenti di capitale relativi a pagamenti basati su azioni dell'impresa acquisita o pagamenti basati su azioni relativi al gruppo emessi in sostituzione di contratti dell'impresa acquisita, e le attività (o gruppi di attività e passività) destinate alla vendita, che sono invece valutate secondo il loro principio di riferimento;

iii) l'avviamento è determinato come l'eccedenza tra la somma dei corrispettivi trasferiti nell'aggregazione aziendale, del valore del patrimonio netto di pertinenza di interessenze di terzi e del fair value dell'eventuale partecipazione precedentemente detenuta nell'impresa acquisita rispetto al fair value delle attività nette acquisite e passività assunte alla data di acquisizione. Se il valore delle attività nette acquisite e passività assunte alla data di acquisizione eccede la somma dei corrispettivi trasferiti, del valore del patrimonio netto di pertinenza di interessenze di terzi e del fair value dell'eventuale partecipazione precedentemente detenuta nell'impresa acquisita, tale eccedenza è rilevata immediatamente nel conto economico come provento derivante dalla transazione conclusa;

iv) eventuali corrispettivi sottoposti a condizione previsti dal contratto di aggregazione aziendale sono valutati al fair value alla data di acquisizione ed inclusi nel valore dei corrispettivi trasferiti nell'aggregazione aziendale ai fini della determinazione dell'avviamento.

Nel caso di aggregazioni aziendali avvenute per fasi, la partecipazione precedentemente detenuta nell'impresa acquisita è rivalutata al fair value alla data di acquisizione del controllo e l'eventuale utile o perdita che ne consegue è rilevata nel conto economico.

Se i valori iniziali di un'aggregazione aziendale sono incompleti alla data di chiusura del bilancio in cui l'aggregazione aziendale è avvenuta, il gruppo riporta nel proprio bilancio consolidato i valori provvisori degli elementi per cui non può essere conclusa la rilevazione. Tali valori provvisori sono rettificati nel periodo di misurazione per tenere conto delle nuove informazioni ottenute su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione che, se note, avrebbero avuto effetti sul valore delle attività e passività riconosciute a tale data.

Joint arrangements

Il Gruppo applica l'IFRS 11 nella valutazione degli accordi a controllo congiunto. In accordo alle disposizioni contenute nell'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto può essere classificato sia come joint operation che come joint venture sulla base di un'analisi sostanziale dei diritti e degli obblighi delle parti. Le joint venture sono degli accordi a controllo congiunto nei quali le parti, joint venturers, che detengono il controllo congiunto vantano, tra l'altro, diritti sulle attività nette dell'accordo. Le joint operation sono accordi a controllo congiunto che attribuiscono ai partecipanti dei diritti sulle attività e le obbligazioni sulle passività relative all'accordo. Le joint venture sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, mentre le partecipazioni a una joint operation comportano la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti indipendentemente dall'interessenza partecipativa detenuta.

2.5 Criteri di valutazione

Diritti d'uso (Lease)

Il Gruppo detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di noleggio a lungo termine.

Alla data di inizio del contratto si determina se lo stesso è o contiene un lease. La definizione di lease prevista dall'IFRS 16 viene applicata quando il contratto trasferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività sottostante per un periodo di tempo, in cambio di un corrispettivo.

Il Gruppo rileva un'attività consistente nel diritto di utilizzo dell'attività sottostante e una passività del lease alla data di decorrenza del contratto (ossia, la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso). L'attività consistente nel diritto di utilizzo rappresenta il diritto del locatario a utilizzare il sottostante per la durata del lease e la sua valutazione iniziale corrisponde alla passività del lease stesso, inizialmente calcolata come il valore attuale dei pagamenti dovuti per il contratto, da corrispondere lungo la sua durata. Nel calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti, si utilizza il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del lease. Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo, da rideterminarsi al verificarsi di taluni eventi.

Il Gruppo applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i lease a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza; applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i lease nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo. I pagamenti dovuti per i lease a breve termine e per quelli in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del contratto.

Conformemente con le disposizioni del principio, il Gruppo espone separatamente gli interessi passivi sulle passività del lease e le quote di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo.

Diritti su infrastrutture in concessione (IFRIC 12)

I "Diritti su infrastrutture in concessione" rappresentano il diritto del Gruppo ad utilizzare i beni in concessione per la gestione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica attraverso la controllata SET Distribuzione S.p.A. e dei servizi di distribuzione del gas e dell'acqua attraverso la controllata Novareti S.p.A. nei comuni di competenza in Trentino. Il metodo adottato è il c.d. metodo dell'attività immateriale, in base al quale le infrastrutture oggetto di concessione e soggette all'obbligo di restituzione a fine concessione non vengono rilevate come immobili, impianti e macchinari del concessionario, in quanto il contratto di concessione del servizio non conferisce al concessionario il diritto di controllare l'uso dell'infrastruttura.

Nel modello dell'attività immateriale il concessionario, a fronte dei servizi di progettazione, costruzione e miglioria o ampliamento dell'infrastruttura, acquisisce il diritto a far pagare gli utenti che si servono di detta infrastruttura.

Il valore di detti beni corrisponde al "fair value" dell'attività di progettazione, costruzione e miglioria o ampliamento, maggiorato degli oneri finanziari capitalizzati, nel rispetto dei requisiti previsti dallo IAS 23, durante la fase di costruzione. Il fair value dei servizi di costruzione è determinato sulla base dei costi effettivamente sostenuti maggiorati di un mark up rappresentativo della miglior stima circa la remunerazione dei costi interni per l'attività di direzione lavori e progettazione svolta dal Gruppo, pari al mark up che un general constructor terzo richiederebbe per svolgere la medesima attività, così come previsto dall'IFRIC 12. La logica di determinazione del fair value discende dal fatto che il concessionario deve applicare quanto previsto dall'IFRS 15 e pertanto se il fair value dei servizi ricevuti (nel caso specifico il diritto a sfruttare il bene) non può essere determinato con attendibilità, il ricavo è calcolato sulla base del fair value dei servizi di costruzione effettuati. Le attività per servizi di costruzione in corso alla data di chiusura del bilancio sono valutate sulla base dello stato avanzamento lavori in accordo con l'IFRS 15 e tale valutazione confluisce nella voce di conto economico "Ricavi per lavori su beni in concessione".

Poiché si presuppone che i benefici economici futuri del bene verranno utilizzati dal concessionario, i beni in concessione vengono ammortizzati lungo la durata stimata della concessione o, nel caso in cui le concessioni siano scadute, lungo la durata del periodo previsto tra la data di chiusura del bilancio e l'emissione del nuovo bando di gara per l'affidamento della concessione, tenuto conto del valore recuperabile alla scadenza che, in ipotesi di mancato rinnovo, dipende dalla determinazione del valore di indennizzo o remunerazione riconosciu-

to al concessionario secondo la normativa e le convenzioni applicabili.. Per la concessione della distribuzione del gas naturale, in data 13 gennaio 2026 la Provincia Autonoma di Trento (stazione appaltante) ha aggiudicato la gara per la distribuzione del gas naturale a Novareti, già concessionaria del servizio nella maggior parte dell'ambito territoriale, per un periodo di 12 anni. Tale aggiudicazione non è ancora definitiva in quanto la società arrivata seconda ha presentato ricorso contro l'aggiudicazione.

In tale contesto, gli ammortamenti dei beni relativi alla concessione sulla distribuzione del gas naturale già in essere sono stati quindi determinati in considerazione di un arco temporale che stima la data di assegnazione effettiva del servizio nell'esercizio 2027, prendendo in considerazione il Valore Industriale Residuo (VIR) stimato a tale data.

Il valore da ammortizzare è costituito dalla differenza tra il valore di acquisizione dei beni in concessione ed il loro valore residuo che si presume di realizzare al termine del periodo di vita utile, secondo le disposizioni regolamentari attualmente in vigore.

Qualora sia specificato nell'accordo di concessione e sia affidabilmente stimabile, il valore residuo è inteso come il VIR. In caso contrario, il valore residuo è stimato pari al valore netto contabile per singola concessione alla data di chiusura della concessione, come previsto dalla Legge Provinciale 17 giugno 2004, n. 6.

Qualora si verifichino eventi che facciano presumere una riduzione del valore di tali attività immateriali, la differenza tra il valore di iscrizione e il valore di recupero viene imputata a conto economico. Secondo l'esperienza pregressa del Gruppo, la vita utile dei beni in concessione risulta superiore alla durata della concessione. Pertanto, non è necessario rilevare gli oneri relativi alle attività di ripristino o sostituzione nella stima di fondi per oneri di ripristino beni in concessione, così come previsto nel caso in cui la vita utile dei beni in concessione risulti inferiore alla durata della concessione.

Avviamento

L'avviamento è determinato come l'eccedenza tra la somma dei corrispettivi trasferiti nell'aggregazione aziendale, del valore del patrimonio netto di pertinenza di interessenze di terzi e del fair value dell'eventuale partecipazione precedentemente detenuta nell'impresa acquisita rispetto al fair value delle attività nette acquisite e passività assunte alla data di acquisizione. Se il valore delle attività nette acquisite e passività assunte alla data di acquisizione eccede la somma dei corrispettivi trasferiti, del valore del patrimonio netto di pertinenza di interessenze di terzi e del fair value dell'eventuale partecipazione precedentemente detenuta nell'impresa acquisita, tale eccedenza è rilevata immediatamente nel conto economico quale provento.

L'avviamento non è ammortizzato, ma assoggettato a valutazione annuale volta a individuare eventuali perdite di valore ("impairment test"). L'eventuale riduzione di valore dell'avviamento viene rilevata nel caso in cui il valore recuperabile dell'avviamento risulti inferiore al suo valore di iscrizione in bilancio. Non è consentito il ripristino di valore dell'avviamento nel caso di una precedente svalutazione per perdite di valore.

Il test viene effettuato con cadenza almeno annuale, o comunque in caso di identificazione di indicatori di perdita di valore.

Altre attività immateriali

Le attività immateriali sono costituite da elementi non monetari, identificabili e privi di consistenza fisica, controllabili e atti a generare benefici economici futuri. Le attività immateriali sono rilevate al costo di acquisto e/o di produzione, comprensivo delle spese direttamente attribuibili per predisporre l'attività al suo utilizzo, al netto degli ammortamenti cumulati e delle eventuali perdite di valore.

L'ammortamento delle immobilizzazioni immateriali ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa e cioè sulla base della stimata vita utile.

La vita utile stimata dal Gruppo per le attività immateriali è di seguito esposta:

	Aliquota %
Concessioni	Durata della concessione
Diritti di brevetto e software	20%
Altre immobilizzazioni immateriali	Durata dei contratti di riferimento

Immobili, impianti e macchinari

Le immobilizzazioni materiali sono valutate al costo d'acquisto o di produzione, al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore. Il costo include gli oneri direttamente sostenuti per rendere possibile il loro utilizzo, nonché eventuali oneri di smantellamento e di rimozione che verranno sostenuti conseguentemente a obbligazioni contrattuali che richiedano di riportare il bene nelle condizioni originarie.

Gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisizione, alla costruzione o alla produzione di un bene che giustifica una capitalizzazione ai sensi dello IAS 23 sono capitalizzati sul bene stesso come parte del suo costo.

Gli oneri sostenuti per le manutenzioni e le riparazioni di natura ordinaria e/o ciclica sono direttamente imputati a conto economico quando sostenuti. La capitalizzazione dei costi inerenti all'ampliamento, ammodernamento o miglioramento degli elementi strutturali di proprietà o in uso da terzi è effettuata nei limiti in cui essi rispondano ai requisiti per essere separatamente classificati come attività o parte di un'attività.

Le migliorie su beni di terzi accolgono i costi sostenuti per l'allestimento e l'ammodernamento di immobili posseduti a titolo diverso dalla proprietà.

Gli ammortamenti sono imputati a quote costanti mediante aliquote che consentono di ammortizzare i cespiti fino a esaurimento della vita utile.

La Legge n. 205 del 27 dicembre 2017 ha disposto la valorizzazione delle opere idroelettriche, per grandi derivazioni d'acqua, alla cessazione delle concessioni, sulla base del valore non ancora ammortizzato, secondo i criteri previsti dalla Legge Provinciale. In modo particolare, le cosiddette "opere bagnate" originarie (gratuitamente devolvibili) qualora puntualmente identificabili, sono ammortizzate integralmente secondo il metodo finanziario. Tale metodo, in coerenza anche con quanto previsto dall'art. 104 del TUIR, prevede la ripartizione del costo lungo il periodo di fruizione dei benefici economici attesi, coincidente con la durata della concessione di grande derivazione a scopo idroelettrico. Le "opere asciutte" (anche dette non gratuitamente devolvibili, poiché indennizzabili al termine della concessione) sono invece ammortizzate mediante l'applicazione di aliquote tecniche.

Stante la premessa di cui sopra, la vita utile stimata dal Gruppo per le singole categorie di immobilizzazioni materiali è di seguito riportata:

	Aliquota %
Energia elettrica	
Centrali idroelettriche	2,0%
Centrali termoelettriche	2,5%
Attrezzatura idroelettrica	8,3%
Impianti fotovoltaici	5,0%
Altre	
Fabbricati civili	3,3%
Automezzi	12,5%
Macchine elettroniche	16,7%

Riduzione di valore di attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate per verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività non finanziarie, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sulla più recente previsione economica-finanziaria contenente le previsioni di ricavi, costi operativi e investimenti. Per i beni che non generano flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla cash generating unit (ossia il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo) cui essi appartengono. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC). Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per cash generating unit. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, il valore delle attività è ripristinato e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). Il ripristino è effettuato al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione

Partecipazioni

Partecipazioni in società collegate e joint venture

Le partecipazioni in joint venture (nelle quali il Gruppo detiene una quota del 50% in compresenza di un socio con uguale peso partecipativo e regole di governance condivise tali da non configurare il controllo in capo a nessuno dei due) e le imprese collegate (nelle quali il Gruppo detiene una partecipazione inferiore al 50% ma non inferiore al 20%) sono valutate con il metodo del patrimonio netto, ai sensi dello IAS 28.

In base a tale metodo, la partecipazione è inizialmente rilevata al costo e successivamente adeguata per tener conto della quota di pertinenza del Gruppo nell'utile o nella perdita e nelle altre variazioni del patrimonio netto delle partecipate, a partire dalla data di acquisizione e fino alla data di cessazione dell'influenza significativa o del controllo congiunto.

La quota di risultato riconosciuta dal Gruppo riflette altresì gli effetti delle rettifiche da allocazione del costo di acquisizione, inclusi l'ammortamento, ove applicabile, dei differenziali di allocazione (plusvalori) attribuibili ad attività ammortizzabili, determinato in coerenza con la vita utile delle attività sottostanti, nonché l'eventuale rilevazione di perdite di valore riferibili ai medesimi differenziali. I dividendi ricevuti riducono il valore contabile della partecipazione. Qualora la quota di perdite di una partecipata ecceda il valore contabile della partecipazione, quest'ultima è azzerata e l'eventuale eccedenza è rilevata solo nella misura in cui il Gruppo abbia assunto obbligazioni legali o implicite ovvero abbia effettuato pagamenti per conto della partecipata. Il valore contabile delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è sottoposto a verifica di recuperabilità ogniqualvolta emergano indicatori di possibile perdita di valore.

Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, in relazione alle quali il Gruppo ritiene di non esercitare un'influenza notevole in ragione di una quota di partecipazione inferiore al 20%, ed in mancanza di altri elementi sostanziali che facciano ritenere che sussista la capacità di esercitare tale influenza, sono valutate al costo.

Il valore contabile delle altre partecipazioni è assoggettato a verifica di recuperabilità ogniqualvolta emergano indicatori di possibile perdita di valore; le eventuali svalutazioni sono rilevate a conto economico e non sono successivamente ripristinate.

I dividendi da partecipazione sono rilevati a conto economico tra i Proventi e oneri da partecipazioni quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento, a seguito di approvazione da parte dell'Assemblea dei Soci e del Consiglio di Amministrazione delle controllate.

Crediti commerciali e altre attività correnti e non correnti

Per crediti commerciali e altre attività correnti e non correnti si intendono strumenti finanziari, prevalentemente relativi a crediti verso clienti, non derivati e non quotati in un mercato attivo, dai quali sono attesi pagamenti fissi o determinabili.

I crediti commerciali e gli altri crediti sono classificati nello stato patrimoniale nell'attivo corrente, ad eccezione di quelli con scadenza contrattuale superiore ai dodici mesi rispetto alla data di bilancio, che sono classificati nell'attivo non corrente.

Tali attività sono iscritte all'attivo patrimoniale nel momento in cui il Gruppo diviene parte dei contratti connessi alle stesse e sono eliminate dall'attivo dello stato patrimoniale, quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati all'attività ceduta.

I crediti commerciali e le altre attività correnti e non correnti sono originariamente iscritti al loro fair value e, in seguito, al costo ammortizzato, utilizzando il tasso di interesse effettivo, ridotto per perdite di valore.

Le perdite di valore dei crediti sono contabilizzate a conto economico quando si riscontra un'evidenza oggettiva che il Gruppo non sarà in grado di recuperare il credito sulla base dei termini contrattuali.

Il valore dei crediti commerciali è esposto in bilancio al netto del relativo fondo svalutazione, determinato applicando il metodo semplificato e, più nello specifico, il modello della provision matrix, che si fonda sull'individuazione dei tassi di perdita (default rates) per fasce di scaduto osservati su base storica, applicati per tutta la vita attesa del credito e aggiornati in base ad elementi rilevanti di scenario futuro.

Attività finanziarie non derivate

Le attività finanziarie non derivate si caratterizzano per pagamenti fissi o determinabili e non quotati in un mercato attivo, per le quali l'obiettivo del Gruppo è di conseguire i flussi finanziari contrattuali, rappresentati dal pagamento della quota capitale e interesse. Tali attività finanziarie sono classificate tra le attività correnti se la loro scadenza risulta essere entro 12 mesi, altrimenti sono classificate tra le attività non correnti.

Le attività finanziarie sono rilevate inizialmente al fair value, inclusivo dei costi accessori alla transazione. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato con il criterio del tasso di interesse effettivo e soggetti a verifica per riduzione di valore.

Il Gruppo valuta ad ogni data di bilancio se vi è un'obiettiva evidenza che un'attività finanziaria o un gruppo di attività finanziarie abbia perso valore. Un'attività finanziaria o un gruppo di attività finanziarie ha perso valore e deve essere svalutato se e solo se vi è l'evidenza obiettiva della perdita di valore come conseguenza di eventi successivi alla prima contabilizzazione dell'attività e che la perdita ha un impatto sui futuri flussi di cassa stimabili attendibilmente. L'obiettiva evidenza di perdite di valore delle attività può risultare dalle seguenti circostanze:

i) significative difficoltà finanziarie del debitore;

ii) inadempimenti contrattuali, come insolvenze nel pagamento di interessi o capitale;

iii) il creditore, per ragioni economiche o legali connesse alle difficoltà finanziarie del debitore, concede al debitore facilitazioni che altrimenti non avrebbe preso in considerazione;

iv) è probabile che il debitore fallisca o sia assoggettato a procedure concorsuali; *oppure*

v) scomparsa di un mercato attivo delle attività finanziarie.

Rimanenze

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci sono valutate al minore tra il costo medio ponderato ed il valore di mercato alla data della chiusura contabile. Il costo medio ponderato viene determinato per periodo di riferimento relativamente ad ogni codice di magazzino. Il costo medio ponderato include i costi diretti dei materiali e del lavoro e i costi indiretti (variabili e fissi). Le rimanenze di titoli energetici (TEE, GO, EUA e VER) sono valutate col metodo FIFO (first in first out), ritenuto maggiormente rappresentativo del valore corrente di mercato, dato che i prezzi di detti titoli sono soggetti a forti fluttuazioni anche in periodi inferiori ai dodici mesi. Le rimanenze di magazzino vengono costantemente monitorate e, qualora necessario, si procede alla svalutazione delle rimanenze obsolete con imputazione a Conto economico.

Strumenti finanziari derivati

Tutti gli strumenti finanziari derivati (inclusi i derivati impliciti, cosiddetti *embedded*) sono misurati al *fair value*.

Gli strumenti finanziari derivati possono essere contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'*hedge accounting* solo quando:

- all'inizio della copertura esiste la designazione formale e la documentazione della relazione di copertura stessa;
- si presume che la copertura sia altamente efficace;
- l'efficacia può essere attendibilmente misurata;
- a copertura stessa è altamente efficace durante i diversi periodi contabili per i quali è designata.

Quando gli strumenti derivati hanno le caratteristiche per essere contabilizzati in *hedge accounting*, si applicano i seguenti trattamenti contabili:

i) *Fair value hedge* – se uno strumento finanziario derivato è designato ai fini di copertura dell'esposizione alle variazioni del valore corrente di una attività o di una passività iscritta, la variazione del *fair value* del derivato di copertura è rilevata nel conto economico, coerentemente con la valutazione del *fair value* delle attività e passività oggetto di copertura.

ii) *Cash flow hedge* – se uno strumento finanziario derivato è designato ai fini di copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi di cassa di una attività o di una passività di bilancio o di un'operazione prevista altamente probabile e che potrebbe avere effetti sul conto economico, la porzione efficace degli utili o delle perdite sullo strumento finanziario è rilevata nel patrimonio netto; l'utile o la perdita cumulati sono stornati dal patrimonio netto e contabilizzati a conto economico nello stesso periodo in cui viene rilevata l'operazione oggetto di copertura; l'utile o la perdita associati a una copertura, o a quella parte della copertura diventata inefficace, sono iscritti a conto economico quando l'inefficacia è rilevata.

Qualora non ricorrano le condizioni per l'applicazione dell'*hedge accounting*, le variazioni di *fair value* dello strumento finanziario derivato sono imputate a conto economico.

Determinazione del fair value degli strumenti finanziari

Il *fair value* degli strumenti finanziari quotati in un mercato attivo è basato sui prezzi di mercato alla data di bilancio. Il *fair value* degli strumenti finanziari non quotati in un mercato attivo è invece determinato utilizzando tecniche di valutazione basate su metodi e assunzioni legate a condizioni di mercato alla data di bilancio.

Informativa settoriale

L'informativa relativa ai settori di attività è stata predisposta secondo le disposizioni dell'IFRS 8 "Settori operativi", che prevedono la presentazione dell'informativa coerentemente con le modalità adottate dal management per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto, l'identificazione dei settori operativi e l'informativa presentata sono definite sulla base della reportistica interna utilizzata dal management ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e per l'analisi delle relative performance.

Un settore operativo è definito dall'IFRS 8 come una componente di un'entità che: i) intraprende attività imprenditoriali generatrici di ricavi e di costi (compresi i ricavi e i costi riguardanti operazioni con altre componenti della medesima entità); ii) i cui risultati operativi sono rivisti periodicamente al più alto livello decisionale operativo dell'entità ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della valutazione dei risultati; iii) per la quale sono disponibili informazioni di bilancio separate.

I settori operativi identificati dal management, all'interno dei quali confluiscono tutti i servizi e prodotti forniti alla clientela, sono identificati con: Produzione energia elettrica, Produzione di Calore, Vapore e Raffreddamento, Commerciale e trading, Distribuzione e reti, Ciclo idrico e Ambiente, Servizi energetici e Altri servizi minori.

Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide includono la cassa, i conti correnti bancari, i depositi rimborsabili a domanda e altri investimenti finanziari a breve termine e ad elevata liquidità, che sono prontamente convertibili in cassa, ovvero trasformabili in disponibilità liquide entro 90 giorni dalla data di originaria acquisizione e sono soggetti ad un rischio non significativo di variazione di valore. Le stesse vengono rilevate al loro valore nominale.

