



FinDolomiti Energia Srl

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 2023**

ORGANI SOCIALI

Consiglio di Amministrazione (1)

Presidente	CARLO MOSER
Consigliere Vicario	SONIA SPERI (2)
Consiglieri	PAOLO FRIZZI

Sindaco unico (1)

Sindaco unico	STEFANO MICHELI
---------------	-----------------

Società di revisione (3)

PricewaterhouseCoopers SpA

(1)

Nominato dall'Assemblea dei Soci in data 20 luglio 2021, in carica per tre esercizi: scadenza con l'approvazione del bilancio 2023.

(2)

Nominata dal Consiglio di amministrazione in data 24 agosto 2021.

(3)

Nominata dall'Assemblea dei Soci in data 20 luglio 2021 in carica per tre esercizi: scadenza con l'approvazione del bilancio 2023.

INDICE

BILANCIO DI ESERCIZIO FINDOLOMITI ENERGIA SRL	9
STATO PATRIMONIALE	10
CONTO ECONOMICO	11
RENDICONTO FINANZIARIO	12
NOTA INTEGRATIVA	13
PARTE A - CRITERI DI VALUTAZIONE ADOTTATI	14
PARTE B - INFORMAZIONI SULLO STATO PATRIMONIALE	16
PARTE C - INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO	20
PARTE D - ALTRE INFORMAZIONI	21
RELAZIONI	25
RELAZIONE DEL SINDACO UNICO	25
RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE	28
RELAZIONE SULLA GESTIONE	31
BILANCIO CONSOLIDATO GRUPPO FINDOLOMITI ENERGIA	95
SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA	97
CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO	98
RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO	99
PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO	100
NOTE ILLUSTRATIVE	101
RELAZIONE AL BILANCIO CONSOLIDATO	157
RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE	157

Signori Soci,

sottoponiamo alla Vostra approvazione il bilancio relativo all'esercizio sociale chiuso al 31 dicembre 2023, redatto secondo le applicabili disposizioni di legge.

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

L'esercizio 2023 è stato caratterizzato da un significativo e generalizzato miglioramento dei risultati economici e finanziari delle società appartenenti al Gruppo Dolomiti Energia, grazie ad una concomitante serie di fattori quali la ripresa della produzione di energia da fonte idroelettrica nella seconda parte dell'anno, il progressivo venir meno degli interventi legislativi emergenziali che avevano compresso la redditività del Gruppo nel precedente esercizio e la relativa normalizzazione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, che ha consentito un consistente recupero di redditività dell'attività commerciale svolta dalla controllata indiretta Dolomiti Energia S.p.A..

Il Gruppo ha chiuso infatti l'esercizio con una redditività operativa al lordo degli ammortamenti ed accantonamenti ("EBITDA") pari ad € 393 milioni, pressoché raddoppiata rispetto al 2022, ed una posizione finanziaria netta pari ad € 268 milioni, più che dimezzata rispetto al precedente esercizio.

Il positivo andamento operativo del Gruppo non si è ancora riflesso nel risultato conseguito dalla Vostra Società, il cui conto economico, in quanto holding di partecipazioni, è stato determinato essenzialmente dal dividendo distribuito nel corso del 2023 dalla controllata Dolomiti Energia Holding S.p.A., a sua volta penalizzato dall'andamento operativo del Gruppo nel corso dell'anno 2022. Il dividendo percepito dalla Vostra Società nel 2023 è risultato infatti pari ad € 6 centesimi per azione posseduta, per un totale di circa € 12 milioni, in contrazione del 40% rispetto a quanto percepito nei 2 anni precedenti.

Per converso, grazie ai positivi risultati conseguiti dal Gruppo nel 2023, l'assemblea degli azionisti di Dolomiti Energia Holding S.p.A. ha deliberato la distribuzione di un dividendo per azione di € 12 centesimi, pari al doppio di quanto distribuito nel 2023 e corrispondente ad un totale di € 24 milioni circa di incasso per la Vostra Società, che sarà corrisposto nel prossimo mese di luglio e riflesso nel bilancio dell'esercizio 2024 della stessa.

Il 2023 è stato inoltre caratterizzato da alcuni avvenimenti di notevole importanza per le prospettive del Gruppo. La controllata Dolomiti Energia Holding S.p.A. ha modificato l'organigramma istituendo la posizione di Direttore generale ed avviato un processo di ricerca dello stesso, con l'assistenza di una primaria società di selezione del personale. Il processo di selezione si è positivamente concluso ad inizio 2024 ed il nuovo Direttore generale, Ingegnere Stefano Granella, si è unito al Gruppo nel mese di aprile.

Inoltre, l'Amministratore delegato dottor Marco Merler ha comunicato, con congruo anticipo, l'intenzione di non candidarsi per un nuovo mandato in occasione del rinnovo degli organi sociali di Dolomiti Energia Holding

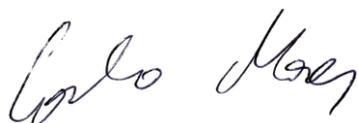
S.p.A. avvenuto lo scorso 29 aprile. L'assemblea degli azionisti ha pertanto deciso di nominare l'Ingegnere Granella consigliere di amministrazione, confermando la dottoressa Silvia Arlanch quale Presidente. Nella successiva riunione del Consiglio di amministrazione di Dolomiti Energia Holding S.p.A., l'Ingegnere Granella è stato nominato anche Amministratore delegato. La Vostra Società ha espresso, in occasione della riunione assembleare di Dolomiti Energia Holding S.p.A. dello scorso 29 aprile, il più sentito ringraziamento al dottor Merler per i risultati raggiunti nel Suo lungo percorso alla guida del Gruppo, ed all'Ingegnere Granella un cordiale saluto di benvenuto e augurio di una lunga e fruttuosa collaborazione.