Patrimonio netto

Il patrimonio netto è rappresentato dal capitale sociale, dalle riserve e dal risultato d'esercizio. Le componenti del patrimonio netto sono rilevate al loro valore nominale o al valore generato dalle operazioni societarie da cui originano. Le variazioni derivanti dal risultato complessivo dell'esercizio sono imputate direttamente al patrimonio netto quando richiesto dagli IFRS, in particolare per gli utili e le perdite attuariali derivanti dai piani a benefici definiti (IAS 19) e per altre componenti rilevate nella sezione di Other Comprehensive Income. Le distribuzioni ai soci sono rilevate come riduzione del patrimonio netto nel momento in cui vengono deliberate.

Azioni proprie

I riacquisti di azioni proprie, in quanto strumenti rappresentativi del capitale conferito, sono dedotti dal capitale. Nessun utile o perdita è rilevato nel conto economico complessivo all'acquisto, vendita, emissione o cancellazione degli strumenti rappresentativi di capitale di un'entità. Il corrispettivo pagato o ricevuto è rilevato direttamente a patrimonio netto.

L'importo di azioni proprie possedute è indicato separatamente nelle note, secondo quanto previsto dallo IAS 1 Presentazione del bilancio. Un'entità presenta le informazioni integrative secondo quanto previsto dallo IAS 24 Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate se l'entità riacquista i propri strumenti rappresentativi di capitale da parti correlate.

Passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Le passività finanziarie (ad esclusione degli strumenti finanziari derivati), i debiti commerciali e gli altri debiti, sono inizialmente iscritti al fair value, al netto dei costi accessori di diretta imputazione e successivamente sono valutati al costo ammortizzato, applicando il criterio del tasso effettivo di interesse. Se vi è un cambiamento stimabile nei flussi di cassa attesi, il valore delle passività è ricalcolato per riflettere tale cambiamento sulla base del valore attuale dei nuovi flussi di cassa attesi e del tasso interno di rendimento inizialmente determinato.

Le passività finanziarie sono classificate fra le passività correnti, salvo che il Gruppo abbia un diritto incondizionato a differire il loro pagamento per almeno 12 mesi dopo la data di riferimento.

Le passività finanziarie sono rimosse dal bilancio al momento della loro estinzione e quando il Gruppo ha trasferito tutti i rischi e gli oneri relativi allo strumento stesso.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono iscritti a fronte di perdite e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali, tuttavia, non sono determinabili l'ammontare e/o la data di accadimento.

L'iscrizione dei fondi viene rilevata solo quando esiste un'obbligazione corrente (legale o implicita) per una futura uscita di risorse economiche come risultato di eventi passati ed è probabile che tale uscita sia richiesta per l'adempimento dell'obbligazione. Tale ammontare rappresenta la miglior stima dell'onere per estinguere l'obbligazione. Il tasso utilizzato nella determinazione del valore attuale della passività riflette i valori correnti di mercato e tiene conto del rischio specifico associabile a ciascuna passività.

Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, i fondi sono valutati al valore attuale dell'esborso previsto utilizzando un tasso che rifletta le condizioni del mercato, la variazione del costo del denaro nel tempo e il rischio specifico legato all'obbligazione. L'incremento del valore del fondo determinato da variazioni del costo del denaro nel tempo è contabilizzato quale onere finanziario.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto possibili sono eventualmente indicati nell'apposita sezione informativa sulle passività potenziali e per i medesimi non si procede ad alcuno stanziamento.

Tali passività sono classificate nello stato patrimoniale nel passivo corrente, ad eccezione di quelle con scadenza superiore ai dodici mesi rispetto alla data di bilancio, che sono classificate nel passivo non corrente.

Fondi relativi al personale

I fondi relativi al personale includono: i) piani a contribuzione definita e ii) piani a benefici definiti.

Con riferimento ai piani a contribuzione definita, i costi relativi a tali piani sono rilevati a conto economico quando sostenuti.

Con riferimento ai piani a benefici definiti, le passività nette del Gruppo sono determinate separatamente per ciascun piano, stimando il valore attuale dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato nell'esercizio corrente e in quelli precedenti e deducendo il *fair value* delle eventuali attività a servizio del piano. Il valore attuale delle obbligazioni è basato sull'uso di tecniche attuariali che attribuiscono il beneficio derivante dal piano ai periodi in cui sorge l'obbligazione ad erogarlo (Metodo della Proiezione Unitaria del Credito) ed è basato su assunzioni attuariali che sono obiettive e tra loro compatibili. Le attività a servizio del piano sono rilevate e valutate al *fair value*.

Se da tale calcolo risulta una potenziale attività, l'importo da riconoscere è limitato al valore attuale di ogni beneficio economico disponibile sotto forma di futuri rimborsi o di riduzioni dei contributi futuri al piano (limite dell'attività).

Le componenti del costo dei benefici definiti sono rilevate come segue:

- i costi relativi alle prestazioni di servizio sono rilevati a conto economico nella voce "costo del personale" mentre
- gli oneri finanziari netti sulla passività o attività a benefici definiti sono rilevati a conto economico come "Proventi/(oneri) finanziari", e sono determinati moltiplicando il valore della passività/(attività) netta per il tasso utilizzato per attualizzare le obbligazioni, tenendo conto dei pagamenti dei contributi e dei benefici avvenuti durante il periodo;
- le componenti di rimisurazione della passività netta, che comprendono gli utili e le perdite attuariali, il rendimento delle attività (esclusi gli interessi attivi rilevati a Conto economico) e qualsiasi variazione nel limite dell'attività, sono rilevati immediatamente nel Conto economico complessivo, tra le variazioni di patrimonio netto afferenti a poste di natura economica. Tali componenti non devono essere riclassificati tra le componenti economiche in un periodo successivo.

Contributi pubblici

I contributi pubblici sono rilevati al loro *fair value* quando sussiste la ragionevole certezza che tutte le condizioni necessarie al loro ottenimento risultino soddisfatte e che essi saranno ricevuti. I contributi ricevuti a fronte di specifiche spese sono rilevati quali passività e accreditati a conto economico con un criterio sistematico negli esercizi necessari a contrapporli alle spese correlate.

I contributi pubblici in conto capitale, inclusi i contributi non monetari valutati al *fair value*, sono iscritti come ricavo differito, imputato come provento con un criterio sistematico e razionale durante la vita utile del bene.

Attività e passività destinate alla vendita e Discontinued Operation

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nella situazione patrimoniale-finanziaria separatamente dalle altre attività e passività.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo *fair value* (valore equo), al netto dei costi di vendita.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il *fair value* (valore equo) al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una *discontinued operation* se, alternativamente:

- rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; ovvero
- fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; *o*
- sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

I risultati delle *discontinued operations*, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle *discontinued operations* sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi sono rilevati in base al modello di rilevazione previsto dall'IFRS 15 basato su 5 steps:

i) identificazione del contratto con il cliente. Per contratto si intende l'accordo commerciale approvato tra due o più parti che crea diritti e obbligazioni esigibili. Il principio contiene disposizioni specifiche per valutare se due o più contratti devono essere combinati tra di loro e per identificare le implicazioni contabili di una modifica contrattuale;

ii) identificazione delle "*Performance obligations*" contenute nel contratto;

iii) determinazione del "*Transaction price*". Al fine di determinare il prezzo dell'operazione occorre considerare, tra gli altri, i seguenti elementi:

a. eventuali importi riscossi per conto di terzi, che devono essere esclusi dal corrispettivo;

b. componenti variabili del prezzo (quali performance bonus, penali, sconti, rimborsi, incentivi, ecc.);

c. componente finanziaria, nel caso in cui i termini di pagamento concedano al cliente una dilazione significativa;

iv) allocazione del prezzo alle *Performance obligations* sulla base del "*Relative Stand Alone Selling Price*";

v) rilevazione dei ricavi quando la *Performance obligation* è soddisfatta. Il trasferimento del bene o servizio avviene quando il cliente ottiene il controllo del bene o

servizio e cioè quando ha la capacità di deciderne e/o indirizzarne l'uso e ottenerne sostanzialmente tutti i benefici. Viene sostituito il principio espresso dallo IAS 18 per cui il ricavo va rilevato guardando ai benefici ricavabili dall'attività e alla valutazione di probabilità di incasso del relativo credito. Il controllo può essere trasferito in un certo momento (*point in time*) oppure nel corso del tempo (*over time*).

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

i) i ricavi per vendita e distribuzione di energia elettrica, energia termica, gas, calore e vapore sono rilevati all'atto del passaggio di proprietà, che avviene essenzialmente in occasione dell'erogazione o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati mediante lettura dei consumi;

ii) i ricavi per la vendita di certificati sono contabilizzati al momento delle cessioni;

iii) i ricavi per prestazioni di servizi vengono registrati all'atto di erogazione o secondo le clausole contrattuali.

Riconoscimento dei costi

I costi sono riconosciuti al momento dell'acquisizione del bene o servizio e/o al trasferimento dei relativi rischi e benefici.

Imposte

Le imposte correnti sono calcolate sulla base del reddito imponibile dell'esercizio, applicando le aliquote fiscali vigenti alla data di bilancio.

Le imposte anticipate e differite sono calcolate a fronte di tutte le differenze che emergono tra il valore fiscale di un'attività o passività e il relativo valore contabile. Le imposte anticipate, incluse quelle relative alle perdite fiscali pregresse, sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le imposte differite e anticipate sono determinate utilizzando le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze saranno realizzate o estinte, sulla base delle aliquote fiscali in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di bilancio.

Le imposte correnti, differite e anticipate sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto nei cui casi anche il relativo effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto. Le imposte sono compensate quando sono applicate dalla medesima autorità fiscale e vi è un diritto legale di compensazione.

3. STIME E ASSUNZIONI

La predisposizione dei bilanci richiede, da parte degli amministratori, l'applicazione di principi e metodologie contabili che, in talune circostanze, trovano fondamento in valutazioni e stime basate sull'esperienza storica e su assunzioni che sono di volta in volta considerate ragionevoli e realistiche in funzione delle relative circostanze. L'applicazione di tali stime e assunzioni influenza gli importi rilevati in bilancio, nonché l'informativa fornita. I risultati finali delle poste di bilancio per le quali sono state utilizzate le suddette stime e assunzioni possono differire da quelli riportati nei bilanci che rilevano gli effetti del manifestarsi dell'evento oggetto di stima, a causa dell'incertezza che caratterizza le assunzioni e le condizioni sulle quali si basano le stime.

Di seguito sono brevemente elencate le voci che, relativamente al Gruppo, richiedono maggiore soggettività da parte degli amministratori nell'elaborazione delle stime e per le quali un cambiamento nelle condizioni sottostanti le assunzioni utilizzate potrebbe avere un impatto significativo sui risultati finanziari del Gruppo.

a) Ricavi delle vendite energia e gas naturale: includono la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti, non ancora oggetto di lettura periodica e in alcuni casi non ancora fatturati al 31 dicembre 2025, oltre ai ricavi già fatturati ai clienti in base alle letture periodiche dei consumi effettuate nel corso dell'anno. I processi e le modalità di valutazione e della determinazione di tali stime sono basati su assunzioni a volte complesse in quanto i metodi utilizzati per stimare le quantità dei consumi dopo la data dell'ultima lettura si basano su assunzioni ed algoritmi di calcolo articolati;

b) *Impairment Tes*t: il valore contabile delle attività materiali e immateriali (ove necessario) viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. Per l'avviamento, l'*impairmen*t test viene svolto almeno ad ogni chiusura di bilancio.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subìto una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo o alla cessione futura, in relazione a quanto precisato nei più recenti piani aziendali. Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse.

Il test avviene confrontando il valore contabile (*carrying amount*) dell'attività o del gruppo di attività componenti l'unità generatrice di flussi finanziari (CGU) con il valore recuperabile della stessa, dato dal maggiore tra il relativo *fair value* (al netto degli eventuali oneri di vendita) ed il valore dei flussi di cassa netti attualizzati che si prevede saranno prodotti dall'attività o dal gruppo di attività componenti la CGU (valore d'uso).

Ai fini dello svolgimento del test d'*impairment* sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti da piano economico finanziario predisposto dal management, nonché (per i beni in concessione) il previsto valore residuo delle opere e dei cespiti che si prevede di ottenere al termine della concessione stessa.

Nello specifico, riveste particolare rilievo la determinazione del valore recuperabile delle immobilizzazioni relative alle concessioni idroelettriche in essere, ai fini del quale vengono stimati i valori di rimborso dei beni non gratuitamente devolvibili nonché i flussi finanziari futuri attesi dall'esercizio degli impianti, i quali possono essere soggetti a variazioni nel tempo anche in funzione delle condizioni climatiche.

Il tasso di attualizzazione dei flussi WACC viene determinato come da prassi, riflettendo le valutazioni di mercato del costo del denaro e i rischi specifici del settore di attività, al netto delle imposte.

c) Fondo svalutazione crediti commerciali: il fondo svalutazione crediti riflette la miglior stima degli amministratori circa le perdite relative al portafoglio crediti nei confronti della clientela. Tale stima si basa sulle perdite attese da parte del Gruppo, come disciplinato dall'IFRS 9, determinate in funzione dell'esperienza passata per crediti simili, degli scaduti correnti e storici, dell'attento monitoraggio della qualità del credito e di proiezioni circa le condizioni economiche e di mercato.

d) Imposte anticipate: la contabilizzazione delle imposte anticipate è effettuata sulla base delle aspettative di un imponibile fiscale negli esercizi futuri atto al loro recupero. La valutazione degli imponibili attesi ai fini della contabilizzazione delle imposte anticipate dipende da fattori che possono variare nel tempo e determinare effetti significativi sulla recuperabilità dei crediti per imposte anticipate.

e) Fondi rischi e oneri: a fronte dei rischi legali sono rilevati accantonamenti rappresentativi del rischio di esito negativo. Il valore dei fondi iscritti in bilancio relativi a tali rischi rappresenta la miglior stima alla data operata dagli amministratori. Tale stima comporta l'adozione di assunzioni che dipendono da fattori che possono cambiare nel tempo e che potrebbero pertanto avere effetti significativi rispetto alle stime correnti effettuate dagli amministratori per la redazione dei bilanci del Gruppo.

f) *Fair value* degli strumenti finanziari derivati: la determinazione del *fair value* di attività finanziarie non quotate, quali gli strumenti finanziari derivati, avviene attraverso tecniche finanziarie di valutazione comunemente utilizzate che richiedono assunzioni e stime di base. Tali assunzioni potrebbero non verificarsi nei tempi e nelle modalità previsti. Pertanto, le stime effettuate dal Gruppo potrebbero divergere dai dati a consuntivo.

g) Rilevazione dei beni in concessione (Diritti su infrastrutture in concessione): il Gruppo detiene diverse attività e beni in regime di concessione nei settori della produzione di energia idroelettrica, della distribuzione di energia e gas e di altri servizi pubblici locali.

Le modalità di rilevazione contabile di tali attività dipendono dalla valutazione svolta ai fini dell'applicazione dell'Interpretazione IFRIC 12, che richiede di valutare se l'ente concedente eserciti un controllo sostanziale sui servizi resi, sui soggetti destinatari e sulle condizioni tariffarie, nonché se mantenga un interesse residuo significativo nelle infrastrutture al termine della concessione.

Con riferimento alle attività di produzione di energia idroelettrica e ad altri servizi pubblici locali di minore rilevanza, il Gruppo ha ritenuto che tali presupposti non ricorrano congiuntamente, in quanto i ricavi derivano prevalentemente da vendite a prezzi di mercato e non risultano determinati da meccanismi tariffari regolati dall'ente concedente, circostanza che comporta il mantenimento, in capo al Gruppo, del controllo economico delle attività e dei flussi generati: tali concessioni risultano pertanto escluse dall'ambito applicativo di IFRIC 12 e le relative attività immobilizzate sono iscritte tra le immobilizzazioni materiali e immateriali. Rientrano invece nell'ambito di applicazione di IFRIC 12 le concessioni relative alla distribuzione di energia, gas e acqua, caratterizzate da un quadro tariffario regolato e da vincoli operativi definiti dall'ente concedente, per le quali il Gruppo ha rilevato un'attività immateriale rappresentativa del diritto di gestione per la durata dell'affidamento, oggetto di rilevazione separata nella situazione patrimoniale e finanziaria consolidata.

Il valore contabile dei diritti su infrastrutture in concessione rilevati con il modello dell'attività immateriale a sensi dell'IFRIC 12, è determinato sulla base dei costi effettivamente sostenuti maggiorati di un *mark up*. Quest'ultimo è rappresentativo della miglior stima circa la remunerazione dei costi interni per l'attività di direzione lavori e progettazione svolta dal Gruppo, pari al *mark up* che un *general constructor* terzo richiederebbe per svolgere la medesima attività, così come previsto dall'IFRIC 12.

h) Ammortamento delle attività materiali e immateriali: il costo delle attività materiali e immateriali è ammortizzato in quote costanti lungo la vita utile stimata di ciascun bene. La vita utile economica delle attività materiali e immateriali è determinata nel momento in cui esse vengono acquistate ed è basata sull'esperienza storica per analoghe attività, condizioni di mercato e anticipazioni riguardanti eventi futuri che potrebbero avere un impatto, tra i quali variazioni nella tecnologia. L'effettiva vita economica, pertanto, può differire dalla vita utile stimata. Il Gruppo valuta annualmente i cambiamenti tecnologici e di settore, le eventuali variazioni delle condizioni contrattuali e della normativa vigente connesse all'utilizzo delle attività materiali e immateriali e il valore di recupero per aggiornare la vita utile residua. Il risultato di tali analisi può modificare il periodo di ammortamento e quindi anche la quota di ammortamento a carico dell'esercizio e di quelli futuri. Inoltre, per i beni detenuti in regime di concessione (sia rientranti che esclusi dall'ambito di applicazione IFRIC 12), il piano di ammortamento tiene conto della valutazione del valore recuperabile

delle immobilizzazioni alla scadenza della concessione che, in ipotesi di mancato rinnovo, dipende dalla determinazione del valore di indennizzo o remunerazione riconosciuto al concessionario secondo la normativa e le convenzioni applicabili.

i) Perequazione: la componente di "perequazione" è stimata per un importo corrispondente alla differenza positiva o negativa tra i ricavi realizzati verso i clienti finali ed il "vincolo ai ricavi ammessi" (VRT) determinato conformemente alle delibere dell'ARERA aggiornate alla data di predisposizione del bilancio.

j) Trattamento contabile applicabile alle acquisizioni: il Gruppo ha concluso nel corso dell'esercizio alcune operazioni straordinarie, descritte nel precedente paragrafo 2.3. Nel determinare il trattamento contabile applicabile a tali operazioni, il Gruppo ha dovuto preliminarmente determinare se esse si qualifichino come aggregazioni aziendali anziché come acquisizioni di un gruppo di attività. La contabilizzazione di un'aggregazione aziendale ai sensi dell'IFRS 3 si differenzia in modo sostanziale da quella di un'acquisizione di attività, in particolare, ma non esclusivamente, per i seguenti aspetti:

- l'avviamento o l'utile da acquisto a condizioni vantaggiose (*bargain purchase*) sorgono esclusivamente nelle aggregazioni aziendali;
- le attività acquisite e le passività assunte sono generalmente rilevate al *fair value* in un'aggregazione aziendale, mentre in un'acquisizione di attività sono iscritte sulla base dei *fair value* relativi;
- i costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono spesati nel conto economico se relativi a un'aggregazione aziendale, ma sono capitalizzati come parte del costo dell'attività in caso di acquisizione di attività;
- le attività e passività fiscali differite devono essere rilevate in caso di aggregazione aziendale, ma non sono rilevate ai sensi dello IAS 12 in caso di acquisizione di attività;
- gli obblighi informativi sono significativamente più estesi per le aggregazioni aziendali rispetto alle acquisizioni di attività;
- solo per le aggregazioni aziendali è ammessa l'allocazione provvisoria del corrispettivo alle attività nette acquisite nei 12 mesi successivi all'operazione.

Affinché un'operazione si qualifichi come aggregazione aziendale l'entità acquisita deve costituire un business (ossia esercitare attività d'impresa) ai sensi dell'IFRS 3. Per essere qualificata come attività d'impresa, un insieme integrato di attività e beni deve includere, almeno, un input e un processo sostanziale che, congiuntamente, contribuiscano in modo significativo alla capacità di generare output. L'identificazione di uno o più processi sostanziali è soggetta a valutazioni discrezionali e può richiedere l'utilizzo del giudizio professionale. Nelle acquisizioni concluse nell'esercizio e qualificate come aggregazioni aziendali da parte del Gruppo, si è ritenuto che i processi sostanziali siano garantiti da contratti di *outsourcing* pluriennali sottoscritti tra il Gruppo e la parte venditrice contestualmente alle acquisizioni, e svolte da società non controllate, ma nelle quali il Gruppo ha, sempre contestualmente all'operazione, investito con partecipazioni di collegamento.

4. PRINCIPI CONTABILI: EMENDAMENTI E INTERPRETAZIONI

Applicabili dal presente esercizio

Con decorrenza dal giorno 1° gennaio 2025 sono applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e/o modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti, laddove previsto, dall'Unione Europea.

IAS 21 - "Lack of Exchangeability" - Amendment

Per gli esercizi aventi inizio a partire dal 01.01.2025, l'amendment (pubblicato il 13.11.2024) specifica i modi con cui un'entità deve definire se una valuta risulta scambiabile, nonché come determinare il tasso di cambio a pronti qualora la stessa scambiabilità venga a mancare. Gli emendamenti richiedono inoltre la presentazione di un'adeguata informativa che consenta agli utilizzatori del bilancio di comprendere come il fatto che una valuta non sia scambiabile in un'altra valuta influisca, o si prevede influisca, sulla performance finanziaria, sulla situazione patrimoniale-finanziaria e sui flussi finanziari dell'entità.

Omologati dall'Unione Europea ma applicabili in esercizi successivi

I seguenti principi contabili, modifiche di principi contabili e/o interpretazioni emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea alla data di presentazione del bilancio risultano applicabili obbligatoriamente da esercizi successivi a quello in discussione:

IFRS 9/IFRS 7 - "Classification and measurement of financial instruments" - Amendments

Gli emendamenti (pubblicati il 28.05.2025) sono efficaci per gli esercizi che iniziano a partire dal 01.01.2026, benché (esclusivamente per la classificazione delle attività finanziarie e le relative informative) ne sia consentita l'adozione anticipata. Gli stessi prevedono:

- un chiarimento secondo cui una passività finanziaria è eliminata contabilmente (derecognised) alla data di regolamento, nonché l'introduzione di una facoltà di scelta contabile (al ricorrere di specifiche condizioni) per eliminare contabilmente le passività finanziarie regolate tramite un sistema di pagamento elettronico prima della data di regolamento;
- orientamenti aggiuntivi su come debbano essere valutati i flussi finanziari contrattuali delle attività finanziarie con caratteristiche ambientali, sociali e di governance (ESG) e altre caratteristiche simili;
- chiarimenti su cosa si intenda per caratteristiche "non recourse" e su quali siano le caratteristiche degli strumenti contrattualmente collegati;
- l'introduzione di informative per gli strumenti finanziari con caratteristiche contingenti e ulteriori requisiti informativi per gli strumenti di capitale classificati al fair value rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo (OCI).

Annual improvements agli IFRS Accounting Standards - Volume 11

Nel luglio 2024, lo IASB ha pubblicato nove emendamenti di portata limitata (narrow scope amendments), nell'ambito della propria attività periodica di manutenzione degli IFRS Accounting Standards. Gli stessi includono chiarimenti, semplificazioni, correzioni o modifiche finalizzati a migliorare la coerenza applicativa dei seguenti principi: "IFRS 1 - First time Adoption of International Financial Reporting Standards", "IFRS 7 - Financial Instruments: Disclosures, inclusa la relativa Guidance on implementing IFRS 7", "IFRS 9 - Financial Instruments", "IFRS 10 - Consolidated Financial Statements" e "IAS 7 - Statement of Cash Flows". Sono efficaci per i periodi di rendicontazione che iniziano a partire dal 01.01.2026, ne è consentita l'applicazione anticipata, che deve essere adeguatamente indicata nell'informativa di bilancio.

IFRS 9/IFRS 7 - "Contracts referencing nature dependent electricity" - Amendments

Gli emendamenti si applicano esclusivamente ai contratti che fanno riferimento a forniture di elettricità il cui prezzo o volume dipendono da fattori naturali; in particolare:

- forniscono chiarimenti sull'applicazione dei requisiti relativi all'eccezione per uso proprio (own use) ai contratti rientranti nell'ambito di applicazione;
- modificano i criteri di designazione dell'elemento coperto nell'ambito delle relazioni di copertura dei flussi finanziari (cash flow hedge) per i contratti rientranti nell'ambito di applicazione;
- introducono nuovi requisiti informativi volti a consentire agli investitori di comprendere gli effetti di tali contratti sulla performance finanziaria e sui flussi di cassa dell'entità.
- gli stessi entreranno in vigore per i periodi di rendicontazione che iniziano a partire dal 01.01.2026 e ne è consentita l'adozione anticipata, che deve tuttavia essere oggetto di informativa.
- gli emendamenti relativi all'eccezione per uso proprio devono essere applicati retrospettivamente, mentre quelli in materia di hedge accounting devono essere applicati prospetticamente alle nuove relazioni di copertura designate dalla data di prima applicazione.
- inoltre, gli emendamenti alle disclosure previste dall'IFRS 7 devono essere applicati congiuntamente agli emendamenti all'IFRS 9. Qualora un'entità non ri-determini le informazioni comparative, non è consentita la presentazione di informative comparative.

Applicabili in esercizi successivi ma non ancora omologati dall'Unione Europea

I seguenti principi contabili, modifiche di principi contabili e interpretazioni emanati dallo IASB non sono ancora stati omologati dall'Unione Europea e, pertanto, risulteranno applicabili in data successiva rispetto all'esercizio in discussione:

IFRS 18 - "Presentation and Disclosure in Financial Statements"

Nell'aprile 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 18, che sostituisce lo IAS 1. Sebbene numerose sezioni siano state riprese dallo IAS 1 con modifiche limitate, l'IFRS 18 introduce nuovi requisiti di presentazione nel conto economico (statement of profit or loss), inclusa l'indicazione di totali e subtotali specificamente definiti. Il principio richiede inoltre l'informativa, nelle note, delle misure di performance definite dal management (management defined performance measures) e introduce nuovi requisiti in materia di aggregazione e disaggregazione delle informazioni finanziarie, basati sui "ruoli" identificati dei prospetti primari di bilancio e delle note. L'IFRS 18 e tutti gli emendamenti conseguenti sono efficaci per i periodi di rendicontazione che iniziano a partire dal 01.01.2027, ne è consentita l'applicazione anticipata e ne è richiesta l'applicazione retrospettiva.

IFRS 19 - "Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"

Lo IASB ha emesso l'IFRS 19, che consente alle entità idonee di optare per l'applicazione di requisiti informativi ridotti, continuando tuttavia ad applicare i requisiti di rilevazione, valutazione e presentazione previsti dagli altri IFRS Accounting Standards.

Ai fini dell'idoneità, alla fine del periodo di rendicontazione, un'entità deve essere una controllata (subsidiary) come definito dall'IFRS 10, non deve presentare public accountability e deve avere una capogruppo (ultima o intermedia) che redige bilanci consolidati conformi agli IFRS Accounting Standards, disponibili per l'uso pubblico. L'IFRS 19 sarà efficace per i periodi di rendicontazione che iniziano a partire dal 01.01.2027 e ne è consentita l'applicazione anticipata.

5. RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato cui la Società è esposta si può declinare in:

- rischio prezzo: l'energia elettrica prodotta dagli impianti viene venduta a prezzo fisso a Dolomiti Energia Trading, cui viene quindi trasferito il rischio prezzo;
- rischio tasso di cambio: la Società opera principalmente sul mercato nazionale, quindi è esposta marginalmente alle fluttuazioni dei tassi di cambio monetario;
- rischio tasso: la Società, con l'obiettivo di mitigare tale rischio, ha stipulato operazioni in derivati su tassi, i cui dettagli sono elencati in Nota Integrativa.

5.1. Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio di variazione di tasso in quanto ha in essere finanziamenti e depositi presso terzi in parte a tasso variabile. Variazioni nei livelli dei tassi d'interesse di mercato influenzano il costo e il rendimento delle varie forme di finanziamento e di deposito, incidendo pertanto sul livello degli oneri e dei proventi finanziari del Gruppo. Il Gruppo valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2025 l'indebitamento finanziario del Gruppo è costituito da:

- prestito obbligazionario per euro migliaia 300.000, a tasso fisso del 3,5%, emesso dalla Dolomiti Energia S.p.A. e quotato su mercati regolamentati;
- prestito obbligazionario per euro migliaia 110.000, a tasso fisso del 4,6%, emesso dalla controllata SET S.p.A. e integralmente rimborsato nel primo trimestre del 2026;
- prestito obbligazionario per euro migliaia 5.052, a tasso variabile, emesso dalla capogruppo Dolomiti Energia Holding S.p.A.;
- finanziamento BEI per euro migliaia 56.250, a tasso variabile (affiancato da IRS con finalità di copertura), stipulato da Dolomiti Energia S.p.A.;
- finanziamento BEI per euro migliaia 93.750, a tasso fisso, stipulato da Dolomiti Energia Holding S.p.A.;
- finanziamento BEI per euro migliaia 80.000 (di originari euro migliaia 200.000 la cui quota rimanente è stata erogata a marzo 2026), a tasso fisso, stipulato da Dolomiti Energia S.p.A.;
- altri finanziamenti a breve termine a tasso variabile/fisso.

Al fine di mitigare il rischio derivante dalla fluttuazione del tasso di interesse, il Gruppo ha stipulato contratti di ***interest rate swap***, con l'obiettivo di mitigare la potenziale incidenza della variabilità dei tassi d'interesse sul risultato economico.

AL 31 DICEMBRE 2025 - IRS		
DATA OPERAZIONE	25/05/2017	26/05/2017
SOCIETÀ	Dolomiti Energia Holding S.p.A.	Dolomiti Energia Holding S.p.A.
CONTROPARTE	Unicredit	Intesa San Paolo
DECORRENZA	01/01/2021	01/01/2021
SCADENZA	30/09/2032	30/09/2032
NOZIONALE IN EURO	28.125.000	28.125.000
INTERESSE VARIABILE	Euribors 3M (floor -0,80)	Euribors 3M (floor -0,80)
INTERESSE FISSO	1,34%	1,32%
Fair value	**986.371**	**1.001.739**

AL 31 DICEMBRE 2024 - IRS		
DATA OPERAZIONE	25/05/2017	26/05/2017
SOCIETÀ	Dolomiti Energia Holding S.p.A.	Dolomiti Energia Holding S.p.A.
CONTROPARTE	Unicredit	Intesa San Paolo
DECORRENZA	01/01/2021	01/01/2021
SCADENZA	30/09/2032	30/09/2032
NOZIONALE IN EURO	32.291.667	32.291.667
INTERESSE VARIABILE	Euribors 3M (floor -0,80)	Euribors 3M (floor -0,80)
INTERESSE FISSO	1,34%	1,32%
Fair value	**1.035.479**	**1.053.565**

Sensitivity Analysis relativa al rischio di tasso di interesse

La misurazione dell'esposizione del Gruppo al rischio di tasso di interesse è stata effettuata mediante un'analisi di sensitività che ha considerato le esposizioni contrattualizzate a tasso variabile. Nell'ambito delle ipotesi effettuate si sono valutati gli effetti sul conto economico e sul patrimonio netto del Gruppo al 31 dicembre 2024 derivanti da un'ipotetica variazione dei tassi di mercato che scontano rispettivamente un apprezzamento ed un deprezzamento pari a 50bps. Il metodo di calcolo ha applicato ai saldi puntuali dell'indebitamento finanziario lordo e dei depositi l'ipotesi di variazione del tasso d'interesse applicato in corso d'anno. Tale analisi è basata sull'assunzione di una variazione generale ed istantanea del livello dei tassi di interesse di riferimento.

I risultati di tale ipotetica, istantanea variazione del livello dei tassi di interesse applicabili alle passività finanziarie e ai depositi a tasso variabile del Gruppo sono riportati nella tabella di seguito:

(In migliaia di euro)	Impatto sull'utile al netto dell'effetto fiscale		Impatto sul patrimonio netto al netto dell'effetto fiscale	
	-50 bps	**+ 50 bps**	**-50 bps**	**+ 50 bps**
Esercizio chiuso al 31 dicembre 2025	0	0	0	0
Esercizio chiuso al 31 dicembre 2024	312	(312)	312	(312)

5.2 Rischio di commodity

Il rischio prezzo delle commodities connesso alla volatilità dei prezzi delle commodity energetiche (gas, elettricità, olio combustibile, ecc.) e dei certificati ambientali (tariffa incentivante, certificati bianchi, ecc.) consiste nei possibili effetti negativi che la variazione del prezzo di mercato di una o più commodities possono determinare sui flussi di cassa e sulle prospettive di reddito del Gruppo. La funzione "Finanza e Risk Management" ha lo scopo di monitorare i rischi derivanti dalle oscillazioni di prezzo e, a tal fine, il Gruppo utilizza strumenti derivati, principalmente peak, con l'obiettivo di mitigare, a condizioni economicamente accettabili, la potenziale incidenza della variabilità dei prezzi sul risultato economico.

Si riepilogano di seguito le principali caratteristiche degli strumenti derivati sottoscritti dal Gruppo al 31 dicembre 2025 e 2024 per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi, che da un punto di vista contabile sono classificati sia di copertura che non di copertura:

(In migliaia di euro)	**AL 31 DICEMBRE 2025 - COMMODITY**	**AL 31 DICEMBRE 2025 - COMMODITY**
DATA OPERAZIONE	2022/2023/2024/2025	2022/2023/2024
SOCIETÀ	Dolomiti Energia Trading S.p.A.	Dolomiti Energia Trading S.p.A.
CONTROPARTE	varie (*)	varie (*)
SOTTOSTANTE	Power/Gas/CO2	Power/Gas/CO2
SCADENZA	2026/2027/2028	2025/2026
Nozionali operazioni buy	(240.178)	(146.079)
Fair value operazioni buy	(7.626)	23.372
Nozionali operazioni sell	286.319	264.419
Fair value operazioni sell	16.705	(41.723)

(*) European Energy Exchange, primari Istituti di credito e operatori grossisti di energia elettrica e gas.

5.3 Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione del Gruppo a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti.

Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure ed opportune azioni di mitigazione volte alla valutazione preventiva del merito creditizio della controparte ed alla costante verifica del rispetto del limite di esposizione nonché attraverso richiesta di adeguate garanzie.

I crediti commerciali sono rilevati in bilancio al netto della svalutazione calcolata sulla base del rischio di inadempienza della controparte, determinata considerando le informazioni disponibili sulla solvibilità del cliente e considerando i dati storici.

L'esposizione complessiva al rischio di credito al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 è rappresentata dalla sommatoria delle attività finanziarie iscritte in bilancio, riepilogate di seguito:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Crediti verso clienti	416.862	421.893
Crediti verso imprese collegate	68	42
Crediti verso clienti	1	25
Crediti verso imprese sorelle	1.550	8.201
Fondo svalutazione crediti	(16.703)	(18.778)
TOTALE	**401.778**	**411.383**

5.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si può manifestare con l'incapacità di reperire, a condizioni economiche, le risorse finanziarie necessarie per l'operatività del Gruppo. I due principali fattori che influenzano la liquidità del Gruppo sono:

- le risorse finanziarie generate o assorbite dalle attività operative e di investimento;
- le caratteristiche di scadenza o rinnovo del debito finanziario.

Una gestione prudente del rischio di liquidità originato dalla normale operatività implica il mantenimento di un adeguato livello di disponibilità liquide, di titoli a breve termine e la disponibilità di fondi ottenibili mediante un adeguato ammontare di linee di credito. I fabbisogni di liquidità del Gruppo sono monitorati da una funzione a livello centrale nell'ottica di garantire un efficace reperimento delle risorse finanziarie e un adeguato investimento/rendimento della liquidità.

La tabella che segue analizza le passività finanziarie (compresi i debiti commerciali e gli altri debiti), il cui rimborso è previsto essere entro l'esercizio, nel periodo compreso tra uno e cinque esercizi e oltre cinque esercizi, viene riportata a seguire:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2025		
	Scadenza		
	Entro 1 anno	**Tra 1 e 5 anni**	**Oltre 5 anni**
Debiti commerciali	301.386	-	-
Debiti verso banche e altri finanziatori	97.251	493.640	138.799
Passività per imposte correnti	339	-	-
Altri debiti	37.508	123.929	-
TOTALE	**436.463**	**617.569**	**138.799**

	AL 31 DICEMBRE 2024		
Debiti commerciali	300.943	-	-
Debiti verso banche e altri finanziatori	348.301	186.476	86.423
Passività per imposte correnti	78.320	-	-
Altri debiti	75.932	123.684	-
TOTALE	**803.496**	**310.160**	**86.423**

5.5 Stima del fair value

In relazione agli strumenti finanziari valutati al fair value, vengono rappresentate nella tabella seguente le informazioni sul metodo scelto per la determinazione del fair value. Le metodologie applicabili sono distinte nei seguenti livelli, sulla base della fonte delle informazioni disponibili, come di seguito descritto:

- Livello 1: *fair value* determinati con riferimento a prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per strumenti finanziari identici;
- Livello 2: *fair value* determinati con tecniche di valutazione con riferimento a variabili osservabili su mercati attivi;
- Livello 3: *fair value* determinati con tecniche di valutazione con riferimento a variabili di mercato non osservabili.

Gli strumenti finanziari esposti al *fair value* del Gruppo sono classificati nel livello 2 ed il criterio generale utilizzato per calcolarlo è il valore attuale dei flussi di cassa futuri previsti dello strumento oggetto di valutazione.

Gli input di mercato utilizzati includono: i) le curve forward dei prezzi delle commodities (es. energia elettrica, gas naturale), ottenute da mercati regolamentati o da fornitori di dati finanziari; ii) i tassi di interesse di riferimento (es. Euribor), utilizzati per la costruzione delle curve di sconto tramite tecniche di bootstrapping; iii) eventuali volatilità implicite e spread di credito (ove rilevanti), per la valutazione di opzioni o strumenti complessi; iv) prezzi di strumenti comparabili o componenti dello strumento derivato, in assenza di un prezzo diretto.

I dati di input sono sottoposti a processi di elaborazione come lo shaping delle curve forward e il bootstrapping delle curve di tasso, secondo modelli di pricing e misurazione del rischio ampiamente riconosciuti nella prassi professionale.

Nella tabella di seguito vengono rappresentate le attività e le passività che sono misurate al *fair value* al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2025		
	Livello 1	**Livello 2**	**Livello 3**
Strumenti finanziari derivati (*interest rate swap*)	-	1.988	-
Strumenti finanziari derivati (*commodities*)*	-	3.959	-
Strumenti finanziari derivati (FER)	-	-	5.120

** tale importo accoglie il fair value di tutti gli strumenti finanziari derivati che da un punto di vista contabile sono classificati sia di copertura che non di copertura.*

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2024		
	Livello 1	**Livello 2**	**Livello 3**
Strumenti finanziari derivati (*interest rate swap*)	-	2.089	-
Strumenti finanziari derivati (*commodities*)*	-	(18.351)	-

** tale importo accoglie il fair value di tutti gli strumenti finanziari derivati che da un punto di vista contabile sono classificati sia di copertura che non di copertura.*

A conclusione della trattazione, la tabella seguente fornisce una ripartizione delle attività e passività finanziarie per categoria al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024:

(In migliaia di euro)	Attività/passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Attività/passività finanziarie valutate al fair value FVOCI	Attività/passività finanziarie valutate al fair value FVTPL	TOTALE
Al 31 dicembre 2025				
Attività correnti				
Disponibilità liquide	81.549	-	-	**81.459**
Crediti commerciali	401.778	-	-	**401.778**
Altre attività correnti	80.540	-	-	**80.540**
Attività finanziarie correnti	27.974	5.451	6.783	**40.208**
Attività non correnti				
Altre attività non correnti	24.771	-	-	**24.771**
Attività finanziarie non correnti	11.364	7.626	-	**18.990**
Attivita' destinate alla vendita e *Discontinued Operation*			**-**	
Passività correnti				
Debiti commerciali	301.386	-	-	**301.386**
Passività finanziarie correnti	87.766	1.820	6.895	**96.481**
Altri debiti correnti	37.508	-	-	**37.508**
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	633.133	76	-	**633.209**
Altri debiti non correnti	123.920	-	-	**123.920**
Al 31 dicembre 2024				
Attività correnti				
Disponibilità liquide	149.419	-	-	**149.419**
Crediti commerciali	411.383	-	-	**411.383**
Altre attività correnti	95.268	-	-	**95.268**
Attività finanziarie correnti	50.961	2.213	20.988	**74.162**
Attività non correnti				
Altre attività non correnti	31.748	-	-	**31.748**
Attività finanziarie non correnti	9.190	2.089	-	**11.279**
Attivita' destinate alla vendita e *Discontinued Operation*	**-**	**-**	**-**	**-**
Passività correnti				
Debiti commerciali	300.943	-	-	**300.943**
Passività finanziarie correnti	307.134	19.359	21.808	**348.301**
Altri debiti correnti	73.932	-	-	**73.932**
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	272.514	385	-	**272.899**
Altri debiti non correnti	123.680	-	-	**123.680**

Al 31 dicembre 2025, le passività finanziarie correnti e non correnti includono per euro 112.047 migliaia il valore dei prestiti obbligazionari a tasso fisso di SET (nota 7.18), il cui valore al fair value alla data del 31 dicembre 2025 è negativo per euro 117.666 migliaia; tale valore è stato determinato applicando tecniche di valutazione con riferimento a variabili di mercato non osservabili (classificazione di livello 3 e fair value pari al valore attuale dei flussi di cassa futuri previsti dallo strumento oggetto di valutazione).

6. INFORMATIVA PER SETTORI OPERATIVI

L'identificazione dei settori operativi e delle relative informazioni riportate nel presente paragrafo si è basata sugli elementi che il management utilizza per prendere le proprie decisioni operative. In particolare, la rendicontazione interna rivista ed utilizzata periodicamente dai più alti livelli decisionali del Gruppo prende a riferimento i seguenti settori operativi:

1. Produzione energia elettrica;
2. Produzione Calore, Vapore e Raffrescamento;
3. Distribuzione e reti;
4. Commerciale e trading;
5. Ciclo idrico e Ambiente;
6. Servizi energetici;
7. Altri servizi minori.

Il settore della produzione di energia elettrica comprende principalmente le produzioni da impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici, mentre quella di calore, vapore e raffrescamento include la produzione di flussi energetici da impianti cogenerativi. L'attività di distribuzione e gestione reti riguarda la distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica e lo sviluppo e la manutenzione delle reti di trasporto. Il settore commerciale e trading si occupa di acquisto all'ingrosso di energia e gas naturale e della sua commercializzazione ai clienti finali. Il business relativo al ciclo idrico e ambiente è attivo nella distribuzione dell'acqua e nella raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani ed infine i servizi di efficientamento energetico si concretizzano nelle attività riferite alla progettazione e ottimizzazione degli edifici in ambito del risparmio energetico.

I risultati dei settori operativi sono misurati attraverso l'analisi dell'andamento dell'Ebitda (definito come utile del periodo prima degli ammortamenti, accantonamenti a fondi rischi, svalutazioni di beni, oneri e proventi finanziari ed imposte) e dell'Ebit. In particolare, il management ritiene che l'Ebitda fornisca una buona indicazione della performance in quanto non influenzato dalla normativa fiscale e dalle politiche di ammortamento.

L'informativa economica per settore operativo è la seguente:

Valori in migliaia di Euro

2025

	Produzione energia elettrica	Produzione Calore, Vapore e raffrescamento	Distribuzione e reti	Commerciale e trading	Ciclo idrico e Ambiente	Servizi energetici	Altri Servizi Minori	TOTALE
EBITDA	310.949	2.818	83.926	74.068	8.308	15.909	(4.777)	**491.203**
EBIT	288.409	436	54.157	66.004	266	15.167	(17.198)	**407.242**

Valori in migliaia di Euro

2024

	Produzione energia elettrica	Produzione Calore, Vapore e raffrescamento	Distribuzione e reti	Commerciale e trading	Ciclo idrico e Ambiente	Servizi energetici	Altri Servizi Minori	TOTALE
EBITDA	478.864	1.893	78.939	90.117	8.963	26.133	(6.439)	**678.470**
EBIT	466.734	(468)	50.734	79.859	832	24.330	(16.155)	**605.866**

7. NOTE ALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

7.1. Diritti d'uso

Si riporta di seguito la movimentazione della voce "Diritti d'uso" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Diritti d'uso fabbricati	Diritti d'uso altri beni	TOTALE
Saldo al 31 dicembre 2023	**3.053**	**3.066**	**6.119**
Di cui:			
Costo storico	20.645	6.275	**26.920**
Fondo ammortamento	(17.592)	(3.209)	**(20.801)**
Incrementi	566	2.832	**3.398**
Ammortamenti	(1.109)	(1.120)	**(2.229)**
Disinvestimenti	(423)	(3.765)	**(4.188)**
Decremento fondo	129	2.806	**2.935**
Variazione fondo			-
Saldo al 31 dicembre 2024	**2.216**	**3.819**	**6.035**
Di cui:			
Costo storico	20.788	5.342	**26.130**
Fondo ammortamento	(18.572)	(1.523)	**(20.095)**
Incrementi	3.744	1.005	**4.749**
Ammortamenti	(1.325)	(1.232)	**(2.557)**
Disinvestimenti	(9.621)	67	**(9.554)**
Decremento fondo	9.394	220	**9.614**
Variazione fondo			-
Saldo al 31 dicembre 2025	**4.408**	**3.879**	**8.287**
Di cui:			
Costo storico	14.911	6.414	**21.325**
Fondo ammortamento	(10.503)	(2.535)	**(13.038)**

"Diritti d'uso di fabbricati", pari ad euro 4.408 migliaia, si riferiscono a contratti aventi ad oggetto complessi immobiliari destinati alle sedi e uffici dislocati sul territorio.

"Diritti d'uso di altri beni", pari ad euro 3.879 migliaia, si riferiscono a contratti aventi ad oggetto autovetture, ed aventi una durata media di 5 anni. Per gli automezzi aziendali il Gruppo ha optato per il noleggio a lungo termine e alla scadenza dei contratti questi vengono sostituiti con nuovi veicoli e nuovi contratti a lungo termine; talvolta alla scadenza naturale del contratto questo viene prorogato per ulteriori 12 mesi, senza formale previsione di rinnovo.