Nel corso del 2023, infine, il socio di minoranza della controllata indiretta Hydro Dolomiti Energia Srl ha avviato un processo per la cessione della quota detenuta. Dolomiti Energia Holding S.p.A., che detiene un diritto di prelazione sulla quota oggetto di cessione, sta monitorando attentamente l'avanzamento del processo, date le rilevanti implicazioni strategiche, economiche e finanziarie dello stesso per il futuro del Gruppo.

In merito alla ripartizione dell'utile dell'esercizio, pari ad € 11.791.794, Vi proponiamo di destinarlo interamente a dividendo ordinario.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Carlo Moser



Bilancio al 31 dicembre 2023

STATO PATRIMONIALE ATTIVO		31.12.2023	31.12.2022
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		2.589	0
3) Imposte anticipate		0	0
TOTALE CREDITI:		2.589	0
III Attività finanziarie che non cost immobilizzazioni		1.968.515	0
IV Disponibilità liquide		470.696	1.154.215
TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE		2.441.800	1.154.215
D) RATEI E RISCONTI		9.398	9.394
TOTALE ATTIVO		227.029.651	225.742.062
STATO PATRIMONIALE PASSIVO		31.12.2023	31.12.2022
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		11.856.659	2.736.359
VIII. Utili (perdite) portate a nuovo		0	0
IX. Utile dell'esercizio		11.791.794	19.620.301
TOTALE PATRIMONIO NETTO		226.986.675	225.694.881
B) FONDI PER RISCHI E ONERI		0	0
D) DEBITI			
1) Esigibili entro l'esercizio successivo		40.550	44.754
TOTALE DEBITI:		40.550	44.754
E) RATEI E RISCONTI		2.427	2.427
TOTALE PASSIVO		227.029.651	225.742.062

CONTO ECONOMICO	31.12.2023	31.12.2022
A) VALORE DELLA PRODUZIONE		
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	0	1
TOTALE VALORE DELLA PRODUZIONE	0	1
B) COSTI DELLA PRODUZIONE		
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	75	0
7) Per servizi	120.961	129.409
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	2.110	1.726
TOTALE COSTI DELLA PRODUZIONE	123.146	131.135
DIFFERENZA TRA VALORE E COSTI DI PRODUZIONE (a-b)	(123.146)	(131.134)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI		
15) Proventi da partecipazioni		
- da imprese controllate	11.976.743	19.961.238
- da imprese collegate	0	0
- altri	0	0
Totale 15) Proventi da partecipazioni	11.976.743	19.961.238
16) Altri proventi finanziari		
c) da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono	32.834	0
d) Proventi diversi dai precedenti:		
- altri	36.065	1.170
Totale 16) Altri proventi finanziari	68.899	1.170
17) Interessi e altri oneri finanziari		
- da controllate	0	0
- altri	0	3.385
Totale 17) Interessi e altri oneri finanziari	0	3.385
TOTALE PROVENTI E ONERI FINANZIARI	12.045.642	19.959.023
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIV. E PASSI. FINANZIARIE	0	0
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE (A-B+-C+-D)	11.922.496	19.827.889
20) Imposte sul reddito dell'esercizio		
Imposte correnti	130.702	207.588
Imposte differite (anticipate)	0	0
21) Utile dell'esercizio	11.791.794	19.620.301

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2023	31.12.2022
A. indiretto)		
Utile (perdita) dell'esercizio	11.791.794	19.620.301
Imposte sul reddito	130.702	207.588
Interessi passivi / (interessi attivi)	(68.899)	2.215
(Dividendi)	(11.976.743)	(19.961.238)
1. Utile (perdita) dell'esercizio prima d'imposte sul reddito, interessi, dividendi e plus/minusvalenze da cessione	(123.146)	(131.134)
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto</i>		
2. Flusso finanziario prima delle variazioni del ccn	(123.146)	(131.134)
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
Decremento / (incremento) dei crediti verso clienti	0	0
Incremento / (decremento) dei debiti verso fornitori	1.920	10.456
Decremento / (incremento) ratei e risconti attivi	(4)	0
Incremento / (decremento) ratei e risconti passivi	(0)	0
Altre variazioni del capitale circolante netto	(8.714)	3.825
<i>Totale Variazioni del capitale circolante netto</i>	<i>(6.799)</i>	<i>14.281</i>
3. Flusso finanziario dopo le variazioni del ccn	(129.944)	(116.853)
<i>Altre rettifiche</i>		
Interessi incassati / (pagati)	68.899	(2.215)
(Imposte sul reddito pagate)	(130.702)	(207.588)
Dividendi incassati	11.976.743	19.961.238
(Utilizzo dei fondi)	0	0
<i>Totale altre rettifiche</i>	<i>11.914.940</i>	<i>19.751.435</i>
4. Flusso finanziario dopo le altre rettifiche	11.784.996	19.634.582
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ OPERATIVA (A)	11.784.996	19.634.582
B. FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO		
<i>Immobilizzazioni finanziarie</i>	(1.968.515)	(3.991.982)
(Investimenti)	(1.968.515)	(7.191.982)
Disinvestimenti	0	3.200.000
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)	(1.968.515)	(3.991.982)
C. FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO		
<i>Mezzi propri</i>		
(Rimborso di capitale)	0	0
(Dividendi pagati)	(10.500.000)	(17.100.000)
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)	(10.500.000)	(17.100.000)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (a ± b ± c)	(683.519)	(1.457.400)
Disponibilità liquide al 1 gennaio	1.154.215	2.611.615
Disponibilità liquide al 31 dicembre	470.696	1.154.215