Di seguito si riportano le informazioni richieste dal principio EU IFRS 16, par. 53:

(In migliaia di euro)	Note	Al 31 dicembre 2025
Ammortamento diritti d'uso	8.07	2.557
Interessi passivi su passività finanziarie per locazioni	8.10	209
Costi relativi a contratti a breve termine	8.05	1.273
Costi relativi a contratti per beni di modesto valore	8.05	679
Costi relativi a pagamenti variabili per leasing non inclusi nella valutazione delle passività		-
Proventi dei sub-leasing di attività consistenti nel diritto d'uso		-
TOTALE FLUSSO FINANZIARIO IN USCITA PER LEASES		**5.517**

7.2 Diritti su infrastrutture in concessione

Si riporta di seguito la movimentazione della voce "Beni in concessione" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Rete elettrica	Rete gas	Rete idrica	TOTALE
Saldo al 31 dicembre 2023	**382.352**	**247.248**	**83.088**	**712.688**
Di cui:				
Costo storico	881.605	422.239	166.280	**1.470.124**
Fondo ammortamento	(499.253)	(174.991)	(83.192)	**(757.436)**
Incrementi	56.739	15.840	5.896	**78.475**
Decrementi (costo storico)	(10.067)	(85)	(269)	**(10.421)**
Decrementi (fondo)	9.296	48	81	**9.425**
Riclassifiche (fondo)		-		**-**
Ammortamenti	(20.868)	(3.810)	(4.664)	**(29.342)**
Variazione fondo		-		**-**
Saldo al 31 dicembre 2024	**417.452**	**259.241**	**84.132**	**760.825**
Di cui:				
Costo storico	928.277	437.994	171.907	**1.538.178**
Fondo ammortamento	(510.825)	(178.753)	(87.775)	**(777.353)**
Incrementi	42.847	15.506	8.233	**66.586**
Decrementi (costo storico)	(2.846)	(573)	(162)	**(3.581)**
Decrementi (fondo)	2.572	215	136	**2.923**
Riclassifiche (fondo)		-		**-**
Ammortamenti	(22.441)	(3.678)	(4.892)	(31.011)
Variazione fondo		-		**-**
Saldo al 31 dicembre 2025	**437.584**	**270.711**	**87.447**	**795.742**
Di cui:				
Costo storico	968.278	452.927	179.978	**1.601.183**
Fondo ammortamento	(530.694)	(182.216)	(92.531)	**(805.441)**

Gli incrementi dei beni in concessione rispecchiano i continui investimenti straordinari e migliorativi delle reti gas e acqua e delle reti elettriche del Gruppo.

Impairment test dei diritti su infrastrutture in concessione

Il Gruppo ha effettuato un test di impairment, alla data di chiusura dell'esercizio, al fine di valutare l'esistenza di eventuali perdite durevoli di valore con riferimento ai soli importi contabilizzati tra i diritti su infrastrutture in concessione per la distribuzione dell'energia elettrica, facendo gli stessi parte di un'unità generatrice di flussi di cassa (CGU) su cui insiste un avviamento. Si rinvia, per ulteriori dettagli sul test, al successivo paragrafo 7.3, alla sezione "Impairment test dell'avviamento al 31 dicembre 2025", anticipando qui che il test non ha evidenziato perdite durevoli di valore.

Per i diritti su infrastrutture per la distribuzione del gas e dell'acqua non è stata effettuata una verifica di perdite durevoli di valore, in quanto non si tratta di attività a vita utile indefinita, affette da indicatori di impairment o riferibili a CGU sulle quali insista un avviamento. Inoltre, gli accordi di concessione relativi alla distribuzione del gas prevedono che in caso di mancato rinnovo della concessione a scadenza, la remunerazione per la società concessionaria uscente (la controllata Novareti) sia pari al VIR (Valore Industriale Residuo) il quale risulta essere complessivamente superiore al Valore Netto Contabile dei cespiti.

In relazione agli accordi di concessione per la distribuzione dell'acqua, la normativa vigente (Legge Provinciale 17 giugno 2004, n. 6, "Disposizioni in materia di organizzazione, di personale e di servizi pubblici") prevede (art. 10 comma 5) che "alla scadenza dell'affidamento i beni acquisiti o eventualmente realizzati dall'affidatario del servizio in attuazione del piano degli investimenti sono posti a disposizione del nuovo affidatario, che corrisponde al precedente un indennizzo da determinare, fatte salve specifiche norme di settore, in misura pari al valore della parte non ammortizzata, al netto dei contributi eventualmente corrisposti".

7.3 Avviamento e altre immobilizzazioni immateriali

Si riporta di seguito la movimentazione delle voci "Avviamento e altre immobilizzazioni immateriali" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Avviamento	Concessioni	Diritti brevetto ind. e di utiliz. oper. ing.	Altre	Immobilizzazioni in corso e acconti	TOTALE
Saldo al 31 dicembre 2023	**36.866**	**10.146**	**17.409**	**3.124**	**21.875**	**89.420**
Di cui:						
Costo storico	37.299	67.220	81.507	13.246	22.023	**221.295**
Fondo ammortamento	(433)	(57.074)	(64.098)	(10.122)	(148)	**(131.875)**
Incrementi	-	-	24.701	4.238	6.139	**35.078**
Decrementi (costo storico)	63.590	-	-	-	(19.820)	**43.770**
Decrementi (fondo)	-	-	(70)	(102)	-	**(172)**
Riclassifiche (costo storico)	-	-	-	-	-	**-**
Riclassifiche (fondo)	-	-	-	-	-	**-**
Ammortamenti	(103)	(2.314)	(12.973)	(1.181)	-	**(16.571)**
Svalutazioni	-	-	-		-	**-**
Variazione area di consolidamento	-	-	-		-	**-**

Saldo al 31 dicembre 2024	**100.353**	**7.832**	**29.067**	**6.079**	**8.194**	**151.525**
Di cui:						
Costo storico	100.889	67.220	106.208	17.484	8.342	**300.143**
Fondo ammortamento	(536)	(59.388)	(77.141)	(11.405)	(148)	**(148.618)**
Incrementi	66.856	80.708	16.778	6.967	5.164	**176.473**
Decrementi (costo storico)	-	-	-	(8)	(12)	**(20)**
Decrementi (fondo)	-	-	-	-	-	**-**
Riclassifiche (costo storico)	-	-	4.670	950	(5.620)	**-**
Riclassifiche (fondo)	-	-	-	(60)	-	**(60)**
Ammortamenti	(106)	(6.132)	(15.477)	(2.426)	-	**(24.141)**
Svalutazioni	-	-	-	-	-	**-**
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	**-**

Saldo al 31 dicembre 2025	**167.103**	**82.408**	**35.038**	**11.502**	**7.726**	**303.777**
Di cui:						
Costo storico	167.745	147.928	127.656	25.393	7.874	**476.596**
Fondo ammortamento	(642)	(65.520)	(92.618)	(13.891)	(148)	**(172.819)**

Gli incrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente all'"Avviamento" e alle "Concessioni", che si incrementano per effetto dell'allocazione del prezzo delle aggregazioni aziendali concluse nell'esercizio dettagliate al paragrafo "Area di consolidamento e sue variazioni".

Gli incrementi della voce "Diritti di brevetto industriale ed utilizzazione opere di ingegno", invece, si riferiscono principalmente alle spese relative agli investimenti nei sistemi informativi.

Le "concessioni" includono principalmente il valore allocato a tale voce in sede di primo consolidamento integrale della partecipata Hydro Dolomiti Energia S.r.l., che gestisce numerose centrali idroelettriche in tale regime, avvenuto con decorrenza 1° marzo 2016.

Gli incrementi della voce "Immobilizzazioni in corso e acconti", infine, si riferiscono principalmente a costi per investimenti in impianti non ancora entrati in funzione.

Come già riportato al paragrafo "Stime e assunzioni", il valore contabile delle attività immateriali viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica, con la formalizzazione in un impairment test sugli "Avviamenti" almeno ad ogni chiusura di bilancio.

Impairment test dell'avviamento al 31 dicembre 2025

Come previsto dallo IAS 36, il Gruppo ha provveduto ad effettuare gli impairment test per verificare la recuperabilità del valore degli avviamenti a bilancio, rispettivamente per le unità generatrici di flussi di cassa (CGU) coincidenti con le società SET Distribuzione (distribuzione energia elettrica), Dolomiti Energia Mercato (vendita energia elettrica e gas), EPQ (servizi energetici) e le neo-acquisite società IVPC. Il test avviene confrontando il valore contabile (carrying amount) del capitale investito riferibile alla CGU con il valore recuperabile della stessa, dato dal maggiore tra il fair value (al netto degli eventuali oneri di vendita) ed il valore dei flussi di cassa netti attualizzati che si prevede saranno prodotti dall'attività o dal gruppo di attività componenti la C.G.U. (valore d'uso).

Per la CGU riferita all'attività di distribuzione di energia elettrica, , il cui capitale investito include tra l'altro i diritti sulla relativa infrastruttura in concessione, il cui avviamento ammonta ad euro 30.742 migliaia, ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati - come sopra anticipato - i flussi di cassa espliciti previsti dal budget 2026 e la situazione economico-finanziaria 2027-2029 predisposto dal management, nonché il previsto valore residuo

delle opere e dei cespiti realizzati durante il periodo concessorio, che la Società prevede di ottenere al termine della Concessione. Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato (WACC), che riflette le valutazioni di mercato del costo del denaro e i rischi specifici del settore di attività al netto delle imposte, è pari al 4,09% (5,6% al lordo delle imposte), avendo a riferimento anche la remunerazione che l'ARERA riconosce agli operatori della distribuzione e misura EE come enunciato nella delibera ARERA del 4 novembre 2025 476/2025/R/Com, mentre è stato ipotizzato un tasso di crescita pari a 0. Il test di impairment effettuato non ha evidenziato perdite durevoli di valore con riferimento alla C.G.U. alla data del 31 dicembre 2025 e, conseguentemente, non sono state effettuate svalutazioni di tali attività.

Per la CGU riferita alla vendita di energia elettrica e gas, il cui avviamento ammonta ad euro 5.915 migliaia, ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti dal budget 2026 e la situazione economico – finanziaria 2026-2028 predisposto dal management. Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato (WACC), che riflette le valutazioni di mercato del costo del denaro e i rischi specifici del settore di attività al netto delle imposte, è pari all'8,5%, mentre è stato ipotizzato un tasso di crescita pari a 0. Il test di impairment effettuato non ha evidenziato perdite durevoli di valore con riferimento agli importi contabilizzati sull'avviamento alla data del 31 dicembre 2025 e, conseguentemente, non sono state effettuate svalutazioni di tali attività.

Per la CGU riferita ai servizi energetici, il cui avviamento ammonta ad euro 63.342 migliaia, ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti dal budget 2026 e la situazione economico – finanziario 2026-2028 predisposto dal management. Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato (WACC), che riflette le valutazioni di mercato del costo del denaro e i rischi specifici del settore di attività al netto delle imposte, è pari al 7,3%, mentre è stato ipotizzato un tasso di crescita pari a 0. Il test di impairment effettuato non ha evidenziato perdite durevoli di valore con riferimento agli importi contabilizzati sull'avviamento alla data del 31 dicembre 2025 e, conseguentemente, non sono state effettuate svalutazioni di tali attività.

Per la CGU riferita alla produzione eolica e fotovoltaica, il cui avviamento ammonta ad euro 66.856 migliaia, ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti nel la situazione economico – finanziaria di durata in linea con le vite tecniche degli impianti (circa 30 anni) predisposto dal management. Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato (WACC), che riflette le valutazioni di mercato del costo del denaro e i rischi specifici del settore di attività al netto delle imposte, è pari al 5,2%, mentre è stato ipotizzato un tasso di crescita pari a 0. Il test di impairment effettuato non ha evidenziato perdite durevoli di valore con riferimento agli importi contabilizzati sull'avviamento alla data del 31 dicembre 2025 e, conseguentemente, non sono state effettuate svalutazioni di tali attività.

7.4 Immobili, impianti e macchinari

Si riporta di seguito la movimentazione della voce "Immobili, impianti e macchinari" per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizza-zioni in corso e acconti	TOTALE
Saldo al 31 dicembre 2023	**92.353**	**809.493**	**7.738**	**8.009**	**9.161**	**926.754**
Di cui:						
Costo storico	142.847	1.399.199	26.831	33.478	9.168	**1.611.523**
Fondo ammortamento	(50.494)	(589.706)	(19.093)	(25.469)	(7)	**(684.769)**
Incrementi	4.401	9.435	2.587	4.834	19.305	**40.562**
Decrementi (costo storico)	(106)	(1.782)	-	(275)	(5.256)	**(7.419)**
Decrementi (fondo)	7	1.493	-	111	-	**1.611**
Riclassifiche (costo storico)	-	-	-	-	-	**-**
Riclassifiche (fondo)	-	-	-	-	-	**-**
Ammortamenti	(1.932)	(9.227)	(353)	(1.706)	-	**(13.218)**
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	**-**
costo storico	-	-	-	-	-	**-**
ammortamento	-	-	-	-	-	**-**
Saldo al 31 dicembre 2024	**94.723**	**809.412**	**9.972**	**10.973**	**23.210**	**948.290**
Di cui:						
Costo storico	147.142	1.406.852	29.418	38.037	23.217	**1.644.666**
Fondo ammortamento	(52.419)	(597.440)	(19.446)	(27.064)	(7)	**(696.376)**
Incrementi	39.820	99.772	1.411	2.566	71.146	**214.715**
Decrementi (costo storico)	-	(1.563)	(160)	(464)	-	**(2.187)**
Decrementi (fondo)	-	731	133	321	-	**1.185**
Riclassifiche (costo storico)	1.013	12.597	233	21	2.716	**16.580**
Riclassifiche (fondo)	(2.343)	(35.688)	(115)	(25)	-	**(38.171)**
Ammortamenti	(4.068)	(15.889)	(585)	(1.738)	-	**(22.280)**
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	**-**
costo storico	-	-	-	-	-	**-**
ammortamento	-	-	-	-	-	**-**
Saldo al 31 dicembre 2025	**129.145**	**869.372**	**10.889**	**11.654**	**97.072**	**1.118.132**
Di cui:						
Costo storico	187.975	1.517.658	30.902	40.160	97.079	**1.873.774**
Fondo ammortamento	(58.830)	(648.286)	(20.013)	(28.506)	(7)	**(755.642)**

Gli investimenti dell'esercizio sono principalmente riferiti a manutenzioni straordinarie, interventi per adeguamenti normativi e ampliamenti degli impianti idroelettrici.

Sono compresi anche le immobilizzazioni acquisite con le aggregazioni aziendali delle società IVPC e Hydrowatt.

Impairment Test

Nel corso dell'esercizio 2025 il management, ai fini dell'applicazione del principio contabile IAS 36, ha svolto un'attenta analisi degli indicatori di impairment. I principali impairment indicator (segnali che suggeriscono la necessità di verificare se un'attività iscritta in bilancio ha subito una riduzione durevole di valore) presi in esame sono: i cambiamenti sfavorevoli nel contesto tecnologico, economico, normativo o legale, gli eventi di crisi del settore di appartenenza e le decisioni di interrompere o ridurre l'uso dell'attività. Alla luce dell'analisi effettuata non si identificano elementi che identifichino una perdita di valore che richiede lo svolgimento di verifiche specifiche sulla recuperabilità delle attività.

Quadro normativo e tariffario

La riassegnazione delle concessioni di derivazione: evoluzione normativa ed effetti sulle valutazioni di bilancio

Il saldo delle immobilizzazioni materiali consolidate è riferibile per circa euro 878 milioni ad impianti detenuti dal Gruppo nell'ambito di concessioni di derivazione a fine idroelettrico. Alle medesime concessioni si riferiscono anche immobilizzazioni immateriali iscritte a titolo di "Concessioni" o "Avviamento" per circa Euro 6 milioni.

Le citate immobilizzazioni materiali includono beni non gratuitamente devolvibili (cd. opere asciutte) per circa euro 830 milioni, le quali vengono ammortizzate sulla base della vita utile stimata, indipendentemente dalla durata della concessione, e beni gratuitamente devolvibili (cd. opere bagnate) per circa euro 22 milioni, le quali vengono integralmente ammortizzate lungo la durata della concessione, tenendo conto di eventuali proroghe avvenute in corso di concessione.

Le immobilizzazioni immateriali riferibili alle concessioni di derivazione vengono anch'esse integralmente ammortizzate lungo la durata della concessione.

Vista la complessità del quadro normativo relativo all'importante ed impattante tema della riassegnazione delle concessioni di derivazione a fine idroelettrico, per completezza informativa e necessità di visione d'insieme al fine della corretta comprensione, nei successivi paragrafi sono riportate le considerazioni già contenute nella relazione al bilancio relativo all'esercizio precedente, integrate sulla base degli sviluppi intercorsi nell'anno 2025, sulla base delle quali sono stati sviluppati i criteri di valutazione sopra sintetizzati.

La legge n. 205 del 27 dicembre 2017 "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020" all'articolo 1 commi 832 e 833 ha sostituito l'articolo 13 del Testo Unico di cui al Decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670 e in sintesi ha assegnato alla province di Trento e Bolzano la competenza di disciplinare con proprie leggi "le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni per grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico, stabilendo in particolare norme procedurali per lo svolgimento delle gare, i termini di indizione delle stesse, i criteri di ammissione e di aggiudicazione, i requisiti finanziari, organizzativi e tecnici dei partecipanti".

La stessa norma ha previsto altresì che:

a) le concessioni di grandi derivazioni nelle province di Trento e Bolzano, con scadenza anteriore al 31 dicembre 2022, sono prorogate di diritto per il periodo utile al completamento delle procedure di evidenza pubblica e comunque non oltre la predetta data;

b) al concessionario che abbia eseguito, a proprie spese, investimenti sulle cosiddette "opere bagnate" (condotte forzate, opere di raccolta e regolazione, canali di scarico) venga riconosciuto alla scadenza della concessione un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato, secondo criteri che dovranno essere previsti con legge provinciale.

Successivamente, con l'entrata in vigore della Legge 27 dicembre 2019, n. 160 "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022" – rif. artt. 76 e 77 – è stato modificato nuovamente l'articolo 13 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670; nello specifico, le parole «31 dicembre 2022» sono state sostituite dalle seguenti: «31 dicembre 2023» e dopo le parole: «la predetta data» sono state inserite le seguenti: «ed esercitate fino a tale data alle condizioni stabilite dalle norme provinciali e dal disciplinare di concessione vigenti alla data della loro scadenza».

In data 21 ottobre 2020 è stata approvata la Legge Provinciale n. 9, la quale, modificando la Legge Provinciale n. 4/1998 ha di fatto disciplinato le norme procedurali per lo svolgimento delle gare e quindi attuato quanto disposto dall'art. 13 del DPR 31 agosto 1972, n. 670.

Nel corso dei mesi di novembre e dicembre 2020 il Servizio Gestione Risorse Idriche ed Energetiche della Provincia Autonoma di Trento ha notificato la proroga di diritto delle tredici grandi concessioni idroelettriche in capo ad HDE "per il periodo utile al completamento delle procedure di evidenza pubblica e comunque non oltre la data del 31 dicembre 2023 ai sensi dell'art. 13 del D.P.R. 31 agosto1972, n. 670 e della L.P. 6 marzo 1998, n. 4".

Il precetto di cui al punto b) di cui sopra è stato declinato, dall'art. 26 quater dell'aggiornata Legge Provinciale n. 4/1998 recentemente modificato ad opera della Legge Provinciale n. 10/2025; il citato articolo stabilisce che, a decorrere dalla sua entrata in vigore (15 gennaio 2026) il concessionario uscente matura il diritto al riconoscimento di un indennizzo al termine dell'esercizio, a carico del concessionario subentrate, pari al valore della parte di bene non ammortizzato, determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili, alla seguente condizione: ci si riferisca esclusivamente ad investimenti sui beni di cui al primo comma dell'articolo 25 del regio decreto n. 1775 del 1933, che siano previsti dagli atti di concessione, o che siano autorizzati dalla Provincia e che comportino l'aumento della capacità produttiva dell'impianto o il suo miglioramento in termini di tutela ambientale, di sicurezza, di tecnologia o di funzionalità o che siano necessari al mantenimento dell'impianto nella piena efficienza e nel suo normale sviluppo;

In considerazione dell'attuale non sussistenza di investimenti conclusi che posseggono le caratteristiche di cui al punto I. precedente è stata confermata l'assunzione di integrale ammortamento a fine concessione del valore netto contabile afferente alle cosiddette "opere bagnate". I futuri investimenti interessanti le opere cosiddette "bagnate", qualora espressamente autorizzati dalla Provincia, saranno trattati, dal punto di vista contabile, conformemente alla nuova disposizione.

Ulteriori elementi salienti contenuti nella citata Legge Provinciale 21 ottobre 2020 n. 9 sono i seguenti:

- in riferimento alla modalità di valutazione delle opere cosiddette "asciutte" (in sostanza centrali idroelettriche e loro contenuto), è ribadito, differentemente a quanto stabilito dalla norma nazionale, il criterio di cui al comma 2 dell'art. 25 del R.D. 11 dicembre 1933 n. 1775 "prezzo uguale al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, astraendo da qualsiasi valutazione del reddito da esso ricavabile";

- i beni di cui al punto precedente potranno essere acquisti dalla Provincia Autonoma di Trento; in caso contrario i beni potranno essere acquisiti dal concessionario subentrante, qualora quest'ultimo ne preveda l'utilizzo in sede di presentazione d'offerta; è pertanto stabilito anche dalla norma provinciale il concetto del "cherry picking", ovvero la facoltà data al concessionario subentrante di non acquisire in toto o in parti i beni asciutti, senza conseguente obbligo di corresponsione di indennizzo al cedente. Gli eventuali beni non trasferiti rimarranno quindi nella piena disponibilità del cedente, che ne potrà disporre liberamente, anche attraverso la vendita a terze parti diverse dal concessionario subentrante;

- nell'ambito della verifica della sussistenza di interessi ad un uso concorrente delle acque, atto preliminare rispetto alle procedure di gara, troveranno particolare riguardo le iniziative comportanti "ricadute positive sul territorio e sulla collettività generate anche dalle cooperative elettriche storiche" riferibili alla fattispecie dell'autoproduzione;

• l'oggetto di gara (concessione e sue caratteristiche), sarà definito mediante un procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale che avrà, come riferimento iniziale le attuali concessioni, eventualmente aggregate o, per taluni casi, disaggregate, pre-limitate a seguito della valutazione della sussistenza di interessi ad uso concorrente cui al punto precedente;

• conformemente a quanto disposto dalla norma nazionale, le concessioni potranno essere assegnate mediante il ricorso ad una delle seguenti modalità:

- svolgimento di una procedura di gara a evidenza pubblica;

- assegnazione a società a capitale misto pubblico - privato costituite secondo quanto previsto dalla legge medesima;

- mediante forme di partenariato pubblico privato, ai sensi dell'articolo 179 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50 (Codice dei contratti pubblici);

• sono definiti i contenuti del bando di gara nonché i requisiti dei partecipanti, parte dei quali saranno calibrati sulla base delle caratteristiche della specifica concessione.

In data 18 dicembre 2020 il Consiglio dei ministri ha disposto per l'impugnativa in Corte Costituzionale della Legge Provinciale 21 ottobre 2020 n. 9, con successivo ricorso n. 140 del 24 dicembre 2020 alla stessa stregua di quanto già disposto per le analoghe norme delle Regioni Lombardia, Veneto e Piemonte.