Nota integrativa

Premessa

Il seguente bilancio chiuso al 31 dicembre 2023 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 "PricewaterhouseCoopers SpA".

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 SpA per l'esercizio 2023 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 Srl deteneva alla data del 31 dicembre 2023 il 48,509% del capitale sociale di Dolomiti Energia Holding SpA 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 2023 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 Holding SpA, 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 Holding SpA che sono escluse dal voto in assemblea, la percentuale di diritti di voto spettanti a FinDolomiti Energia Srl 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 stanziare 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 stanziare 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 riverteranno.

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	31.12.2023	31.12.2022	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 Holding SpA, conferita dai soci in sede di costituzione societaria. Il 18 marzo 2022 sono state acquistate ulteriori n. 3.060.418 azioni di Dolomiti Energia Holding Spa, 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 Spa (conseguente ad una modifica statutaria approvata dall'assemblea degli azionisti di Dolomiti Energia Holding SpA nel corso del 2021) e conseguente esercizio da parte di Findolomiti Energia SpA 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 HOLDING S.P.A.	
Sede	Rovereto, Via Manzoni 24
Capitale sociale al 31 dicembre 2023	411.496.169
Patrimonio netto al 31 dicembre 2023	600.730.067
Risultato di esercizio al 31 dicembre 2023	28.639.602
Quota posseduta al 31 dicembre 2023	48,509%
Quota parte patrimonio netto al 31 dicembre 2023	291.408.148
Valore attribuito in bilancio al 31 dicembre 2023	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 Srl, è pari al 51,83%.

Di seguito si forniscono i principali dati economici e finanziari al 31 dicembre 2023 relativi alla partecipazione:

DOLOMITI ENERGIA HOLDING SPA	<i>valori in euro</i>
Ricavi e altri proventi	43.709.775
Costi	(58.633.538)
Proventi e oneri da partecipazioni	44.318.134
Risultato operativo (Ebit)	29.394.371
Utile di esercizio	28.639.602

C) ATTIVO CIRCOLANTE

II. CREDITI

Entro 12 mesi	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
1) Verso clienti	0	0	-
5bis) Crediti tributari	2.589	0	2.589
5ter) Imposte anticipate	0	0	-
5quater) Verso altri	0	0	-
Totale	2.589	0	2.589

III. ATTIVITÀ FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

Entro 12 mesi	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
Conti correnti bancari	1.986.515	-	1.986.515
Totale	1.986.515	-	1.986.515

Nel corso di luglio 2023 la Società ha investito parte della liquidità nell'acquisto di BOT, aventi scadenza in data 14 giugno 2024.

IV. DISPONIBILITÀ LIQUIDE

Entro 12 mesi	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
Conti correnti bancari	470.628	1.154.085	(683.456)
Denaro e valori in cassa	68	129	(61)
Totale	470.696	1.154.215	(683.519)

E) RATEI E RISCONTI ATTIVI

Entro 12 mesi	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
Ratei attivi	0	0	-
Risconti attivi	9.398	9.394	4
Totale	9.398	9.394	4

I risconti attivi per Euro 9.398 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	31.12.2023	31.12.2022	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	11.856.659	2.736.359	9.120.300
Altre riserve	0	0	-
Utili (perdite) portati a nuovo	0	0	-
Utile dell'esercizio	11.791.794	19.620.301	(7.828.507)
Totale	226.986.675	225.694.881	(1.291.794)

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 SpA) ha conferito n. 65.517.321 azioni della società Dolomiti Energia Holding SpA, 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.

Nel corso del 2023 la riserva straordinaria ha subito un incremento di Euro 9.120.300, pari alla frazione di utile 2022 residua dopo la destinazione dell'importo di Euro 10.500.000 a dividendo.

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

D) DEBITI

Entro 12 mesi	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
Fornitori	27.193	25.273	1.920
Debiti tributari	6.585	12.372	(5.787)
Debiti previdenziali	6.771	7.109	(338)
Altri debiti	-	-	-
Totale	40.550	44.754	(4.204)

Tutti i debiti sono contratti nei confronti di soggetti italiani e sono esigibili entro l'esercizio successivo.

I debiti tributari si riferiscono per Euro 147 ad Iva da versare e per Euro 6.438 a ritenute d'acconto sui compensi erogati agli amministratori.

I debiti previdenziali sono afferenti a ritenute previdenziali INPS sui compensi degli amministratori e INAIL a saldo da versare.

Non sono presenti debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali.

E) RATEI E RISCONTI PASSIVI

Entro 12 mesi	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
Ratei passivi	2.427	2.427	-
Risconti passivi	0	0	-
Totale	2.427	2.427	-

I ratei passivi, pari ad Euro 2.427, 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	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
PER MATERIE DI CONSUMO E MERCI	0	0	0
PER SERVIZI	129.409	129.409	43.609
- Assicurazione CDA	10.876	10.880	(4)
- Compensi amm.ori e sindaci	52.575	55.053	(2.478)
- Service amministrativo	23.780	21.217	2.563
- Tenuta paghe	668	660	8
- Consulenze	0	14.065	(14.065)
- Compensi società di revisione	14.996	15.949	(953)
- Compenso ODV	5.836	5.836	-
- Oneri bancari	3.408	2.545	863
- Altri costi per servizi	8.374	3.204	5.170
ONERI DIVERSI DI GESTIONE	2.110	1.726	384
- Imposta di bollo	910	155	755
- Tassa vidimazione libri sociali	516	516	-
- Altri	684	1.055	(371)
Totale	123.146	131.135	(7.989)

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 camerati, valori bollati, imposta di registro, costi per pratiche in camera di commercio.

C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI

Descrizione	31.12.2023	31.12.2022	Variazioni
15) Proventi da partecipazioni in imp. controllate			
Dividendo Dolomiti Energia Holding S.p.A,			
€ 0,06 x n. 199.612.381 azioni (€ 0,10 nel 2022)	11.976.743	19.961.238	(7.984.495)

16) Altri proventi finanziari			
Interessi su titoli	32.834	-	32.834
Interessi attivi su c/c bancari	36.065	1.170	34.895
17) Interessi e altri oneri finanziari	-	3.385	(3.385)
Totale	12.045.642	19.959.023	(7.913.381)

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 2023 presenta imposte correnti a solo titolo di IRES; il valore della produzione netta risulta infatti negativo e pertanto non sono dovute imposte a titolo IRAP.

Composizione:	31.12.2023	31.12.2022
IRES sul reddito dell'esercizio	130.702	207.588
IRAP sul reddito dell'esercizio	0	0
Totale imposte dell'esercizio	130.702	207.588
IRES c/imposte anticipate	-	-
IRAP c/imposte anticipate	-	-
Totale imposte anticipate dell'esercizio	-	-
Totale imposte differite dell'esercizio	-	-
Totale	130.702	207.588

Parte D – Altre informazioni

Personale

La società non ha dipendenti e si è avvalsa nel 2023 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 25.000 su base annua
Amministratori:	Gettone di presenza di Euro 200 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 PricewaterhouseCoopers SpA, che svolge l'attività di revisione legale sia del bilancio d'esercizio che del bilancio consolidato, ammontano annualmente ad Euro 10.900, al netto delle spese e rivalutazioni di legge, e comprensivi dei controlli trimestrali e della revisione legale del bilancio consolidato del Gruppo FinDolomiti Energia Srl.

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 2023.

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 2023 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 11.791.794 a dividendo ordinario, corrispondente a Euro 3.930.598 per ciascun socio.

Il sottoscrittore, Presidente dott. Carlo Moser, 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.

Trento, 27 maggio 2024

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Dott. Carlo Moser

Relazione del Sindaco Unico all'Assemblea dei Soci

Ai soci della società FINDOLOMITI ENERGIA S.R.L.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 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.

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 2023, redatto in conformità alle norme italiane che ne disciplinano la redazione, che evidenzia un risultato di esercizio di Euro 11.791.794,00.

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

Il soggetto incaricato della revisione legale dei conti PricewaterhouseCoopers S.p.A. mi ha consegnato la propria relazione datata 11 giugno 2024 contenente un giudizio senza modifica.

Da quanto riportato nella relazione del soggetto incaricato della revisione legale il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023 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 denunce dai soci ex art. 2408 c.c.

Nel corso dell'esercizio non sono stati rilasciati dal sindaco unico pareri previsti dalla legge.

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 2023 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 2023 in tempo utile per la redazione del presente bilancio e del bilancio consolidato

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023, approvato dall'organo amministrativo in data 27 maggio 2024, 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 lora 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 esaminato la rispondenza della documentazione predisposta e ho preso atto della relazione al bilancio consolidato del soggetto incaricato della revisione legale dei conti emessa in data 11 giugno 2024 secondo la quale il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2023, 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 231.808 mila di cui 87.827 mila di pertinenza del gruppo ed un patrimonio netto di gruppo pari ad euro 528.503 mila.

Nella nota integrativa del bilancio consolidato sono analiticamente indicati i criteri e le aree di consolidamento mentre per quanto attiene la relazione sulla gestione, si rileva la completezza informativa e la congruenza dei dati con quelli risultanti dal bilancio consolidato.

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 2023, 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 2024

Il Sindaco Unico
dott. Stefano Micheli

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

Ai Soci della
FinDolomiti Energia Srl

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società FinDolomiti Energia Srl (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2023, dal conto economico, 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 2023 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.

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.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Pascolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il 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 prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

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

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



- elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

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

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della FinDolomiti Energia Srl sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della FinDolomiti Energia Srl al 31 dicembre 2023, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della FinDolomiti Energia Srl al 31 dicembre 2023 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della FinDolomiti Energia Srl al 31 dicembre 2023 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Verona, 11 giugno 2024

PricewaterhouseCoopers SpA



Paolo Vesentini
(Revisore legale)

Relazione sulla gestione

Ai sensi del D.Lgs. 127/91 e successive modifiche, la società FinDolomiti Energia Srl (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 Holding SpA, con sede in Rovereto via Manzoni n. 24 - capitale sociale nominale pari ad Euro 411.496.169.