A fronte di tale impugnativa la Provincia Autonoma di Trento, mediante due successivi provvedimenti normativi, L.P. n. 6 del 23/04/2021 e L.P. n. 18 del 04/08/2021, ha modificato la norma di riferimento per recepire il contenuto del ricorso sopraccitato.

I medesimi provvedimenti normativi hanno introdotto importanti novità anche e soprattutto in merito alla disciplina relativa alle concessioni di piccola derivazione idroelettrica, andando a modificare in modo significativo la L.P. n. 18 del 08 luglio 1976 introducendo ex novo la previsione di messa in gara anche di tali concessioni al termine della loro naturale scadenza, rimandando la disciplina ad un successivo regolamento.

Il regolamento è stato approvato in data 20 ottobre 2023 con deliberazione della Giunta provinciale n. 2057, ed emanato con Decreto del Presidente n. 28-104 di data 27 ottobre 2023, nonostante fosse assodata e nota la rilevanza della sentenza della Corte costituzionale n. 265 del 10 novembre 2022 la quale, nell'ambito della valutazione della costituzionalità delle proroghe introdotte dalla LR 13/2021 della Regione Friuli Venezia Giulia, ha espresso parere positivo affermando la non applicabilità al caso specifico del Codice dei Contratti Pubblici e ha sottolineato come il quadro normativo statale vigente in tema di concessioni per piccole derivazioni idroelettriche, che risale al R.D. n. 1775/1933 non sia, in alcun modo, ispirato a esigenze concorrenziali.

Sempre nell'ambito specifico delle concessioni di piccola derivazione idroelettrica, nel corso dell'esercizio 2023, in data 4 agosto mediante deliberazione della Giunta provinciale n. 1386, sono stati stabiliti i criteri che consentono la riassegnazione diretta al titolare uscente, consistenti sostanzialmente nella necessità/possibilità di attestazione di asservimento degli impianti oggetto di concessione all'autoconsumo o all'alimentazione di Comunità Energetiche, di Cooperativa di produzione e distribuzione o di gruppi che agiscono collettivamente.

Nell'anno 2025 ha trovato effetto il nuovo art. 17.5.1 della L.P. 18/1978, introdotto dalla L.P. 12/2024 che prevede testualmente la sospensione dei procedimenti amministrativi per la riassegnazione delle concessioni di piccole derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico sino alla data di definizione del giudizio instaurato con ordinanza della Corte costituzionale 7 ottobre 2024, n. 161, dinanzi alla Corte di giustizia dell'Unione europea ai sensi dell'articolo 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea concernente l'interpretazione dell'articolo 12 della direttiva 2006/123/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 dicembre 2006, relativa ai servizi nel mercato interno. Fino alla conclusione delle procedure di riassegnazione, le concessioni continuano ad essere esercitate alle condizioni stabilite dalle disposizioni provinciali e dal disciplinare di concessione vigenti.

Tornando al contesto relativo alle concessioni di grande derivazione, nonostante l'avvenuta (settembre 2021) archiviazione della procedura di infrazione 2011/2016 relativa all'Italia, unitamente alle analoghe procedure nei confronti di Germania, Regno Unito, Polonia, Austria e Svizzera, il Parlamento italiano ha approvato, in conformità alle previsioni contenute nel PNRR (redatto e approvato prima della citata archiviazione), in data 2 agosto 2022 la L. 118/2022 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021); l'art. 7 della norma ha introdotto una rimodulazione ed un posticipo dei termini temporali concessi alle Regioni per il completamento dell'attività legislativa di competenza (31 dicembre 2023) e per la conclusione dei procedimenti di riassegnazione (31 dicembre 2025). Il comma 2 dell'art. 7 della medesima norma ha modificato il comma 6 dell'art. 13 del D.P.R. 31 agosto1972, n. 670, confermando l'estensione al 31 dicembre 2024 delle concessioni già scadute precedentemente operata dalla L. 34/2022 e agganciando in modalità dinamica tale nuova scadenza a termine successivo che potrà eventualmente essere definito a livello nazionale ("o a data successiva eventualmente individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale").

Il 30 novembre 2022 il Consiglio Provinciale ha approvato la legge n. 16/2022 (entrata in vigore il giorno 9 dicembre 2022) la quale, attraverso la modifica della LP n.4/98, prevede il rinvio dal 2024 al 2029 del termine per la conclusione delle procedure di riassegnazione delle concessioni dei grandi impianti idroelettrici in scadenza entro il 31 dicembre 2024. L'obiettivo della norma è l'attenuazione degli effetti negativi della crisi energetica di breve e lungo periodo. Lo strumento introduce la possibilità per i concessionari di presentare alla Provincia un piano industriale finalizzato all'incremento dell'efficienza, della resilienza, della capacità di accumulo e performances in potenza ed in energia degli impianti esistenti; contestualmente si aggiunge una nuova componente di canone variabile destinata al sostegno dei costi per i consumi energetici in ambito provinciale.

In data 2 febbraio 2023 il Consiglio dei ministri ha disposto per l'impugnativa in Corte costituzionale della Legge Provinciale sopra descritta. Nel corso dell'esercizio 2023 Provincia e Stato hanno attivato un tavolo di confronto finalizzato alla soluzione della controversia instaurata presso la Corte costituzionale; in virtù di ciò, sulla base di istanza congiunta, la prima udienza prevista per il mese di ottobre 2023 è stata prima spostata al mese di maggio 2024 e successivamente ripetutamente rinviata. Con LP n.5/2025 la Provincia ha provveduto ad abrogare le modifiche introdotte alla LP n.4/98 dalla LP 16/2022, facendo in tal modo venir meno l'oggetto di contenzioso.

Parallelamente, la Giunta della Provincia autonoma di Trento, con deliberazione n. 1658 di data 18 ottobre 2024 ha ridefinito i termini di scadenza delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico, procedendo di fatto ad interpretare in via amministrativa il contenuto del comma 6 dell'art. 13 del Decreto del Presidente della Repubblica n. 670/1972, ovvero individuando, per ognuna delle grandi derivazioni insistente nel territorio provinciale la "data successiva eventualmente individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale", al fine dell'eventuale aggiornamento "per sostituzione" dei termini di scadenza vigenti. Tale processo ha portato, per tutte le concessioni di grande derivazione in capo alla Società, poiché "ex-Enel", alla ridefinizione della data di scadenza, precedentemente corrispondente al 31 dicembre 2024, al nuovo termine del 31 marzo 2029, corrispondente alla data di scadenza prevista dal D.Lg. 79/99 (cosiddetto "Decreto Bersani") per le concessioni attualmente titolate ad Enel.

Pur trattandosi di una effettiva "proroga di diritto" è opportuno specificare e chiarire che i nuovi termini devono essere intesi come "date ultime", poiché la proroga avrà efficacia per "il solo tempo utile al perfezionamento delle procedure di riassegnazione" che, di conseguenza, non vengono fermate dal provvedimento ma, piuttosto, distese in periodo temporale che, in ogni caso, non potrà superare i nuovi termini stabiliti.

Il nuovo scenario, i cui effetti sono prettamente locali, ovvero limitati alle Provincie autonome di Trento e Bolzano, risolve di fatto la situazione di stallo che precedentemente aveva impedito l'attivazione della procedura prevista di "proroga al 2029 mediante presentazione di Piano Industriale" dalla LP n. 16/2022, peraltro nel frattempo espunta dal quadro normativo.

A livello nazionale, l'azione degli enti concedenti è stata nel corso del 2025 nuovamente confusa e scoordinata; nonostante la norma vigente nelle Regioni a statuto ordinario prevedesse e preveda tuttora il termine già trascorso del 31 dicembre 2023 quale data ultima per l'avvio delle procedure di riassegnazione, per quanto noto le sole Regioni Lombardia ed Abruzzo hanno operato in tal senso, disponendo la prima con delibera di Giunta Regionale del 18 dicembre 2023 l'indizione delle gare per la riassegnazione per due concessioni e successiva emissione dei bandi avvenuta nel mese di aprile 2024 ed emettendo la seconda, con Determina dell'Agenzia Regionale per la Committenza di data 31 dicembre 2023, un bando di gara per tre concessioni, poi annullato dalla Regione nel mese di marzo 2024 a seguito della segnalazione pervenuta dal Ministero competente di revisione dell'intero impianto normativo regionale. Da segnalare che nel corso dell'anno 2025 ha avuto uno sviluppo la proposta di partenariato pubblico privato presentata nell'anno 2023 da parte del concessionario uscente, suddivisa in due separate proposte, relativa a n° 6 concessioni nella Regione Piemonte; al termine dell'anno 2025 la Regione Piemonte ha formalmente indetto una prima gara, relativa ad una delle 6 concessioni citate, mediante procedura ristretta. Si prevede che tale procedura, strutturata secondo i dettami del D.Lgs. 36/23, e quindi contenente il dispositivo del diritto di prelazione a favore del cosiddetto "promotore", sarà oggetto di ingenti controversie alla luce della recente sentenza della Corte Europea d.d. 5 febbraio 2026 relativa alla causa UrbanVision S.p.A. vs. Comune di Milano/Digital Vox S.r.l., che ha stabilito l'incompatibilità con il TFUE e con la Direttiva 214/23/UE del "diritto di prelazione" presente nell'ordinamento italiano. Tale sentenza avrà senza dubbio effetti sulla reale applicabilità ed appetibilità della formula del partenariato pubblico privato nell'ambito del processo di riassegnazione delle grandi concessioni idroelettriche.

7.5 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre imprese

Il dettaglio della voce "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre imprese" è di seguito rappresentato:

Le partecipazioni in joint venture (le tre società nelle quali il Gruppo detiene una quota del 50% in compresenza di un socio con uguale peso partecipativo e regole di governance condivise tali da non configurare il controllo in capo a nessuno dei due) e imprese collegate (nelle quali il Gruppo detiene una partecipazione inferiore al 50% ma non inferiore al 20%) sono

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Partecipazioni in imprese collegate	73.665	63.018
Partecipazioni in altre imprese	21.060	21.748
TOTALE	**94.725**	**84.766**

valutate con il metodo del patrimonio netto.

Le partecipazioni in altre imprese, in relazione alle quali il Gruppo ritiene di non esercitare un'influenza notevole in ragione di una quota di partecipazione inferiore al 20%, ed in mancanza di altri elementi sostanziali che facciano ritenere che sussista la capacità di esercitare tale influenza, sono valutate al costo.

Si riporta la movimentazione delle partecipazioni in imprese collegate e in altre imprese per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	% capitale sociale 31/12/2025	01/01/2024	Acquisizioni - Cessioni	Altre Variazioni	Rivalutazioni	Svalutazioni
Società collegata						
SF ENERGY	50,00%	24.252	-	(2)	220	(856)
IVI GNL	50,00%	475	-	-		(14)
NEOGY	50,00%	-		750		(750)
IVPC Service	49,00%					
IVPC Eolica	49,00%					
ECOPUGLIA ENEGIA	42,73%	16.212	-	(426)	839	
GIUDICARIE GAS	43,35%	1.459	-	-	63	
EPQ	100,00%	11.703	(11.703)	(12.949)	12.949	
RABBIES ENERGIA	31,02%	2.559	-	(309)	376	(69)
TECNODATA	25,00%	326	-	(7)	21	(22)
BIOENERGIA TRENTINO	24,90%	2.213	-	(74)	307	
MASOENERGIA	26,25%	1.553	-	(294)	294	(48)
AGS Riva del Garda	20,00%	12.728	-	(177)	1.008	(151)
SG ELETRICA BRASIL		7		(2)		(5)
VERMIGLIANA	20,00%	509	-	(71)	73	(20)
NPG	100,00%			59		(59)
P2	100,00%			3		(3)
RENEWABILITY		20		(20)		
ENERGY_NET	20,00%	2	-	-		-
TOTALE SOCIETÀ COLLEGATE		**74.018**	**(11.703)**	**(13.519)**	**16.150**	**(1.997)**
Altre Imprese						
PRIMIERO ENERGIA	19,94%	4.615	-	-		
INIZIATIVE BRESCIANE	16,53%	17.660	-	-		(2.265)
BIO ENERGIA FIEMME	11,46%	785	-	-		
CHERRYCHAIN	10,00%	300	-	-		
DISTR. TECNOL. TRENT. S. Cons.	1,77%	5	-	-		
ISTITUTO ATESINO SVILUPPO	0,32%	387	-	-		
RENEVABILITY		-	-	39		
SPREENTECH	-	100	-	120		
COOPERATIVA ENERGYLAND	-	1	-	-		
CONS.ASSINDUSTRIA ENERGIA	-	1	-	-		
TOTALE ALTRE IMPRESE		**23.854**	**-**	**159**	**-**	**(2.265)**
		97.872	**(11.703)**	**(13.360)**	**16.150**	**(4.262)**

(In migliaia di euro)	31/12/2024	Acquisizioni - Cessioni	Altre Variazioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	31/12/2025
Società collegata						
SF ENERGY	23.614	(1)		139	(856)	22.896
IVI GNL	461				(17)	444
NEOGY	-	3.390			(3.390)	-
IVPC Service	-	11.985			(92)	11.893
IVPC Eolica	-	170		14	(7)	177
ECOPUGLIA ENEGIA	16.625	(82)			(784)	15.759
GIUDICARIE GAS	1.522			79		1.601
EPQ	-					-
RABBIES ENERGIA	2.626	(1)	(341)	480	(69)	2.695
TECNODATA	318		(63)	72	(30)	297
BIOENERGIA TRENTINO	2.446	(1)		25		2.470
MASOENERGIA	1.505		(315)	450	(48)	1.592
AGS Riva del Garda	13.408	14	(137)	297	(226)	13.356
SG ELETRICA BRASIL	-					-
VERMIGLIANA	491	(1)	(120)	133	(20)	483
NPG	-					
P2	-					
RENEWABILITY	-					-
ENERGY_NET	2					2
TOTALE SOCIETÀ COLLEGATE	**63.018**	**15.473**	**(976)**	**1.689**	**(5.539)**	**73.665**
Altre Imprese						
PRIMIERO ENERGIA	4.615					4.615
INIZIATIVE BRESCIANE	15.395				(688)	14.707
BIO ENERGIA FIEMME	785					785
CHERRYCHAIN	300					300
DISTR. TECNOL. TRENT. S. Cons.	5					5
ISTITUTO ATESINO SVILUPPO	387					387
RENEVABILITY	39					39
SPREENTECH	220					220
COOPERATIVA ENERGYLAND	1					1
CONS.ASSINDUSTRIA ENERGIA	1					1
TOTALE SOCIETÀ COLLEGATE	**21.748**	**-**	**-**	**-**	**(688)**	**21.060**
	84.766	**15.473**	**(976)**	**1.689**	**(6.227)**	**94.725**

La valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni nelle società collegate è stata eseguita utilizzando le più recenti situazioni contabili disponibili.

L'incremento nelle partecipazioni in imprese collegate è legato principalmente all'acquisizione, avvenuta nel periodo, di partecipazioni di collegamento nelle società IVPC Service S.r.l. ed IVPC Eolica S.r.l., attive nella gestione della costruzione e manutenzione di impianti eolici e fotovoltaici.

Di seguito si riportano il riepilogo dei dati economico finanziari per le joint venture per l'entità al 31 dicembre 2025 e 2024:

Dati sintesi al 31.12.2025

Valori in migliaia di euro	**SF Energy S.r.l. 0,5**	**Neogy S.r.l. 0,5**
Dividendi percepiti		
CONTO ECONOMICO		
Ricavi	17.707	25.111
Margine operativo lordo	**2.030**	**(108)**
Ammortamenti e svalutazioni	(949)	(2.354)
Risultato operativo netto	**1.081**	**(2.462)**
Interessi attivi	184	
Interessi passivi	(544)	(976)
Imposte sul reddito	(277)	
Risultato d'esercizio	**444**	**(3.438)**
SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA		
Totale attività	58.104	43.611
Patrimonio netto	20.269	3.622
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	13.922	4.036
Passività finanziarie correnti	-	(29.338)
Passività finanziarie non correnti	22.277	

Dati sintesi al 31.12.2024

Valori in migliaia di euro	**SF Energy S.r.l. 0,5**	**Neogy S.r.l. 0,5**
Dividendi percepiti		
CONTO ECONOMICO		
Ricavi	18.893	12.553
Margine operativo lordo	**1.522**	**(436)**
Ammortamenti e svalutazioni	(756)	(1.314)
Risultato operativo netto	**766**	**(1.750)**
Interessi attivi	291	
Interessi passivi	(449)	(648)
Imposte sul reddito	(168)	1.686
Risultato d'esercizio	**440**	**(712)**
SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA		
Totale attività	50.274	24.284
Patrimonio netto	19.825	279
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.475	1.537
Passività finanziarie correnti	-	(18.231)
Passività finanziarie non correnti	18.226	

Di seguito i dati economico-finanziari per le società collegate ritenute singolarmente significative al 31 dicembre 2025 e 2024:

Dati di sintesi al 31.12.2025

Valori in migliaia di euro	**Eco Puglia Energia S.r.l. 42,73%**
Dividendi percepiti	
CONTO ECONOMICO	
Ricavi	6.512
Margine operativo lordo	**859**
Ammortamenti e svalutazioni	(1.516)
Risultato operativo netto	**(657)**
Interessi attivi	13
Interessi passivi	(21)
Imposte sul reddito	173
Risultato d'esercizio	**(492)**
SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA	
Totale attività	37.089
Patrimonio netto	10.004
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.646
Passività finanziarie correnti	-
Passività finanziarie non correnti	21.821

Dati di sintesi al 31.12.2024

Valori in migliaia di euro	**Eco Puglia Energia S.r.l. 42,73%**
Dividendi percepiti	
CONTO ECONOMICO	
Ricavi	5.917
Margine operativo lordo	**4.396**
Ammortamenti e svalutazioni	(1.535)
Risultato operativo netto	**2.861**
Interessi attivi	
Interessi passivi	(93)
Imposte sul reddito	(805)
Risultato d'esercizio	**1.963**
SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA	
Totale attività	34.613
Patrimonio netto	10.496
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	596
Passività finanziarie correnti	-
Passività finanziarie non correnti	23.021

IMPRESE COLLEGATE E JOINT VENTURE

Si riportano a seguire le informazioni per le principali imprese collegate e joint venture nelle quali il Gruppo detiene quote di partecipazione.

SF ENERGY S.r.l. – Bolzano. Capitale sociale euro 7.500.000 interamente versato, suddiviso in n. 7.500.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 50,00% del Capitale Sociale pari a n. 3.750.000 quote del valore nominale di euro 3.750.000. La quota residua del Capitale Sociale è detenuta dal Gruppo Alperia. La società è concessionaria dell'impianto idroelettrico di grande derivazione di San Floriano (Egna).

NEOGY S.r.l. – Bolzano. Capitale sociale euro 750.000 interamente versato, suddiviso in n. 750.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 50,00% del Capitale Sociale pari a n. 375.000 quote del valore nominale di euro 375.000. La società nata dalla joint venture tra Dolomiti Energia e Alperia allo scopo di promuovere assieme la mobilità elettrica, sta organizzando sul territorio una capillare infrastruttura di ricarica al servizio di clienti privati ed aziendali

IVI GNL S.r.l. – Santa Giusta Oristano. Capitale Sociale euro 1.100.000 interamente versato, suddiviso in n. 1.100.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 50% del Capitale Sociale pari a n. 550.000 azioni del valore nominale di euro 550.000. La quota residua del Capitale Sociale è detenuta da IVI Petrolifera S.p.A.. IVI GNL opera nel settore della distribuzione di combustibili gassosi e nella realizzazione di impianti di rigassificazione e di stoccaggio di gas metano liquido.

IVPC SEVICE S.r.l. – Napoli. Capitale sociale euro 100.000 interamente versato, suddiviso in n. 100.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Rinnovabili detiene il 49,00% del Capitale Sociale pari a n. 49.000 quote del valore nominale di euro 49.000. La società opera prevalentemente nel settore dei servizi per il montaggio e la manutenzione degli impianti di produzione e distribuzione di energia elettrica da fonte eolica.

IVPC EOLICA S.r.l. – Napoli. Capitale Sociale euro 10.320 interamente versato, Dolomiti Energia Rinnovabili detiene il 49,00% del Capitale Sociale pari a n. 5.056,80 quote del valore nominale di euro 5.056,80. La società svolge consulenza tecnica per la realizzazione e lo sviluppo di progetti eolici, fotovoltaici e mobilità elettrica.

GIUDICARIE GAS S.p.A. – Tione di Trento. Capitale Sociale euro 1.780.023 interamente versato, suddiviso in n. 36.327 azioni da euro 49 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 43,35% del Capitale Sociale pari a n. 15.746 azioni del valore nominale di euro 771.554. La società si occupa del servizio di distribuzione del gas metano nel Comprensorio delle Valli Giudicarie.

TECNODATA TRENTINA S.r.l. – Trento. Capitale Sociale euro 12.560 interamente versato, suddiviso in n. 12.560 azioni da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 25% del Capitale Sociale pari a n. 3.140 azioni del valore nominale di euro 3.140. La società è attiva in campo informatico nei servizi di interconnessione.

BIOENERGIA TRENTINO S.r.l. – San Michele All'Adige. Capitale sociale euro 3.000.000 interamente versato, suddiviso in n. 3.000.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 24,90% del Capitale Sociale pari a n. 747.000 quote del valore nominale di euro 747.000. La società è stata costituita allo scopo di produrre energia rinnovabile attraverso l'utilizzo di biomasse di derivazione dai rifiuti.

ALTO GARDA SERVIZI S.p.A. – Riva del Garda. Capitale sociale euro 23.234.016 interamente versato, suddiviso in n. 446.808 azioni da euro 52 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 20% del Capitale Sociale pari n. 89.362 azioni del valore nominale di euro 4.646.824. La società è la multiutility che gestisce la distribuzione di energia elettrica, gas metano, acqua potabile e teleriscaldamento nel territorio dell'Alto Garda e Ledro.

RABBIES ENERGIA S.r.l. – Rabbi (TN). Capitale sociale euro 518.199,69 interamente versato, suddiviso fra i Soci Comune di Malè, Comune di Rabbi e Dolomiti Energia Hydro Power che possiede il 31,02% del Capitale. La società si occupa di produzione di energia idroelettrica.

MASO ENERGIA S.r.l. – Telve (TN). Capitale sociale euro 1.350.000 interamente versato, suddiviso fra i Soci Comune di Malè, Comune di Scurelle, Comune di Telve, ACSM S.p.A. e Dolomiti Energia Hydro Power che possiede il 26,25% del Capitale. La società si occupa di produzione di energia idroelettrica.

VERMIGLIANA S.r.l. – Ossana (TN). Capitale sociale euro 273.580 interamente versato, suddiviso fra i Soci Comune di Ossana, Comune di Vermiglio, Comune di Pellizzano, Comune di Pejo e Dolomiti Energia Hydro Power che possiede il 20,00% del Capitale. La società si occupa di produzione di energia idroelettrica.

ECO PUGLIA ENERGIA s.r.l. Riva del Garda. Capitale sociale euro 20.000 interamente versato, suddiviso fra i Soci Kayros S.r.l. e Dolomiti Energia Wind Power S.r.l. che possiede il 42,73% del Capitale. La società si occupa di produzione di energia eolica.

Altre imprese

Si riportano a seguire le informazioni per le principali altre imprese nelle quali il Gruppo detiene quote di partecipazione.