La controllata Dolomiti Energia Holding SpA (di seguito anche DEH) è stata consolidata secondo il metodo "integrale" avendo come riferimento il bilancio consolidato predisposto dalla stessa al 31 dicembre 2023.

Il quadro generale dell'attività svolta dal Gruppo "FinDolomiti Energia" nel corso dell'esercizio 2023, 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 2023 chiude con un utile di Gruppo pari a Euro 88 milioni ed un patrimonio netto di Gruppo pari a Euro 529 milioni.

La presente relazione è stata predisposta in conformità al Codice Civile e i principi contabili adottati per la redazione del bilancio sono stati 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 della Nota Integrativa.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

ANDAMENTO GENERALE ECONOMIA

L'economia mondiale continua a rallentare, con segnali di indebolimento evidenti negli Stati Uniti e in Cina. Le stime dell'OCSE prevedono un rallentamento del PIL globale al 2,7% nel 2024, principalmente a causa delle politiche monetarie restrittive e della diminuzione della fiducia da parte di consumatori e imprese. Si registrano anche rischi significativi derivanti dalle tensioni politiche internazionali, in particolare in Medio Oriente. Questo scenario influisce sulla domanda mondiale e si riflette in una modesta dinamica degli scambi di merci e servizi.

Nel frattempo, la Federal Reserve e la Bank of England hanno mantenuto invariati i tassi di riferimento, nonostante una riduzione dell'inflazione di fondo negli Stati Uniti e nel Regno Unito durante l'autunno. La politica monetaria rimarrà restrittiva finché l'inflazione non tornerà ai livelli desiderati.

Nell'area dell'euro, l'attività economica rimane debole e il processo di disinflazione si consolida. La stagnazione dell'economia è persistita nel 2023, con una scarsa domanda sia interna che estera.

Nonostante un aumento dell'occupazione, l'inflazione è rimasta inferiore alle aspettative e si prevede una continua riduzione dei prezzi al consumo nei prossimi anni.

La Banca Centrale Europea ha mantenuto invariati i tassi ufficiali di interesse, ma ha deciso di ridurre gradualmente i reinvestimenti dei titoli in scadenza acquistati nell'ambito del programma di acquisto di titoli pubblici e privati per l'emergenza pandemica. Queste misure hanno contribuito a un forte rallentamento degli aggregati monetari nell'area dell'euro.

In Italia, l'economia è rimasta stazionaria nel quarto trimestre del 2023, con una crescita pressoché nulla a causa dell'inasprimento delle condizioni creditizie e dei prezzi dell'energia ancora elevati, almeno per la prima parte dell'anno. Tuttavia, si è registrato un aumento delle esportazioni e un miglioramento del saldo di conto corrente.

Nonostante il rallentamento economico, l'occupazione continua a crescere e la dinamica salariale rimane robusta, con segnali positivi nel settore privato non agricolo. I margini di profitto adeguati e la diminuzione di alcuni fattori di costo potrebbe consentire di non scaricare sui prezzi tali aumenti garantendo una prosecuzione del calo dell'inflazione, che dovrebbe estendersi anche ai beni industriali non energetici e ai servizi.

Complessivamente, le politiche restrittive continuano a trasmettersi al mercato del credito, con una marcata debolezza della domanda di finanziamenti e una flessione della raccolta bancaria. Nonostante ciò, nel 2023 si è registrato un miglioramento dei conti pubblici, con una riduzione del disavanzo e dell'incidenza del debito sul prodotto. L'accordo sulla riforma delle regole di bilancio europee rappresenta un ulteriore sviluppo significativo, con criteri numerici aggiuntivi che vincolano la dinamica del debito e del disavanzo strutturale.

ATTIVITÀ DEL GRUPPO

L'esercizio 2023 è stato contrassegnato, come evidenziato in dettaglio di seguito, da una progressiva riduzione di prezzi delle commodities, che, a parte una limitata ripresa nel terzo trimestre, hanno segnato una continua diminuzione durante l'esercizio portando il prezzo medio annuo dell'energia elettrica (PUN) dai 304 €/MWh del 2022 ai 127 €/MWh del 2023 e quello del gas (PSV DA) da 122 €/MWh a 42 €/MWh. Tale diminuzione appare motivata oltre che dalle azioni realizzate a livello internazionale per rafforzare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del sistema energetico europeo, anche dalla forte ripresa segnata dalla produzione elettrica delle centrali nucleari francesi, asset chiave per il sistema elettrico europeo, nonché dalla diffusa e persistente debolezza della domanda, sia residenziale che industriale.

Per completare il quadro delle componenti esogene che più impattano l'andamento del Gruppo va sottolineato come la disponibilità di risorsa idrica sia stata particolarmente ridotta nella prima parte dell'anno, in particolare per i primi 4 mesi, mentre fortunatamente a partire da maggio si può ritenere terminato, quanto meno fino a questo momento, il prolungato periodo di siccità iniziato nell'ultimo trimestre del 2021 e si sono registrate precipitazioni, e di conseguenza apporto di risorsa idrica per gli impianti di produzione, sostanzialmente nella norma.

Oltre che dai fattori sopra ricordati i risultati del Gruppo sono stati determinati anche dagli effetti dei provvedimenti di natura straordinaria che sono stati emanati, in particolar modo nel 2022, per contrastare il caro energia. In particolare, in base a quanto previsto dall'art. 15 bis del DL 4/2022 come modificato dal DL 115/2022, fino al 30 giugno 2023, la stragrande maggioranza della produzione idroelettrica del Gruppo è stata assoggettata al cosiddetto "price cap" o, in altri termini, all'obbligo di versare al GSE, così come successo a partire dal 1 febbraio 2022, la differenza fra il prezzo zonale (eventualmente rettificato per tener conto di vendite a termine effettuate prima dell'entrata in vigore della norma) e il valore di riferimento (fissato per la zona Nord a 58 €/MWh).

La combinazione dei fattori sopra elencati, in particolare la significativa ripresa (+50,0 % rispetto al 2022) delle quantità di energia idroelettrica prodotta e ceduta a valori che rimangono, nonostante la diminuzione dei prezzi registrata, molto superiori che in passato, e la buona ripresa della business unit riferita alla vendita di energia elettrica e gas, hanno consentito di registrare dei risultati di Gruppo molto positivi.

Come meglio evidenziato di seguito l'EBITDA consolidato è risultato pari a 392,6 mln di euro, in forte aumento (100% rispetto ai risultati del 2022). L'utile netto di competenza del Gruppo è pari a 87,8 mln di euro, risultato non confrontabile con quello dell'esercizio 2022 (4,1 mln di euro) che oltre alle minori performance in termini operativi aveva sofferto di un tax rate che, per il sovrapporsi dei vari provvedimenti "extra profitti" aveva raggiunto il 77,7%. Sia per l'EBITDA che per il risultato netto di Gruppo, tali valori rappresentano i migliori mai raggiunti da quando è stato costituito il Gruppo.

La posizione finanziaria netta di Gruppo, calcolata come somma algebrica del valore nominale dei crediti e debiti di natura finanziaria risulta essere pari a 265,1 mln di euro, in significativo recupero rispetto al dato del 2022 (641,6 milioni di euro). Tale risultato, è dovuto, oltre che dai flussi di cassa generati nell'esercizio, collegati agli ottimi risultati visti in precedenza, ad una riduzione significativa del capitale circolante legato da una parte alla diminuzione dei prezzi delle commodities e di conseguenza del fatturato di gruppo (diminuito del 30% circa da 3,2 a 2,2 miliardi di euro) e dall'altra all'aumento del debito fiscale e alla presenza di un valore significativo (circa 34,7 milioni di euro) di crediti finanziari netti relativi al valore di mercato dei derivati di copertura alla data di chiusura del bilancio.

Con tali dati il rapporto fra posizione finanziaria netta ed EBITDA risulta pari ad un valore di 0,7, fortemente migliorativo rispetto al dato 2022, e, seppure fortemente condizionato dalla straordinarietà degli eventi degli ultimi due anni, testimonia la solidità finanziaria del Gruppo e la sua capacità di investimento al servizio del piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di DEH a maggio 2023.

La funzione Internal Audit e protezione dati personali ha attuato il piano internal audit 2023 approvato dal Consiglio di Amministrazione di DEH nella seduta del 16 dicembre 2022. 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 presidi 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 quali recruiting, sponsorizzazioni, contratti infragruppo, prestazioni del distributore, tariffe, pagamenti; presidi di cybersecurity sui sistemi di Information Technology e di Operation Technology; la compliance alla normativa dell'Autorità di Regolazione Energia Elettrica Gas, Rifiuti (ARERA) al Regolamento Europeo in materia di protezione dati personali (GDPR); le verifiche sul rispetto del Modello di Organizzazione e Controllo ex D.lgs. 231/01.

L'attività di advisory al management si è concentrata su processi di business, tra cui offering, credit management, gestione rimborsi, processi commerciale e execution, e di corporate, tra cui le policy per la gestione delle liberalità, delle operazioni societarie, al fine di rafforzare e aggiornare i presidi di gestione dei rischi. A fronte del rischio energy, la funzione Internal Audit ha fornito consulenza al Team Energy Model Project nel percorso di definizione di una progettualità finalizzata a rafforzare ulteriormente i principali elementi di presidio del rischio energy del Gruppo. Nel corso del 2023 sono state inoltre poste le basi per l'ulteriore aggiornamento del risk assessment e dei processi di controllo con riferimento alle tematiche ESG. Con l'obiettivo di rafforzare presso i dipendenti la conoscenza delle policy aziendali come presidio di gestione dei rischi, la funzione Internal Audit ha coordinato un team interfunzionale, con la funzione ICT e Qualità sicurezza ambiente, che ha sviluppato un prototipo di ricerca nel sistema documentale aziendale utilizzando l'Intelligenza Artificiale Generativa che si intende mettere a disposizione di tutti i dipendenti.

Nel corso del 2023 inoltre la Società e ciascuna delle Sue controllate ha provveduto ad aggiornare il proprio processo e sistema di whistleblowing per la raccolta e gestione delle segnalazioni al fine di adeguarlo alle

novità introdotte dal D.lgs. 24/2023. L'esito dell'attività di whistleblowing, in capo al Comitato segnalazioni del Gruppo DEH, viene riportata periodicamente al Consiglio di amministrazione, al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di DEH, nonché al Responsabile per la prevenzione della corruzione, ciascuno per quanto di competenza.