PRIMIERO ENERGIA S.p.A. – Fiera di Primiero. Capitale sociale euro 9.938.990 interamente versato, suddiviso in n. 993.899 azioni da euro 10 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 19,94% del Capitale sociale pari a n. 198.177 azioni del valore nominale di euro 1.981.770. La società è attiva nella produzione di energia idroelettrica e gestisce alcuni grandi impianti idroelettrici localizzati nella valle del Primiero.

INIZIATIVE BRESCIANE S.p.A. – Breno (BS). Capitale Sociale euro 26.018.840 interamente versato, suddiviso in n. 5.203.768 azioni da euro 5 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 16,53% del Capitale Sociale pari a n. 859.993 azioni del valore nominale di euro 4.299.965. La società svolge la sua attività nella produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, gestendo più di quaranta impianti idroelettrici localizzati nelle province di Brescia, Bergamo, Cremona, Trento, Lucca e Firenze. La partecipazione è stata prudenzialmente svalutata in considerazione della stima di perdita duratura di valore. La svalutazione è stata quantificata in euro 687.992 migliaia così da portare il valore per azione in portafoglio pari a 17,1 euro anche in considerazione di report valutativo di primario istituto di credito.

SPREENTECH VENTURES S.r.l. – Rovereto (TN). Capitale Sociale euro 73.817 interamente versato, suddiviso in n. 73.817 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 14,96% del Capitale Sociale pari a n. 11.044 quote del valore nominale di euro 11.044. La società, costituita nel mese di aprile 2022, nasce da un importante progetto trentino del Polo Edilizia 4.0, con il compito di costruire un centro di eccellenza e avanguardia in cui sviluppare competenze, offrire servizi e innovazioni a supporto di imprese, manager e industrie nel settore delle costruzioni.

BIO ENERGIA FIEMME S.p.A. – Cavalese. Capitale sociale euro 7.058.964, interamente versato, suddiviso in n. 1.176.494 azioni da euro 6 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 11,46% del Capitale Sociale pari a n. 134.800 azioni del valore nominale di euro 808.800. La società e attiva nel teleriscaldamento e nel campo dell'energia circolare producendo energia alternativa e calore dai combustibili fossili, oltre a produrre pellet ricavato dagli scarti di legname.

CHERRYCHAIN S.r.l. – Pergine Valsugana. Capitale sociale euro 265.000, interamente versato, suddiviso in n. 265.000 azioni da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 10% del Capitale Sociale pari a n. 26.500 azioni del valore nominale di euro 26.500. La società è attiva nel campo informatico occupandosi prevalentemente di sviluppo software, di sistemi di gestione dell'identità digitale e della compliance normativa.

DISTRETTO TECNOLOGICO TRENTINO Soc. Cons. a r.l. – Rovereto. Capitale Sociale euro 231.000 interamente versato, suddiviso in 231.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene il 3,00% del Capitale Sociale pari a n. 7.000 quote del valore nominale di euro 7.000. La società è impegnata nell'ambito della sostenibilità ambientale.

ISA – ISTITUTO ATESINO DI SVILUPPO S.p.A. – Trento. Capitale Sociale euro 79.450.676 interamente versato, composto da 79.450.676 azioni del valore unitario di euro 1 cadauna; Dolomiti Energia detiene lo 0,32% del Capitale Sociale pari a n. 252.653 azioni del valore nominale di euro 252.653. ISA è una società finanziaria che partecipa in varie società del ramo energetico ambientale, assicurativo, bancario, immobiliare, industriale.

7.6 Avviamento e altre immobilizzazioni immateriali

Si riporta di seguito il dettaglio delle attività finanziarie non correnti al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Titoli presso il Fondo Immobiliare Clesio	-	-
Crediti finanziari verso collegate	11.000	9.000
Strumenti finanziari derivati	7.624	2.089
Altri	366	190
Attività finanziarie non correnti	**18.990**	**11.279**

La voce "Attività finanziarie non correnti" dell'esercizio 2024 includeva il Fondo Immobiliare Clesio (valore netto contabile nullo al 31 dicembre 2024), con costo storico originario pari a 15.678 migliaia di euro, derivato dalla sottoscrizione di n. 322 quote del Fondo Immobiliare Clesio, di cui n. 101 quote ricevute come dividendo in natura da Urbin S.p.A. per 5.512 migliaia di euro nel 2008 e n. 221 quote acquistate nel corso del 2011 per 10.166 migliaia di euro, a seguito della liquidazione della stessa società. Negli esercizi precedenti il Gruppo ha valutato prudenzialmente, visto il pessimo andamento del mercato immobiliare e vista la difficile liquidabilità delle quote del Fondo, di svalutare interamente il valore residuo delle quote. In data 18 novembre 2025 sono state cedute tutte le quote del Fondo Immobiliare Clesio per un corrispettivo di euro 10.000.

Nel corso del 2021 il Gruppo ha sottoscritto con la partecipata SF Energy un piano di finanziamento a lungo termine a favore della collegata SF Energy per un importo massimo finanziabile di euro 15.000 migliaia, fruttifero di interessi a tassi di mercato e da erogarsi in più tranche entro la data del 31 dicembre 2026; il finanziamento soci dovrà essere rimborsato entro e non oltre il 31 dicembre 2040, con possibilità di rimborso anticipato. Nel corso dell'esercizio il Gruppo ha erogato tranches per complessivi euro 2.000 migliaia, così da arrivare ad un totale erogati di euro 11.000 al 31 dicembre 2025.

La voce Strumenti finanziari derivati pari a 7.624 è composta da: i) contratti derivati (IRS) a copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi di cassa derivanti dal pagamento delle rate di un finanziamento passivo a tasso variabile con fair value al 31 dicembre 2025 positivo per euro 1.988 migliaia (positivo per euro 2.089 migliaia al 31 dicembre 2024), iscritto tra le attività finanziarie non correnti in contropartita ad apposita riserva di patrimonio netto; ii) contratti derivati su commodity a copertura delle fluttuazioni dei prezzi di mercato con fair value al 31 dicembre 2025 positivo per euro 5.636 non presente nello scorso esercizio.

7.7 Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite

Si riporta di seguito il dettaglio delle imposte anticipate e differite al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

Imposte anticipate

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Immobilizzazioni	35.730	35.857
Fondo svalutazione crediti	3.509	3.801
Premi di produzione	2.196	2.088
Fondi rischi e oneri	5.475	4.267
Fair value derivati	1.016	6.394
Interessi passivi indeducibili	2.096	934
Svalutazione fondi immobiliari	-	3.763
Benefici a dipendenti	1.752	1.007
Altre minori	1.600	585
TOTALE IMPOSTE ANTICIPATE	**53.374**	**58.696**

Imposte differite

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Immobilizzazioni materiali	126.464	126.652
Immobilizzazioni immateriali	44.690	24.619
Avviamento	10.863	10.367
Fondo svalutazione crediti	57	57
Derivati	3.645	1.836
Altre minori	37	37
TOTALE IMPOSTE DIFFERITE	**185.756**	**163.568**

Si ritiene probabile la recuperabilità delle "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio, in quanto i piani futuri prevedono redditi imponibili sufficienti per l'utilizzo delle attività fiscali differite. Al momento della redazione del presente bilancio si è in attesa di conversione il decreto cosiddetto "Decreto bollette" nel quale è previsto un incremento dell'aliquota IRAP per le imprese del settore energetico. In attesa dell'eventuale conversione e dei relativi decreti attuativi, nella determinazione delle imposte anticipate/differite non si è tenuto conto di tale incremento. Inoltre, in conformità al principio contabile IAS 12, l'eventuale nuova aliquota non è stata applicata nel bilancio 2025, poiché la normativa non prevede applicazione retrospettiva.

7.8 Altre attività non correnti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Altre attività non correnti" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Ratei e risconti attivi	2.751	1.138
Depositi cauzionali	9.175	6.667
Altri	12.845	23.943
TOTALE ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	**24.771**	**31.748**

Al 31 dicembre 2025 il saldo include depositi a garanzia delle operazioni effettuate sui mercati borsistici internazionali per euro 2.975 migliaia (euro 2.509 migliaia alla fine del precedente esercizio), in aumento rispetto al saldo di fine 2024 a seguito dell'aumento degli impegni assunti e delle operazioni svolte su detti mercati. Tale voce, soggetta ad adeguamenti continui e sistematici in relazione ai volumi negoziati sui mercati, ha comportato rimborsi nell'esercizio per euro 24.321 migliaia e versamenti per euro 24.789 migliaia.

Il saldo a fine esercizio include, tra gli altri, anche depositi non fruttiferi a favore di Terna S.p.A. per complessivi euro 4.756 migliaia (euro 3.371 migliaia al 31 dicembre 2024), corrisposti in adempimento delle previsioni disciplinari per il Mercato della Capacità.

7.9 Rimanenze

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Rimanenze" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	25.398	22.379
Altre rimanenze	2.176	1.306
TOTALE	**27.574**	**23.685**

Le rimanenze di materie prime, pari ad euro 25.398 migliaia, includono per euro 17.141 migliaia il valore di beni materiali impiegati nelle realizzazioni principalmente delle reti di distribuzione elettrica, idrica e del gas naturale, di lavori in corso su ordinazione (euro 15.045 migliaia nell'esercizio 2024) e euro 8.257 migliaia quali giacenze di gas naturale (euro 7.334 migliaia nell'esercizio 2024).

La voce Altre rimanenze è invece relativa al valore di titoli energetici (TEE, GO, quote CO2 e certificati VER), scambiati sul mercato con finalità di trading e non ancora ceduti al 31 dicembre 2025.

7.10 Crediti commerciali

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Crediti commerciali" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Crediti verso clienti	416.862	421.893
Crediti verso imprese collegate	68	42
Crediti verso imprese controllanti	1	25
Crediti verso imprese sorelle	1.550	8.201
Fondo svalutazione crediti	(16.703)	(18.778)
TOTALE	**401.778**	**411.383**

La voce dei crediti commerciali, esposta al netto del relativo fondo svalutazione, accoglie principalmente i crediti verso clienti e utenti finali, relativi ai corrispettivi di vendita dei beni e dei servizi offerti dal Gruppo. Il saldo risulta in linea con il valore al 31 dicembre 2024.

I criteri di adeguamento dei crediti al presumibile valore di realizzo tengono conto di valutazioni differenziate secondo lo stato del contenzioso.

Il fondo svalutazione crediti ha evidenziato la seguente movimentazione nel corso dell'esercizio:

(In migliaia di euro)	F.do svalutazione crediti
Al 31 dicembre 2023	**17.592**
Accantonamenti	7.658
Utilizzi	(6.472)
Al 31 dicembre 2024	**18.778**
Accantonamenti	3.320
Utilizzi	(5.395)
AL 31 DICEMBRE 2025	**16.703**

Il Gruppo non ha ricorso alla cessione del credito per le poste al 31 dicembre 2025.

7.11 Crediti per imposte correnti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Crediti per imposte correnti" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
IRES	46.414	3.256
IRAP	6.209	328
TOTALE	**52.623**	**3.584**

Il saldo esposto rappresenta l'eccedenza degli acconti d'imposta versati dal Gruppo rispetto alle imposte correnti a debito maturate nell'esercizio.

7.12 Attività finanziarie correnti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Attività finanziarie correnti" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Finanziamenti collegate	26.436	19.242
Finanziamento verso altri	1.522	31.705
Strumenti finanziari derivati	12.234	23.198
Altri crediti	16	18
Attività finanziarie correnti	**40.208**	**74.162**

La voce Finanziamenti collegate, che ammonta ad euro 26.436 migliaia (euro 19.242 migliaia al 31 dicembre 2024) comprende i seguenti finanziamenti: un finanziamento soci concesso a IVI Gnl per nominali euro 110 migliaia (euro 110 migliaia al 31 dicembre 2024), un finanziamento soci concesso a Neogy per nominali euro 14.654 migliaia (euro 9.000 migliaia alla fine del precedente esercizio) e un finanziamento soci concesso da Dolomiti Energia Rinnovabili a Eco Puglia Energia per euro 9.324 migliaia e altre per 2.348 migliaia.

La voce Crediti finanziari verso altri, che ammonta ad euro 1.522 migliaia (euro 31.705 migliaia al 31 dicembre 2024), ricomprendono per euro 289 migliaia gli indennizzi su crediti assicurati di competenza 2025 che la società Dolomiti Energia Mercato prevede di incassare e per euro 1.191 migliaia il pagamento anticipato del fair value di contratti derivati su commodity stipulati su mercati regolamentati ed aventi delivery 2026/2027/2028. La diminuzione riguarda, per euro 30.000 miglia, il rimborso del deposito a breve termine stipulato da Dolomiti Energia con primario istituto di credito.

La voce strumenti finanziari derivati pari ad euro 12.234 migliaia (euro 23.198 migliaia al 31 dicembre 2024) rappresenta per euro 1 milione il fair value al 31 dicembre 2025 di contratti derivati positivi su commodity stipulati a copertura di operazioni programmate altamente probabili relative alla compravendita di energia elettrica e gas. La variazione di fair value di tali derivati, relativamente alle coperture di flussi finanziari, la cui relazione di copertura con l'elemento coperto è risultata efficace, è stata iscritta nell'apposita riserva del patrimonio netto (riserva per operazioni di copertura dei flussi finanziari attesi) al netto del relativo effetto fiscale.

Per euro 11 milioni è incluso il fair value al 31 dicembre 2025 di contratti derivati positivi su commodity che non soddisfano le condizioni di ammissibilità per la contabilizzazione di copertura; la variazione del loro fair value è stata iscritta a conto economico nell'esercizio.

7.13 Altre attività correnti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Altre attività correnti" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Crediti imposte EE/gas	520	4.410
Crediti IVA di Gruppo	16.841	10.267
Crediti tributari diversi	319	61
Ratei e risconti attivi	17.570	13.137
Crediti ecobonus	15.576	18.061
Crediti diversi	2.064	335
Crediti gestione derivati		
Crediti verso CSEA	8.752	19.690
Certificati fonti rinnovabili	6.271	12.163
Anticipi/Cauzioni	11.924	16.294
Crediti v/Enti previdenziali	38	48
Crediti v/Enti pubblici per contributi	440	576
Crediti v/Enti pubblici	224	224
TOTALE ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI	**80.540**	**95.268**

La voce crediti verso CSEA (Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali) include principalmente crediti per la perequazione di trasporto (distribuzione e misura di energia elettrica e gas), ed efficienza reti (euro 7.922 migliaia).

Nella voce Certificati fonti rinnovabili sono inclusi i crediti per titoli di efficienza energetica, principalmente relativi ad i distributori di energia elettrica e gas, che ci aspettiamo vengano rifusi dalla CSEA.

La voce crediti imposte EE/GAS, pari ad euro 510, fa riferimento alle accise dovute sulle commodity energia e gas mentre i crediti Ecobonus, pari ad euro 15.576 migliaia, fa riferimento sia ai crediti tributari acquisti dai clienti tramite il meccanismo dello sconto in fattura, relativamente a lavori di ristrutturazione ed efficientamento energetico, sia a crediti acquisiti da soggetti terzi.

7.14 Disponibilità liquide

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Disponibilità liquide" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Depositi bancari e postali	81.545	149.419
Denaro e valori in cassa	4	
TOTALE	**81.549**	**149.419**

Le disponibilità non sono gravate da vincoli e quindi sono liberamente utilizzabili. Per una rappresentazione delle dinamiche che hanno comportato la variazione delle disponibilità liquide rappresentate in tabella si rinvia al rendiconto finanziario consolidato.

7.15 Patrimonio netto

La movimentazione delle riserve di patrimonio netto è riportata negli schemi del presente bilancio consolidato.

Al 31 dicembre 2024 il capitale sociale della capogruppo ammonta a euro 18.000.000.

Al 31 dicembre 2025 la controllata Dolomiti Energia S.p.A. detiene n. 26.369.875 azioni proprie.

Negli esercizi precedenti alcune società del Gruppo hanno affrancato Beni in concessione ed Avviamenti avvalendosi di quanto previsto dal DL 104/2020, e le relative riserve di patrimonio netto includono euro 117.870 milioni che qualora distribuite concorrono a formare il relativo reddito imponibile ai sensi dell'art. 13, comma 3 della L 323/2000.

7.16 Fondi per rischi e oneri correnti e non correnti

La voce "Fondi per rischi e oneri correnti" ammonta a euro 9.713 migliaia al 31 dicembre 2025 e risulta essere così composta:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Fondo rischi e oneri	1.833	1.384
Fondo premio di risultato	7.880	7.468
TOTALE FONDO RISCHI ED ONERI CORRENTI	**9.713**	**8.852**

Il Fondo rischi oneri comprende i costi stimati di competenza dell'esercizio, ma che avranno la loro manifestazione finanziaria nell'esercizio 2026.

Il "Fondo rischi e oneri" accoglie le liberalità destinate al finanziamento di progetti solidali: l'accantonamento matura annualmente sulla base di parametri contrattualmente concordati e l'erogazione, a favore di organizzazioni non lucrative, avviene a fronte dell'effettivo realizzo e rendicontazione delle iniziative solidali; il fondo è pari ad euro 1.833 migliaia al 31 dicembre 2025.

Il Fondo premio di risultato stima la passività per premi di risultato a dipendenti, da corrispondere nel 2026 sulla base di risultati da consuntivare relativi all'esercizio 2025. Alla fine del precedente esercizio è stato stimato un fondo di euro 7.468 migliaia, utilizzato nell'esercizio per 7.114 e rilevati a sopravvenienze euro 696 migliaia ed incrementato mediante un accantonamento di euro 8.222 migliaia.

La voce "Fondi per rischi e oneri non correnti" ammonta a euro 34.322 migliaia al 31 dicembre 2025 e risulta essere così composta:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Fondo rischi e oneri	25.520	22.720
Fondo copertura oneri di smaltimento	914	1.061
Fondo trattamento quiescenza	1.503	1.217
Fondo smantellamento impianti	6.385	
TOTALE FONDO RISCHI ED ONERI NON CORRENTI	**34.322**	**24.998**

Fondo rischi e oneri

La voce è composta dalle seguenti posizioni:

Il **fondo rischi impianti** pari a euro 9.569 migliaia - comprende accantonamenti fatti negli anni precedenti a copertura del rischio oneri derivanti dalla gestione di impianti e aree annesse (riferiti principalmente agli oneri di ripristino degli invasi gestiti dalla Hydro Dolomiti Energia S.r.l.); nel corso dell'esercizio è stato utilizzato per 476 migliaia di euro e incrementato per 3.047 migliaia.

Il f**ondo oneri per accertamento fiscali** pari a euro 2.838 migliaia - si riferisce a quanto accantonato a fronte di contestazioni dell'Agenzia delle Entrate del 2019/2020, per posizioni fiscali tuttora incerte, in merito all'aliquota IRAP applicata per l'anno 2014 e 2015 e altri minori.

Il **fondo rischi ed oneri per contenziosi** pari ad euro 54 migliaia – destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie o da altri contenziosi in corso.

Il **fondo IMU** pari a euro 6.094 migliaia - è stato costituito in precedenti esercizi a seguito di successive rivisitazioni del metodo di determinazione delle rendite catastali delle unità immobiliari a destinazione speciale, dapprima da parte del Servizio Catasto della PAT ed in seguito da parte dell'Agenzia del Territorio (Circolare 6/2012). Per effetto di tali variazioni, il Gruppo ha ricevuto avvisi di accertamento da parte dell'Ufficio del Catasto aventi ad oggetto la determinazione della rendita tavolare da attribuire agli impianti e avvisi di accertamento da parte dei Comuni aventi ad oggetto la maggiore imposta (ICI/IMU) e relative sanzioni ed interessi, determinata sulla rendita dei medesimi impianti rettificata. Il fondo accoglie la stima della passività potenziale derivante da quanto sopra esposto. Nel corso del 2025 il Fondo IMU si è movimentato per accantonamenti pari a euro 209 migliaia e utilizzi per euro 1.396 migliaia.

Il **Fondo energia agevolata** ai consorzi irrigui pari a euro 4.638 migliaia - in data 27 marzo 2012 veniva formulata formale richiesta di risarcimento ad HDE, AEEG e CCSSE e con lettera del 23 settembre 2015 si reiterava formalmente la richiesta di riconoscimento a favore del Consorzio di Bonifica Veronese della tariffa agevolata con riferimento al quantitativo annuo di 3 milioni di kWh, per il periodo in cui la stessa non è più stata riconosciuta come rimborso dalla Cassa Conguaglio, e cioè per le annualità dal 2010 in avanti; tutto ciò oltre interessi moratori ed accessori fino al saldo. La pretesa suddetta deriva dalla originaria convenzione stipulata quando fu rilasciata la concessione di cui oggi è titolare HDE (già Sima), che prevedeva un obbligo di fornitura gratuita di energia elettrica in cambio della equivalente sottensione della concessione rilasciata ai danti causa del Consorzio di Bonifica Veronese (CUMA). Tale obbligo è stato adempiuto direttamente da Enel fino al 2004, ed è successivamente stato trasferito alla Cassa Conguaglio per il Sistema Elettrico quale onere generale di sistema ai sensi della delibera 148/04 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

HDE con lettera del 11 dicembre 2015 ha comunicato al Consorzio di Bonifica Veronese che ha in corso un ulteriore contenzioso di cui al RG 258/2013, avente ad oggetto l'annullamento dell'ulteriore rinnovo della concessione del Consorzio con Decreto GC di Verona n. 205/2013 e, pertanto, la fornitura di energia elettrica agevolata sarà eventualmente riattivata solo a seguito della definizione del contenzioso. La tariffa agevolata per la valorizzazione dell'energia è stata valutata pari al valore medio dell'energia annua pubblicato dall'AEEG pervenendo ad un costo stimato dal 2010 al 2025 di euro 4.638 migliaia.

Il **Fondo energia gratuita** che si riferisce al Fondo energia gratuita regione Veneto pari a euro 1.631 – accantonato per determinare la stima dell'energia che dovrebbe essere ceduta gratuitamente alla regione Veneto in riferimento alla legge regionale n. 27 del 2020.

Fondi copertura oneri smaltimento

Il **Fondi copertura oneri smaltimento** pari a euro 914 migliaia - accantonato a fronte di future spese da sostenersi per la gestione post-operativa della discarica sita in località Ischia Podetti nel Comune di Trento, allora gestita dalla conferente. Per disposizione dell'art. 102 quinquies del Decreto del Presidente della Giunta provinciale 26 gennaio 1987, n. 1-41/Legisl. (Testo Unico Provinciale Sulla Tutela Dell'ambiente Dagli Inquinamenti), dal giorno 1° gennaio

2014 la competenza relativa alla gestione delle discariche per rifiuti urbani, nonché alla loro gestione in fase post-operativa, spetta alla Provincia Autonoma di Trento, che è subentrata alle comunità e al Comune di Trento in tutti i rapporti attivi e passivi in corso.

Di conseguenza gli accantonamenti effettuati fino a quella data dagli operatori sono stati lasciati a disposizione degli stessi, con finalità di copertura di futuri oneri correlati al servizio di smaltimento rifiuti. Nel corso del 2024 il fondo si è movimentato per utilizzi per euro 147 migliaia.

Fondi premio LTI

Il **Fondo premio LTI** che si riferisce al Fondo per la rilevazione dell'incentivazione di lungo termine pari a euro 389 migliaia - che prevede la possibilità di erogare ai destinatari un incentivo di natura monetaria il cui ammontare è fisso ed è stato prestabilito contrattualmente, a fronte del raggiungimento di un obbiettivo anch'esso concordato.

Altri fondi per euro 307 migliaia.

Fondi trattamento quiescenza

Si riferisce al **fondo indennità suppletiva di clientela** pari a euro 1.503 migliaia - costituito a fronte dei rapporti di agenzia in essere con i propri agenti.