L'andamento del piano di internal audit svolto nel corso del 2023, ricorrendo a modalità di audit non solo di tipo tradizionale, ma anche attraverso strumenti digitali di continuous auditing e tecniche innovative quali l'agile 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 di DEH, 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 della Società, 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 di DEH circa gli esiti delle verifiche svolte sui processi sensibili e le attività progettuali aziendali seguendo con attenzione anche l'evoluzione della normativa.

Con riferimento alla compliance alla normativa in materia di protezione dati personali regolata dal Regolamento Europeo (GDPR), il Gruppo DEH, anche nel corso del 2023, 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 DEH. Il corpo procedurale e metodologico di gestione dei dati personali nel Gruppo DEH è stato rafforzato rinnovando alcuni strumenti a supporto dell'accountability del Titolare e dei suoi Responsabili del trattamento, mantenendo anche alta l'attenzione sulla formazione in materia di privacy a dipendenti e soggetti che operano nel contesto aziendale.

Il Gruppo ha adottato una specifica procedura per la gestione di eventuali Data Breach in termini di intercettazione, valutazione della gravità, valutazione della notifica al Garante Privacy e comunicazione agli interessati e coerente registrazione, oggetto di parziale revisione nel 2023. Nel processo di analisi delle violazioni sono coinvolti anche i Responsabili interni e i Responsabili esterni del trattamento (fornitori). Nel corso del 2023 sono stati registrati e gestiti un totale di 4 data breach, ma in nessuna delle violazioni sopra indicate, sono stati riscontrati presupposti di gravità della violazione tali da dover notificare la violazione al Garante o provvedere con una Comunicazione nei confronti degli Interessati coinvolti dalla violazione. Per ciascuna delle violazioni sopra indicate sono state individuate ulteriori misure tecniche ed organizzative, in accordo con le funzioni/uffici interessati, atte a prevenire il ripetersi di situazioni analoghe.

Con riguardo alle operazioni, che meritano una menzione, effettuate direttamente o dalle altre Società controllate o partecipate, si illustra quanto segue.

Dolomiti Energia Holding

In data 9 gennaio 2023 è stato firmato un accordo di collaborazione fra Dolomiti Energia e la Federazione Trentina della Cooperazione al fine di supportare congiuntamente le Comunità energetiche che volessero costituirsi in forma di cooperativa.

Nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 26 maggio 2023 è stato approvato il nuovo piano industriale 2023-2027 che proietta il Gruppo verso il futuro con oltre 1 miliardo di euro di investimenti

complessivi nell'arco piano, importanti obiettivi economici, industriali e di sostenibilità con una strategia di business basata sulla diversificazione delle fonti rinnovabili di produzione e su asset integrati lungo tutta la catena del valore dell'energia, dell'acqua e dei rifiuti.

In linea con i valori del Gruppo in seguito agli eventi alluvionali che hanno colpito la zona della Romagna a maggio 2023, alcuni mezzi e operatori di Dolomiti Ambiente e di Novareti hanno operato in quel territorio per supportare la Protezione Civile e le locali aziende nel ripristino della situazione dopo gli eventi calamitosi.

Il 27 luglio sono state consegnate le prime borse di studio intitolate allo scomparso Presidente Massimo De Alessandri, che la Società ha voluto istituire come segno tangibile per ricordare la sua figura e il contributo che ha saputo dare anche in termini di trasferimento di conoscenze a tutto il Gruppo.

Sempre nel mese di luglio Dolomiti Energia Holding è risultata aggiudicataria di un bando riferito ai fondi PNRR per la costruzione di un elettrolizzatore per la produzione di idrogeno verde alimentato da alcuni impianti fotovoltaici.

La società si è aggiudicata, in raggruppamento temporaneo di impresa con un costruttore, la gara indetta dal comune di Panchià per la realizzazione, con lo strumento giuridico dell'associazione in partecipazione di una centralina idroelettrica. Al fine di sperimentare e valutare l'utilizzo di strumenti innovativi di finanziamento e partecipazione per tali iniziative, nel corso dell'anno è stato deliberato di dare avvio ad una attività di crowdfunding allo scopo di raccogliere parte del capitale necessario per la costruzione. Tale attività, che si è conclusa nel mese di febbraio del 2024, ha riscontrato un notevole successo tanto da registrare richieste di investimento superiori alle disponibilità.

In data 19 ottobre 2023 è stato effettuato il closing per l'acquisizione di una partecipazione nella società Eco Puglia Energia srl, attiva nel settore eolico. A tal fine è stata costituita una società posseduta al 100% da Dolomiti Energia Holding, denominata Dolomiti Energia Wind Power che ha acquistato il 42,73% di Eco Puglia Energia srl, attiva nel settore eolico.

A dicembre è stato siglato con i soci di EPQ un contratto preliminare per l'acquisto di una quota pari al 67% del capitale sociale di EPQ. Il restante 33% della società era già di proprietà del Gruppo, di conseguenza, con il perfezionamento di questa operazione, avvenuto a gennaio 2024, l'intero capitale di EPQ è oggi detenuto dal Gruppo Dolomiti Energia, anticipando quanto già previsto nel piano industriale.