Fondo smantellamento impianti

Il fondo pari a euro 6.385 migliaia si riferisce ad impianti acquisiti nel corso dell'anno e riflette la migliore stima attuale dei costi futuri necessari per la dismissione degli impianti a fine vita utile e per il ripristino dello stato originario dell'area, secondo quanto previsto dal piano economico-finanziario e dagli impegni assunti con gli enti competenti.

La movimentazione dei fondi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024 è riportata di seguito:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE			
	Fondo rischi e oneri	**F. copertura oneri di smaltimento**	**Fondo trattamento quiescenza**	**Fondo smantellamento impianti**
Al 31 dicembre 2020	22.286	1.235	700	
Accantonamenti	126		151	
Utilizzi	(1.335)	(87)	(1)	
Rilasci				
Al 31 dicembre 2021	21.077	1.148	850	
Accantonamenti	3.674		158	
Utilizzi	(1.275)		(57)	
Rilasci	(1.470)			
Al 31 dicembre 2022	22.006	1.148	951	
Accantonamenti	2.585	-	186	
Utilizzi	(1.323)	-	(92)	
Rilasci	(1.329)	-	-	
Al 31 dicembre 2023	21.939	1.148	1.045	
Accantonamenti	4.559	-	16	
Utilizzi	(3.778)	(87)	193	
Rilasci	-	-	(37)	
AL 31 DICEMBRE 2024	**22.720**	**1.061**	**1.217**	**-**
Accantonamenti	4.742	-	293	
Utilizzi	(1.872)	(147)	(7)	
Rilasci	(70)	-	-	6.385
AL 31 DICEMBRE 2025	**25.520**	**914**	**1.503**	**6.385**

Si riporta di seguito l'aggiornamento sulla situazione dei principali contenziosi in essere, a fronte dei quali non sono stati stanziati fondi rischi, in quanto riferiti a cause attive o a contenziosi per i quali il rischio di soccombenza non è considerato probabile.

HDE S.r.l. - A fine 2025 è stata condotta presso la sede della Società da parte della Guardia di Finanza una verifica fiscale avente ad oggetto controlli di natura tributaria. Il rilievo principale evidenziato dalla Guardia di Finanza ha riguardato la corretta applicazione della direttiva madre - figlia nell'ambito dei rapporti cross border intercorsi tra la **Hydro Dolomiti Energia s.r.l.** ed il socio lussemburghese Fedaia Holding s.a.r.l. La Società è stata chiamata a fornire chiarimenti (ai sensi dell'art. 10-bis dello Statuto del contribuente), in corso di predisposizione alla data di redazione del presente bilancio. A seguito di quanto sopra la Società ha provveduto ad attivare le coperture assicurative stipulate.

N**OVARETI S.p.A./GSE – CONSIGLIO DI STATO N.R.G. 3860/2023** - Novareti ha realizzato nel 2007 e gestito fino al 31/12/2017 un'unità di cogenerazione presso lo stabilimento Trento-Frutta di Trento. Per il suddetto impianto la Società ha ottenuto dal GSE l'accesso al regime di sostegno dei "certificati bianchi" per ciascun anno dal 2008 al 2013 nonché il presupposto per il riconoscimento come impianto CAR per ciascun anno dal 2011 (anno in cui tale riconoscimento è stato istituito) al 2013.

A seguito di un procedimento di controllo sull'impianto in questione il GSE ha annullato l'accesso al regime di sostegno per gli anni 2008 e 2013 nonché il riconoscimento CAR per l'anno 2013 e ha disposto il recupero dei certificati bianchi già emessi. Il provvedimento assunto dal GSE è stato impugnato, in quanto ritenuto illegittimo, davanti al TAR Lazio.

Il ricorso di Novareti è stato respinto con sentenza n. 1797/2023, con condanna alle spese. Novareti si è determinata ad impugnare la decisione del TAR Lazio con ricorso in appello al Consiglio dio Stato. In esito all'udienza di discussione del 10/06/2025, con sentenza di data 31/07/2025 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello di Novareti annullando il provvedimento impugnato e condannando il GSE al pagamento, in favore di Novareti, delle spese del doppio grado del giudizio.

DOLOMITI ENERGIA MERCATO S.p.A. - Relativamente al contenzioso che alcuni clienti hanno formalizzato, legato alla richiesta di rimborso delle accise provinciali versate nel periodo 2010-2011, abrogate dallo Stato nel 2012 perché in contrasto con la direttiva 2008/118/CE, la Società si è costituita in giudizio contro le pretese degli stessi; poiché, in caso di soccombenza, la Società richiederà rimborso all'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli delle per gli eventuali importi da restituire ai clienti, trattandosi di imposte indirette addebitate in capo a quest'ultimi e versate in proprio, quale soggetto di imposta, totalmente all'Erario, si è ritenuto di non procedere ad alcun accantonamento.

DOLOMITI ENERGIA TRADING S.p.A. - Alcuni ex clienti, in fornitura con la Società quando la stessa era attiva in qualità di operatore commerciale sul mercato business dei consumatori finali, hanno formalizzato un contenzioso legato alla richiesta di rimborso delle addizionali sulle accise provinciali versate nel periodo 2010-2011, abrogate dallo Stato nel 2012, poiché in contrasto con la direttiva 2008/118/CE; DET si è costituita in giudizio contro le pretese degli stessi e in caso di soccombenza richiederà rimborso all'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli per gli eventuali importi da restituire agli ex clienti, trattandosi di imposte indirette addebitate in capo a questi ultimi e versate in proprio, quale soggetto di imposta, totalmente all'Erario. Per tali ragioni si è ritenuto di non procedere ad alcun accantonamento nell'esercizio.

7.17 Benefici a dipendenti

La voce "Benefici a dipendenti" al 31 dicembre 2025 si compone per euro 7.534 migliaia dal fondo Trattamento di Fine Rapporto e per euro 6.678 migliaia da altri benefici a dipendenti.

Gli altri benefici includono, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà e medaglie d'oro per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico, limitatamente a taluni ex dipendenti durante il periodo di quiescenza.

La movimentazione del Fondo Trattamento Fine Rapporto e degli altri benefici a dipendenti per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 è di seguito riportata:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2025					
	TFR	**Premi fedeltà**	**Mensilità aggiuntive**	**Sconti energia**	**Medaglie**	**TOTALE**
Passività all'inizio del periodo	**7.946**	**2.242**	**1.097**	**-**	**647**	**11.932**
Costo corrente del servizio	86	1.774	34	-	649	2.542
Interessi da attualizzazione	202	57	21	-	32	312
Benefici Pagati	(543)	(268)	(72)	-	-	(883)
Perdite/(utili) attuariali	(96)	99	(22)	-	379	360
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	-
Altri Movimenti	(60)	6	(0)	-	2	(52)
Variazione perimetro consolidamento	-	-	-	-	-	-
Passività alla fine del periodo	**7.534**	**3.910**	**1.058**	**0**	**1.709**	**14.211**

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2024					
	TFR	**Premi fedeltà**	**Mensilità aggiuntive**	**Sconti energia**	**Medaglie**	**TOTALE**
Passività all'inizio del periodo	**8.820**	**2.084**	**1.235**	**-**	**627**	**12.766**
Costo corrente del servizio	291	182	60	-	69	602
Interessi da attualizzazione	-	-	-	-	-	-
Benefici Pagati	(1.213)	(145)	(172)	-	(55)	(1.585)
Perdite/(utili) attuariali	(97)	(59)	(4)	-	5	(155)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	(2)	(2)
Altri Movimenti	(1)	180	(22)	-	3	160
Variazione perimetro consolidamento	146	-	-	-	-	146
Passività alla fine del periodo	**7.946**	**2.242**	**1.097**	**0**	**647**	**11.932**

Si riporta di seguito il dettaglio delle assunzioni economiche e demografiche utilizzate ai fini delle valutazioni attuariali:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2025
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	3,96% - 3,37% - 3,09%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo aumento retribuzioni complessivo	3,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%

Si riporta di seguito un'analisi di sensitività, al 31 dicembre 2025, relativa alle principali ipotesi attuariali inserite nel modello di calcolo effettuata considerando come scenario base quello descritto più sopra e aumentando e diminuendo il tasso medio annuo di attualizzazione, il tasso medio di inflazione ed il tasso di turnover. I risultati ottenuti possono essere sintetizzati nella tabella seguente:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2025					
	Tasso di Attualizzazione		**Tasso di inflazione**		**Tasso di inflazione**	
	0,50%	**-0,50%**	**0,25%**	**-0,25%**	**2,00%**	**-2,00%**
TFR	7.140	7.633	7.449	7.312	7.415	7.370

7.18 Passività finanziarie (correnti e non correnti)

La tabella di seguito allegata riporta le passività finanziarie correnti e non correnti al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE			
	2025		**2024**	
	Corrente	**Non corrente**	**Corrente**	**Non corrente**
Debiti verso banche	77.484	213.117	303.395	152.083
Prestiti obbligazionari	1.697	413.253	2.102	114.979
Debiti verso Soci per finanziamento	5.855		-	
Debiti per derivati passivi	8.716	76	41.167	384
Debiti verso altri finanziatori	2.729	6.764	1.636	5.453
TOTALE	**96.481**	**633.209**	**348.301**	**272.899**

Al 31 dicembre 2025, tra i debiti verso banche sono iscritti tre mutui passivi aventi le seguenti caratteristiche:

- Mutuo erogato nel 2016 da Banca Europea degli investimenti (BEI) per nominali euro 100.000 migliaia, avente scadenza nel 2032 e valore residuo al 31 dicembre 2025 di euro 56.250 migliaia (euro 64.583 migliaia alla fine del precedente esercizio). Il contratto prevede il pagamento di rate trimestrali posticipate a tasso variabile fino al 30/09/2032; a copertura del rischio tasso di interesse il Gruppo ha stipulato contratti derivati IRS per un valore nozionale di originari euro 97.917 migliaia, il cui fair value al 31 dicembre 2025 è risultato essere positivo per euro 1.988 migliaia.

- Mutuo erogato nel 2021 da Banca Europea degli investimenti (BEI) per nominali euro 100.000 migliaia, avente scadenza nel 2037 e valore residuo al 31 dicembre 2025 di euro 93.750 migliaia, (euro 100.000 migliaia alla fine del precedente esercizio). Il contratto prevede il pagamento di rate trimestrali posticipate a tasso fisso, l'ultima rata prevista al 31 marzo 2037.

- Mutuo stipulato nel 2025 con Banca Europea degli investimenti (BEI) per nominali euro 200.000 migliaia, avente scadenza nel 2041 e valore residuo al 31 dicembre 2025 di euro 80.000 migliaia; la restante tranche di euro 120.000 migliaia è stata erogata nel corso del primo trimestre 2026. Il contratto prevede il pagamento di rate trimestrali posticipate a tasso fisso, l'ultima 30 settembre 2041.

I mutui BEI sopra indicati prevedono, come usuale per operazioni finanziarie di questo genere, una serie di impegni a carico del Gruppo e una serie di limitazioni alla possibilità di effettuare alcune operazioni, o di specifiche eccezioni previste dai rispettivi contratti. Nello specifico, si segnalano infatti talune limitazioni all'assunzione di indebitamento finanziario, all'effettuazione di determinati investimenti e atti di disposizione dei beni e attività sociali.

I debiti verso banche includono inoltre debiti per erogazione di "denaro caldo" e/o finanziamenti a breve termine per euro 60.000 migliaia.

Nel corso del 2025, il Gruppo ha inoltre stipulato nuove linee RCF committed per complessivi euro 300 mila migliaia, integralmente non utilizzate alla data di bilancio. Oltre a tali disponibilità aggiuntive, si informa che il Gruppo può fare affidamento su linee di credito sulla rilevante quota di fidi a breve termine non utilizzati.

Prestiti obbligazionari

In data 1° febbraio 2017 è stato modificato il Regolamento del Prestito Obbligazionario denominato "Dolomiti Energia – Subordinato – tasso fisso 2010 – 2017", prevedendo la modifica della denominazione (Dolomiti Energia Holding S.p.A. – Subordinato – tasso fisso 2010 – 2018), il rinvio della scadenza dello stesso dal febbraio 2017 al 31 dicembre 2018, la modifica dell'importo, ridotto a euro 7.540 migliaia. In data 30 giugno 2017 è stato nuovamente modificato il regolamento del prestito, prevedendo la modifica della denominazione (Dolomiti Energia Holding S.p.A.– Subordinato – tasso variabile 2010 – 2022), la proroga della scadenza al 10 agosto 2022, la modifica dell'importo, ridotto con decorrenza 10 agosto 2018 a euro 5.052 migliaia. Infine, in data 27 luglio 2021 è stata deliberata la modifica del regolamento del prestito stesso, prevedendo la variazione della denominazione (Dolomiti Energia Holding S.p.A.– Subordinato – tasso variabile 2010 – 2029) e la determinazione della nuova data di scadenza al giorno 1° agosto 2029. Il Prestito Obbligazionario è quotato sul Mercato regolamentato della Borsa Irlandese (Euronext Dublin).

In data 14 febbraio 2018 la controllata SET ha quotato un prestito obbligazionario denominato "SET Distribuzione Tasso fisso 4,6 2006/2029" sul mercato regolamentato irlandese (Euronext Dublin) per euro 110.000 migliaia. Il prestito è garantito da fidejussione irrevocabile a prima richiesta rilasciata dalla Provincia Autonoma di Trento. Il prestito obbligazionario ha durata di 23 anni a decorrere dal 1° agosto 2006 e quindi sino al 1° agosto 2029; si segnala che nel primo trimestre 2026 il prestito è stato rimborsato per intero anticipatamente.

In data 9 ottobre 2025 Dolomiti Energia S.p.A. (già Dolomiti Energia Holding S.p.A.) ha emesso un nuovo prestito obbligazionario "EURO 300,000,000 SENIOR UNSECURED GREEN FIXED RATE NOTES DUE 9 OCTOBER 2030" quotato sul mercato regolamentato Euronext Dublin e sul MOT; il prestito ha durata di 5 anni con cedole semestrali (l'ultima il 9 ottobre 2030).

Al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024, Il Gruppo presenta i seguenti prestiti obbligazionari, valutati con il metodo del costo ammortizzato:

(In migliaia di euro)

	AL 31 DICEMBRE 2025							
	Società	**Accensione**	**Scadenza**	**Importo iniziale (in unità di valuta originaria)**	**Saldo contabile**			
Prestiti obbligazionari					**TOT.**	**di cui entro 1 anno**	**di cui tra 1 e 5 anni**	**di cui oltre 5 anni**
Dolomiti Energia Holding S.p.A. – Subordinato – tasso variabile 2010 /2029	Dolomiti Energia S.p.A.	10-feb-10	1-ago-29	€ 5.052	5.052	-	5.052	-
SET distribuzione Tasso fisso 4,6 2006/2029	Set Distribuzione S.p.A.	1-ago-06	1-ago-29	€ 110.000	109.898	1.697	108.201	
euro 300,000,000 senior unsecured green fixed rate notes due 9 october 2023	Dolomiti Energia S.p.A.	9-ott-25	9-ott-30	300.000	300.000		300.000	-
					414.950	**1.697**	**413.253**	**-**

(In migliaia di euro)

	AL 31 DICEMBRE 2024							
	Società	**Accensione**	**Scadenza**	**Importo iniziale**	**Saldo**			
Prestiti obbligazionari					**TOT.**	**di cui entro 1 anno**	**di cui tra 1 e 5 anni**	**di cui oltre 5 anni**
Dolomiti Energia Holding S.p.A. – Subordinato – tasso variabile 2010 /2029	Dolomiti Energia S.p.A.	10-feb-10	1-ago-29	€ 5.052	5.052	-	5.052	-
SET distribuzione Tasso fisso 4,6 2006/2029	Set Distribuzione S.p.A.	1-ago-06	1-ago-29	€ 110.000	112.030	2.102	109.927	
					117.082	**2.102**	**114.979**	**-**

La voce derivati passivi include derivati su commodities pari ad euro 9 milioni (euro 42 milioni al 31 dicembre 2024), che rappresenta per euro 2 milioni il fair value al 31 dicembre 2025 di contratti derivati negativi su commodity stipulati a copertura di operazioni programmate altamente probabili e relative alla compravendita di energia elettrica e gas. Tali derivati, la cui relazione di copertura con l'elemento coperto è risultata efficace, sono stati iscritti nell'apposita riserva del patrimonio netto (riserva per operazioni di copertura dei flussi finanziari attesi) al netto del relativo effetto fiscale. Per euro 7 milioni è incluso il fair value al 31 dicembre 2025 di contratti derivati negativi su commodity che non soddisfano le condizioni di ammissibilità per la contabilizzazione di copertura; il loro fair value è stato iscritto a conto economico nell'esercizio.

Il Gruppo ha stipulato contratti derivati (IRS) a copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi di cassa derivanti dal pagamento delle rate di un finanziamento passivo a tasso variabile. Il fair value al 31 dicembre 2025 dei derivati risulta positivo per euro 1.988 migliaia (positivo per euro 2.089 migliaia al 31 dicembre 2024 – nota 7.6).

La seguente tabella rappresenta la composizione e variazione nell'esercizio delle passività per contratti di noleggio e locazione, determinate in applicazione dell'UE IFRS 16.

(In migliaia di euro)	al 31.12.2024	Nuovi contratti	Rimborsi	al 31.12.2025	di cui quota corrente
Debiti finanziari per fabbricati	2.640	3.744	(1.668)	4.716	1.434
Debiti finanziari per altri beni mobili	3.835	1.306	(1.227)	3.914	1.131
Debiti v/altri finanziatori per locazioni e noleggi	**6.475**	**5.050**	**(2.895)**	**8.630**	**2.565**

Di seguito si riporta il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo al 31 dicembre 2025 e 2024, determinato secondo quanto previsto dal documento pubblicato dall'ESMA in data 4 marzo 2021 "Orientamenti in materia di obblighi di informativa" ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (c.d. Regolamento sul Prospetto), la cui adozione è stata raccomandata anche da CONSOB tramite il "Richiamo d'attenzione n. 5/21" del 29 aprile 2021.

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
A. Disponibilità liquide	81.549	149.419
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	27.974	50.965
D. Liquidità (A+B+C)	**109.523**	**200.384**
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	(70.598)	(298.801)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	(17.167)	(12.500)
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	**(87.765)**	**(311.301)**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (D+G)	**21.758**	**(110.917)**
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	(219.880)	(157.537)
J. Strumenti di debito	(413.253)	(114.979)
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	**(633.133)**	**(272.516)**
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	**(611.375)**	**(383.433)**

L'indebitamento finanziario netto esposto nella precedente tabella non include il fair value degli strumenti finanziari derivati.

7.19 Altre passività (correnti e non correnti)

Si riportano di seguito i dettagli delle voci "Altre passività non correnti" e "Altre passività correnti" al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Ratei e riscontri passivi	116.914	106.817
Depositi cauzionali	7.005	16.863
TOTALE ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI	**123.920**	**123.680**

I ratei e risconti passivi sono prevalentemente dovuti ai contributi per allacciamenti per le attività a rete (euro 95.395 migliaia) e contributi conto impianti (euro 12.401).

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
Debiti verso ist. prev. e sic. sociale	6.214	5.592
Ratei e risconti passivi	2.787	1.839
Imposte EE/Gas	4.202	57
Imposte altre	872	15
Irpef e IVA	2.843	2.651
Imposta sostitutiva		
Debiti diversi	10.206	51.858
Canone RAI	2.340	1.412
Debiti verso dipendenti	4.557	4.195
Debito verso PAT	371	365
Canone depurazione	3.116	5.948
TOTALE ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	**37.508**	**73.932**

Il debito residuo per oneri maturati e non fatturati dal GSE al 31 dicembre 2025 in applicazione dell'art. 15 bis DL 4/2022, che ha introdotto nell'ordinamento italiano un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia elettrica prodotta, tra gli altri, da impianti di potenza superiore a 20kw alimentati da fonte idroelettrica, ammonta ad euro 2.801 migliaia (euro 45.745 migliaia al 31 dicembre 2024).

L'andamento delle altre voci facenti parte delle altre passività correnti segue la normale dinamica di gestione dei vari business.

7.20 Debiti commerciali

La voce "Debiti commerciali" include i debiti per forniture di beni e servizi e ammonta a euro 301.386 migliaia al 31 dicembre 2025 in linea a quella dell'esercizio precedente (euro 300.943 migliaia al 31 dicembre 2024).

7.21 Passività per imposte correnti

La voce "Passività per imposte correnti", pari ad euro 339 migliaia al 31 dicembre 2025, si riferisce alla posizione a debito verso l'Erario per imposte correnti IRES ed IRAP (euro 78.320 migliaia al 31 dicembre 2024).

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
	2025	**2024**
IRES	77	69.840
IRAP	262	8.480
TOTALE	**339**	**78.320**

8. NOTE AL CONTO ECONOMICO

8.1 Ricavi

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Ricavi" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Ricavi energia elettrica	1.568.327	1.660.284
Ricavi risorse idriche	20.495	21.527
Ricavi gas naturale	448.084	394.863
Ricavi calore	8.510	7.972
Ricavi igiene ambientale	40.952	38.898
Ricavi diversi	69.531	94.256
Ricavi depurazione	619	609
TOTALE	**2.156.518**	**2.218.409**

Nell'esercizio si registrano dei ricavi per singola area di attività in linea con quelli dell'esercizio precedente.

Si rimanda a quanto illustrato nella Relazione sulla gestione per un approfondimento sulle dinamiche dei prezzi delle commodities e per una più completa comprensione dei risultati conseguiti nell'esercizio per linea di business.

8.2 Ricavi e costi per lavori su beni in concessione

Si riporta di seguito il dettaglio delle voci inerenti a "Ricavi e costi per lavori su beni in concessione" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2025		**2024**	
	Ricavi	**Costi**	**Ricavi**	**Costi**
Rete elettrica	42.900	(41.864)	56.685	(55.306)
Rete gas	15.453	(15.076)	15.838	(15.452)
Rete idrica	8.233	(8.233)	5.896	(5.896)
TOTALE	**66.586**	**(65.173)**	**78.419**	**(76.654)**

Trattasi del fair value dei servizi di costruzione determinato sulla base dei costi effettivamente sostenuti maggiorati di un mark up rappresentativo della miglior stima circa la remunerazione dei costi interni per l'attività di direzione lavori e progettazione svolta dal Gruppo, pari al mark up che un general constructor terzo richiederebbe per svolgere la medesima attività, così come previsto dall'IFRIC 12. .

8.3 Altri ricavi e proventi

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Altri ricavi e proventi" per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Sopravvenienze attive caratteristiche	31.175	23.654
Efficienza energetica	3.526	6.086
Contributi c/esercizio	2.214	955
Prestazioni a terzi	1.179	1.326
Plusvalenze gestione caratteristica	0	
Contributi c/impianto	1.034	3.517
Ricavi per gestione impianti	677	883
Proventi immobiliari	715	456
Ricavi diversi	19.408	11.144
TOTALE	**59.928**	**48.021**

La voce altri ricavi e proventi accoglie principalmente i proventi per certificati di efficienza energetica, i contributi di competenza e le sopravvenienze caratteristiche, principalmente derivanti da rettifiche di stime di precedenti esercizi, oltre che da rettifiche di componenti positivi del 2024 riconducibili alla commodity energia elettrica e gas.

La voce "efficienza energetica", pari ad euro 3.526 migliaia, rappresenta il valore del contributo tariffario a fronte di progetti di efficientamento energetico o dell'acquisto sul mercato dei titoli necessari per adempiere al regime obbligatorio di risparmio di energia primaria, cui i Distributori di energia sono assoggettati.

Tra le sopravvenienze attive realizzate nel 2025 si segnalano principalmente conguagli verso l'utenza finale per le commodity energia elettrica e gas e riferiti a componenti positive degli esercizi precedenti (euro 17.936 migliaia) che trovano parziale compensazione tra le sopravvenienze passive incluse alla voce Costi per materie prime, di consumo e merci e negli altri costi operativi e la rettifica dei ricavi in formazione 2023/2024 rispetto all'effettivo fatturato per euro 5.868 migliaia.

Si segnalano, inoltre, euro 5.454 di incassi relativi a CSEA, dovuti principalmente alle perequazioni (euro 2.428 migliaia) e premio sicurezza/continuità (euro 2.875 migliaia).

In generale, si segnala un aumento delle sopravvenienze attive, dovuto principalmente ai settlement di energia e gas.

Tra i ricavi diversi sono ricompresi per euro 6.858 migliaia i contratti di servizio, in incremento rispetto al 2024, ed euro 5.584 migliaia relativi alla cessione di know-how informatico ad altre aziende di settore.

8.4 Costi per materie prime, di consumo e merci

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Costi per materie prime, di consumo e merci" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Acquisti materie prime EE	648.531	577.612
Acquisti materie prime Gas	260.236	218.197
Acquisti materie prime Calore/vapore	22	0
Acquisti magazzino	3.447	6.351
Acquisto carburanti e ricambi automezzi	1.735	2.080
Acquisti laboratorio e prodotti chimici	552	514
Var. rim. mat. prime, suss., di cons. e merci	-2.271	-6.219
Certificati energetici	21.888	27.061
Altri acquisti	5.825	5.396
Sopravvenienze	11.406	4.817
TOTALE	**951.371**	**835.809**

Per un'analisi più approfondita dell'andamento dei prezzi di mercato delle materie prime si rimanda alla disamina esposta in Relazione sulla gestione.

La voce Sopravvenienze per acquisti di materie prime accoglie i conguagli relativi all'acquisto delle commodities energia elettrica e gas, che trovano parziale compensazione tra le sopravvenienze attive incluse alla voce Altri ricavi e proventi.

8.5 Costi per servizi

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Costi per servizi" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Servizi esterni di manutenzione	57.613	53.103
Servizi ass.vi, bancari e fin.	10.724	13.611
Altri servizi	25.965	27.331
Servizi commerciali	422.222	417.026
Servizi generali	5.160	4.781
Certificazione bilancio	374	447
Collegio sindacale	366	365
Amministratori	872	1.104
Oneri vari	292	890
Affitti passivi	577	507
Canoni noleggio	1.951	1.729
Servitù	186	13
Oneri contratti di servizio	1.012	972
Affitto ramo aziendale	96	96
Canoni derivazioni idriche	103.926	103.220
Sopravvenienze	3.340	5.294
TOTALE	**634.676**	**630.489**

L'aumento dei costi per servizi è principalmente attribuibile alla voce "Servizi commerciali", che include principalmente i costi di vettoriamento di energia elettrica e gas.

8.6 Costo del personale

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Costo del personale" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Salari e stipendi	64.893	58.726
Oneri sociali	23.176	21.602
Trattamento di fine rapporto	4.486	4.688
Altri costi	3.611	3.444
TOTALE	**96.166**	**88.460**

Il Gruppo risulta avere 1.687 dipendenti al 31 dicembre 2025, erano 1.634 nell'esercizio 2024. L'incremento rispetto all'esercizio precedente dipende dalla crescita organica del Gruppo.

8.7 Ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni e riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	24.141	16.571
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	22.280	13.218
Ammortamenti beni in concessione	31.011	29.342
Ammortamenti diritti d'uso	2.557	2.229
Accantonamenti per rischi	372	439
Svalutazioni	297	2.906
TOTALE	**80.658**	**64.705**

Gli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni immateriali e materiali sono aumentati principalmente per l'inclusione nell'area di consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio quali IVPC e Hydrowatt.

La voce svalutazioni comprende prevalentemente (euro 254 migliaia) la svalutazione di impianti oggetto di repowering, che cesseranno la produzione nel corso del 2026 e per i quali non vi è previsione di coprire gli ammortamenti, l'anno a venire, con i margini previsti.

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Svalutazioni crediti compresi nell'attivo circolante	3.027	7.429
Perdite su crediti	277	470
TOTALE	**3.304**	**7.899**

Nell'esercizio si è provveduto ad accantonare un importo adeguato a fondo svalutazione crediti, somma derivante da un'attenta stima dei rischi sui crediti commerciali del Gruppo.

8.8 Altri costi operativi

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Altri costi operativi" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Oneri efficienza energetica	2.203	4.904
Sopravvenienze passive caratteristiche	12.539	9.884
IMIS	5.441	6.036
Oneri diversi	5.943	3.937
Oneri e convenzioni comuni	1.918	1.873
Tariffa sociale/cts	595	1.613
Altre imposte e tasse	1.077	1.023
TOSAP/COSAP	42	16
Minusvalenze gestione caratteristica	1.421	1.169
Altri costi	10.757	18.198
TOTALE	**41.936**	**48.653**

La "voce oneri efficienza energetica", pari ad euro 2.203 migliaia, rappresenta il valore per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica necessario ad assolvere l'obbligo di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e gas.

L'incremento delle sopravvenienze passive caratteristiche rispetto al 2024 pari a euro 2.655 è dovuto prevalentemente ai conguagli relativi alla commodity gas e alla commodity energia e alle rettifiche di stime rispetto a quanto contabilizzato nel bilancio. Si segnalano euro 1.716 migliaia relativi all'adeguamento di stima degli extraprofitti ex art.15bis DL 4/2022, prevalentemente sulla base delle fatture ricevute a inizio 2026.

Il forte decremento della voce "Altri costi" deriva principalmente dalla diminuzione dei prezzi relativi all'acquisto di certificati energetici da parte della Commerciale DEM.

8.9 Risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle altre imprese

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle altre imprese" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Dividendi ed altri proventi da altre imprese	1.944	1.660
Rivalutazioni di partecipazioni	1.689	16.150
Svalutazioni di partecipazioni e titoli	(6.227)	(4.262)
TOTALE	**(2.594)**	**13.548**

I dividendi da altre imprese comprendono i dividendi delle società Primiero Energia, Iniziative Bresciane, ISA, BioEnergia Fiemme.

Le voci rivalutazione e svalutazione delle partecipazioni e titoli comprende principalmente la valutazione dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto. Nell'esercizio precedente era presente l'effetto economico dell'acquisizione della maggioranza della partecipazione in EPQ S.r.l. (acquisition method), in particolare, le rivalutazioni di partecipazioni comprendeva euro 12.949 migliaia derivanti dall'applicazione dell'acquisition method per la contabilizzazione delle aggregazioni aziendali in relazione all'acquisizione del controllo di EPQ. Tale metodo prevede che la partecipazione precedentemente detenuta nell'impresa sia rivalutata al fair value alla data di acquisizione del controllo e l'eventuale utile o perdita che ne consegue sia rilevata nel conto economico.

La voce svalutazione di partecipazioni e titoli pari a euro 6.227 migliaia comprende la svalutazione della partecipazione in Neogy S.r.l. pari a euro 3.390 migliaia.

8.10 Proventi e oneri finanziari

Si riporta di seguito il dettaglio delle voci "Proventi finanziari" e "Oneri finanziari" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Proventi finanziari verso imprese collegate	744	554
Proventi finanziari verso altre imprese	5.872	11.679
Strumenti finanziari derivati	2.793	1.651
Altro		
TOTALE	**9.409**	**13.884**

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Oneri finanziari verso imprese collegate		
Oneri finanziari verso imprese controllanti		
Oneri finanziari verso altre imprese	(20.240)	(15.159)
Oneri finanziari diritti d'uso	(209)	(85)
Oneri finanziari da attualizzazione	(346)	(231)
Strumenti finanziari derivati		
Altro	(907)	(272)
TOTALE	**(21.703)**	**(15.747)**

La voce proventi finanziari verso altre imprese è in diminuzione principalmente per la riduzione dei depositi fruttiferi e comprende i proventi attivi su conti correnti bancari e postali, interessi attivi per ritardati pagamenti e altri proventi, tra i quali quelli derivanti dall'acquisto dei crediti Ecobonus.

I proventi e oneri per strumenti finanziari derivati sono stati rilevati compensando le partite positive (euro 53.594 migliaia per l'esercizio 2025; euro 149.850 per l'esercizio 2024) e negative (euro 51.013 migliaia per l'esercizio 2025; euro 148.199 per l'esercizio 2024) per evidenziare il margine di contribuzione dell'attività/passività. La voce "Strumenti finanziari derivati" include quindi la variazione del fair value al 31 dicembre 2025 dei contratti derivati su commodity che non soddisfano le condizioni di ammissibilità per la contabilizzazione di copertura, oltre che i differenziali maturati e regolati nell'esercizio per derivati su commodity che non soddisfano le condizioni di ammissibilità per la contabilizzazione di copertura.

8.11 Imposte

Si fornisce di seguito il dettaglio della voce "Imposte" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Imposte correnti	123.028	167.253
Imposte differite	(991)	(672)
Imposte anticipate	(2.302)	(2.255)
Proventi/oneri da consolidato fiscale	(3.850)	(1.485)
Imposte anni precedenti	1.971	(46)
Sopravvenienze attive/passive	288	-
TOTALE	**118.144**	**162.795**

Si fornisce di seguito il prospetto di riconciliazione fra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2025	**%**	**2024**	**%**
Risultato prima delle imposte	**39.4859**		**603.740**	
Imposte sul reddito teoriche	94.766	24,0%	144.898	24,0%
IRES	108.339	27,4%	147.897	24,5%
IRAP	14.689	3,7%	19.356	3,2%
Effetto fiscale differenze permanenti ed altre differenze	(4.884)	-1,2%	(4.458)	-0,7%
TOTALE	**118.144**	**29,92%**	**162.795**	**26,96%**

La percentuale di imposte è in linea con quella dell'esercizio precedente.

9. OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

Per parti correlate si intendono quelle che condividono con il Gruppo il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente la controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto dalla Capogruppo, quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole e le società collegate.

Per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024, le principali transazioni con parti correlate hanno riguardato:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE									
	2025					2024				
	Crediti com.li	Crediti finanziari	Crediti Dividendi	Debiti com.li	Debiti finanziari	Crediti com.li	Crediti finanziari	Crediti Dividendi	Debiti com.li	Debiti finanziari
Neogy	234	14.654	-	32	-	19	9.116	-		-
SF Energy	733	11.139		-2.852		740	9.113		1.279	
TOTALE	**967**	**25.793**	**-**	**-2.820**	**-**	**759**	**18.229**	**-**	**1.279**	

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2025							
	Ricavi			Acquisti			Proventi finanziari	Oneri finanziari
	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		
Neogy	-	1.091	-	-	-	-	475	-
SF Energy	-	1.865	-	10.647	193	-	271	-
TOTALE	**-**	**2.956**	**-**	**10.647**	**193**	**-**	**746**	**-**

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE 2024							
	Ricavi			Acquisti			Proventi finanziari	Oneri finanziari
	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		
Neogy	-	289	-	-	-	-	251	-
SF Energy	-	1.947	-	9.360	173	-	223	-
TOTALE	**-**	**2.236**	**-**	**9.360**	**173**	**-**	**474**	**-**

10. GARANZIE E IMPEGNI

Si riportano di seguito i dettagli delle garanzie e impegni a favore e assunti dal Gruppo al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
Garanzie e impegni a favore di Terzi	**2025**	**2024**
Garanzie rilasciate a Terzi	13.766	8.113
Pegni su quote prestati dalla società a Terzi	4.131	4.130
Impegni finanziari a favore di Terzi	1.598	1.598
TOTALE	**19.495**	**13.841**

(In migliaia di euro)	AL 31 DICEMBRE	
Garanzie ricevute da Terzi	**2025**	**2024**
Garanzie ricevute da Terzi a favore di banche per finanziamenti	115.500	115.500
Utilizzo linee di firma per emissione fideiussioni bancarie e assicurative	160.275	148.255
TOTALE	**275.775**	**263.755**

Si segnala che a fronte del Prestito Obbligazionario emesso da SET Distribuzione per nominali euro 110 milioni, la Provincia Autonoma di Trento ha rilasciato garanzia a favore degli obbligazionisti per euro 115 milioni, invariata rispetto al precedente esercizio.

Le linee di firma per emissione di fidejussioni bancarie e assicurative si riferiscono a fidejussioni rilasciate dal sistema bancario/assicurativo a favore di terzi e nell'interesse del Gruppo Dolomiti Energia.

11. COMPENSI AMMINISTRATORI E SINDACI

Si riporta di seguito il dettaglio dei compensi degli amministratori e dei sindaci del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Collegio sindacale	366	377
Amministratori	872	1.130
TOTALE	**1.238**	**1.507**

12. COMPENSI DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

Si riporta nella tabella di seguito i corrispettivi percepiti dalla società di revisione.

La revisione del bilancio 2024 è stata eseguita da PricewaterhouseCoopers mentre quella per il 2025 è stata eseguita da EY.

Per i servizi di revisione dei bilanci d'esercizio delle società del Gruppo e del bilancio consolidato per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2025 e 2024, oltre che compensi erogati per altri servizi:

(In migliaia di euro)	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2025	**2024**
Revisione legale dei conti	311	326
Altri servizi di verifica	31	55
Revisione limitata bilancio semestrale	90	-
Altri servizi diversi dalla revisione	-	-
TOTALE	**432**	**381**

13. TRASPARENZA NEL SISTEMA DELLE EROGAZIONI PUBBLICHE

In applicazione dell'art. 1, commi 125 e ss., della legge 124/2017 (c.d. legge annuale per il mercato e la concorrenza), così come riformulati dall'art. 35 del decreto legge n. 34/2019 (decreto crescita), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 100 del 30 aprile 2019, si rinvia alla consultazione del Registro Nazionale degli aiuti di Stato, sezione "Trasparenza", al fine di prendere visione di eventuali sovvenzioni, sussidi, vantaggi, contributi o aiuti, in denaro o in natura, non aventi carattere generale e privi di natura corrispettiva, retributiva o risarcitoria, effettivamente erogati dalle pubbliche amministrazioni nonché dai soggetti di cui all'art. 2-bis del decreto legislativo n. 33/2013 nell'esercizio 2024.

14. ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

La Società non è soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte di nessun Socio e da alcun altro soggetto giuridico.

15. EVENTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

L'inizio dell'esercizio 2026 ha confermato la crescente volatilità sui mercati delle commodities sia per gli effetti della transizione energetica sia per la sempre maggiore instabilità geopolitica. Nel mese di gennaio il prezzo dell'energia elettrica ha raggiunto valori molto alti (PUN medio 132,7 €/MWh) a causa del prezzo delle European Emission Allowances (EUA) tale da determinare un intervento governativo volto a limitarne gli impatti (cosiddetto Decreto-legge "Bollette") e ponendo le basi per una possibile rivisitazione a livello europeo del meccanismo ETS (Emission Trading System). Dal 28 febbraio in conseguenza dell'avvio delle operazioni militari nei confronti dell'Iran il prezzo del gas ha rapidamente raggiunto i 50 €/MWh (PSV) determinando un nuovo incremento del prezzo dell'energia elettrica (PUN medio 1-15 marzo pari a 141,8 €/MWh). Lo scenario per il proseguo dell'esercizio 2026 risulta estremamente volatile ma con la previsione di un impatto perdurante dei recenti eventi.

In questo scenario risulta evidente la solidità della scelta strategica del gruppo di puntare sulla filiera energetica integrata con la diversificazione della generazione nella fonte eolica e fotovoltaica a supporto della vendita ai clienti con contratti pluriennali a prezzo fisso e sugli investimenti nelle reti regolate.

Si riporta inoltre come, nel mese di gennaio la controllata Novareti abbia ricevuto conferma dell'aggiudicazione della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ambito unico provinciale di Trento per la quale aveva presentato offerta nel mese di luglio 2024. Questo importante risultato per il gruppo pone le basi per gli importanti investimenti nella rete di distribuzione gas e nel nuovo progetto di trasporto regionale nella parte occidentale del territorio della Provincia di Trento. Il Gruppo è inoltre impegnato nell'accelerazione degli investimenti nel settore rinnovabili (131 MW in costruzione) potendo contare sulle competenze e sulla pipeline di progetti acquisita nel corso del 2025 ma anche con attenzione ad opportunità di consolidamento che si possono presentare, quale l'operazione di partnership con il gruppo EPICO finalizzata nel mese di gennaio.

Prosegue la crescita della base clienti, grazie al successo delle offerte pluriennali a prezzo fisso, così come le attività preparatorie per il rinnovo delle concessioni idroelettriche in attesa che il quadro normativo trovi un assetto definitivo.

In accordo ed a supporto del Piano Strategico il gruppo monitora le opportunità offerte dai mercati finanziari, sia per quanto concerne la parte obbligazionaria dove la controllata SET Distribuzione ha proceduto nel mese di gennaio al rimborso integrale anticipato del Prestito Obbligazionario emesso nel 2006, sia con riferimento alla valutazione di una possibile operazione di quotazione delle azioni ordinarie della capogruppo.

16. TASSAZIONE MINIMA GLOBALE DEI GRUPPI MULTINAZIONALI (GLOBAL MINIMUM TAX)

Il decreto attuativo, in recepimento della Direttiva 2022/2523, ha introdotto un sistema coordinato di regole di contrasto all'erosione globale della base imponibile delle imposte societarie sviluppato dall'OCSE (Regole GloBE del cd. Pillar II) per fronteggiare le nuove sfide fiscali internazionali, derivanti dalla digitalizzazione e dalla globalizzazione dell'economia. Queste norme - definite nell'ambito dell'accordo internazionale, raggiunto a livello OCSE/G20 nell'ottobre 2021 e sottoscritto da 137 Paesi, a cui se ne sono poi aggiunti altri – introducono una tassazione minima effettiva delle grandi multinazionali a livello globale ("Global minimum tax").

A livello nazionale il D.lgs. approvato il 27 dicembre 2023 n. 209 recepisce la Direttiva Ue per l'introduzione del Pillar II e prevede l'applicazione dell'imposta minima nazionale anche alle imprese italiane appartenenti a grandi gruppi con ricavi consolidati annuali di almeno 750 milioni di euro a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31.12.2023.

La normativa ha introdotto dei test ("Transitional Safe Harbours") che consentono l'esonero temporaneo dall'effettuazione dei calcoli dettagliati per il periodo 2024 – 2026 qualora il Gruppo abbia un "Simplified Effective Tax Rate" maggiore o uguale al 15% per il 2024, 16% per il 2025 e 17% per il 2026.

Il Gruppo Dolomiti Energia ha provveduto ad effettuare la determinazione del test ETR semplificato che ha evidenziato un "Simplified Effective Tax Rate" ben superiore al 15%

Allegato A al Bilancio Consolidato

FINDOLOMITI ENERGIA	Tipo	Capitale sociale euro	2025	Metodo di consolidamento
DOLOMITI ENERGIA	S.p.A.	411.496.169	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA SOLUTIONS	S.r.l.	120.000	100,00%	integrale
NOVARETI	S.p.A.	28.500.000	100,00%	integrale
DOLOMITI AMBIENTE	S.r.l.	2.000.000	100,00%	integrale
DOLOMITI GNL	S.r.l.	600.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA HYDRO POWER	S.r.l.	100.000	100,00%	integrale
GASDOTTI ALPINI	S.r.l.	10.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA RINNOVABILI	S.r.l.	100.000	100,00%	integrale
DOLOMITI HYDRO STORAGE	S.r.l.	100.000	100,00%	integrale
EPQ	S.r.l.	100.000	100,00%	integrale
FONDO PERLA	S.r.l.	100	100,00%	integrale
NEW POWER GROUP	S.r.l.	10.000	100,00%	integrale
POWERTWO	S.r.l.	10.000	100,00%	integrale
GREEN FIN	S.r.l.	10.000	100,00%	integrale
HDE	S.r.l.	3.000.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA TRADING	S.p.A.	2.478.429	98,72%	integrale
DOLOMITI ENERGIA MERCATO	S.p.A.	20.405.332	82,89%	integrale
IVPC POWER 6	S.r.l.	10.000	75,00%	integrale
IVPC POWER 8	S.p.A.	500.000	75,00%	integrale
IVPC POWER 10	S.r.l.	10.000	75,00%	integrale
IVPC POWER X	S.r.l.	10.000	75,00%	integrale
IVPC MINIPOWER	S.r.l.	10.000	75,00%	integrale
VIGREEN	S.r.l.	10.000	75,00%	integrale
HYDROWATT	S.r.l.	3.852.000	100,00%	integrale
SET DISTRIBUZIONE	S.p.A.	120.175.728	68,58%	integrale
DEE	S.r.l.	5.000.000	51,00%	integrale
NEOGY	S.r.l.	750.000	50,00%	patrimonio netto
IVIGNL	S.r.l.	1.100.000	50,00%	patrimonio netto
SF ENERGY	S.r.l.	7.500.000	50,00%	patrimonio netto
IVPC SERVICE	S.r.l.	100.000	49,00%	patrimonio netto
IVPC EOLICA	S.r.l.	10.320	49,00%	patrimonio netto
GIUDICARIE GAS	S.p.A.	1.780.023	43,35%	patrimonio netto
ECO PUGLIA	S.r.l.	20.000	42,73%	patrimonio netto
TECNODATA	S.r.l.	12.560	25,00%	patrimonio netto
BIO ENERGIA TRENTINO	S.r.l.	3.000.000	24,90%	patrimonio netto
AGS RIVA DEL GARDA	S.p.A.	23.234.016	20,00%	patrimonio netto
RABBIES ENERGIA	S.r.l.	518.120	31,02%	patrimonio netto
MASOENERGIA	S.r.l.	1.350.000	26,25%	patrimonio netto
VERMIGLIANA	S.r.l.	273.580	20,00%	patrimonio netto

Trento, 29 maggio 2026

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Dott. Paolo Nicoletti

Relazione al bilancio consolidato

EY S.p.A.
Via Isonzo, 11
37126 Verona

Tel: +39 045 8312511
Fax: +39 045 8312550
ey.com

Shape the future
with confidence

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Ai Soci della
FinDolomiti Energia S.r.l.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo FinDolomiti Energia (il Gruppo), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2025, dal conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note illustrative al bilancio consolidato che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto al Gruppo in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Altri aspetti

Il bilancio consolidato del Gruppo FinDolomiti Energia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, in data 11 giugno 2025, ha espresso un giudizio senza rilievi su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del sindaco unico per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Meravigli, 12 - 20123 Milano
Sede Secondaria: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 3.000.000 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CCIAA di Milano Monza Brianza Lodi
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. di Milano 606158 - P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo FinDolomiti Energia S.r.l. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il sindaco unico ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che tuttavia non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

Shape the future
with confidence

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), e-*bis*) ed e-*ter*) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Gli amministratori della FinDolomiti Energia S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del Gruppo FinDolomiti Energia al 31 dicembre 2025, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato del Gruppo FinDolomiti Energia al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-*ter*), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Verona, 12 giugno 2026

EY S.p.A.

Daniele Tosi
(Revisore Legale)

Findolomiti Energia S.r.l.

Via Torre Verde n.25 - 38122 Trento
Tel. 0461 980123 | Fax 0461 980023
C.F. e P.I. IT02114780220
email: info@finde.tn.it | Pec: findesrl@open.legalmail.it

FinDolomiti
Energia.it