Grazie alla ottima capacità di generazione di cassa e alla stabilizzazione intervenuta sui mercati delle commodities è stato rimborsato entro dicembre il finanziamento di 350 milioni di euro, acceso a fine 2022 e garantito da SACE, con lo scopo di dotare il Gruppo della flessibilità finanziaria opportuna nella fase di forte volatilità dei mercati che ha segnato in particolare il secondo semestre 2022.

Con il 1° dicembre 2023 è stata istituita, a diretto riporto della Presidente, la Funzione Sostenibilità, la cui responsabilità è stata attribuita all'ingegnere. Alessia Andreatta, già Responsabile della Gestione Tecnico Amministrativa di Dolomiti Ambiente.

Novareti

La Provincia Autonoma di Trento ha pubblicato il 29 dicembre il bando di gara per la riassegnazione delle concessioni di distribuzione del gas naturale nei territori dei Comuni dell'Ambito Unico Provinciale di Trento. La gara ha ad oggetto l'affidamento in concessione del servizio pubblico di distribuzione e misura del gas naturale nel territorio di tutti i Comuni Trentini e del Comune di Bagolino in Provincia di Brescia (per un totale di 167 Comuni), tutti facenti parte dell'Ambito Unico Provinciale di Trento ("ATEM"). Con la pubblicazione del bando la Provincia ha dato quindi avvio alla procedura del valore di € 400.443.481,80 (al netto di Iva e/o di altre imposte e contributi di legge) volta all'individuazione dell'operatore economico a cui affidare, per i prossimi 12 anni, il pubblico servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio di tutti i Comuni ricadenti nell'ATEM Trento. Il termine per la presentazione delle offerte è stato fissato al 19.07.2024. La

partecipazione alla gara riveste un interesse strategico per Novareti S.p.A. che risulta essere il principale tra gli attuali gestori del servizio nell'ATEM Trento.

Dolomiti Energia

Come già evidenziato nel bilancio relativo all'esercizio precedente si ricorda che l'Autorità Garante Concorrenza e Mercato (AGCM) aveva avviato nell'ottobre 2022 un procedimento, relativo alla contestata violazione dell'articolo 3 del decreto-legge 115/2022 (DL aiuti bis) nell'ambito di modifiche unilaterali delle condizioni economiche di clienti, adottando nei confronti di Dolomiti Energia un provvedimento cautelare di sospensione provvisoria di attuazione delle nuove condizioni economiche di fornitura di energia elettrica e gas a seguito delle modifiche contrattuali già comunicate, ma non ancora applicate e perfezionate. La Società aveva impugnato il provvedimento ed il Consiglio di Stato aveva accolto l'appello cautelare limitatamente alle condizioni economiche in scadenza/scadute. Il TAR nel giudizio di merito tenutosi il 22 febbraio 2023, la cui sentenza è stata pubblicata il 23 giugno 2023, ha confermato tale posizione, non ravvisando una pratica commerciale scorretta nell'ambito di tali comunicazioni, ha invece congelato le modifiche unilaterali non perfezionate, modifiche che la Società aveva già a suo tempo sospeso e mai applicato ai clienti finali. Alla luce di tutto quanto sopra, il TAR, confermando la legittimità delle comunicazioni di aggiornamento delle condizioni economiche di contratto scadute o in scadenza effettuate dalla Società, e ritenendo non sussistere la pretesa aggressività della condotta dell'operatore, ha accolto il ricorso annullando di conseguenza il provvedimento di sospensione dell'AGCM impugnato.

L'AGCM ha successivamente chiuso il procedimento con l'emissione di un provvedimento, comunicato in data 15 novembre 2023, con cui ha riconosciuto che in generale la condotta della Società è stata corretta, censurando unicamente un'interpretazione della norma legata ad alcune situazioni particolari determinate dalla sovrapposizione temporale fra le comunicazioni inviate ai clienti e l'entrata in vigore della suindicata norma. Sulla base di tali elementi, è stata applicata una sanzione amministrativa pecuniaria estremamente ridotta, nella misura di 50.000 €, anche considerando la pronta e totale collaborazione che Dolomiti Energia ha fornito all'AGCM e al fatto che dopo l'emanazione dei provvedimenti iniziali, la società ha disposto prontamente la sospensione dell'applicazione delle nuove condizioni contrattuali proposte, in sostanza eliminando qualsiasi impatto negativo sui clienti finali.

Ad aprile 2023 sono usciti dal perimetro di attività della società circa 10.000 clienti (microimprese e altri usi) che sono stati assegnati al gestore che ha vinto la gara relativa al servizio di tutele gradualità. Nonostante questo, il numero complessivo dei clienti a fine anno risulta pari a 733.000 clienti (per energia e gas), rispetto ai 731.000 dello scorso anno, con un incremento netto di circa 2.000 clienti. Ancora maggiore, per il motivo detto in precedenza l'incremento se si escludono i clienti in servizio di maggior tutela. In questo caso, infatti, il numero totale dei clienti registra un incremento di ben 33.000 clienti, frutto dei buoni risultati commerciali dell'anno.

Produzione idroelettrica

È proseguita l'attività di preparazione, analisi e valutazione in vista delle possibili gare per il rinnovo delle concessioni, anche se ad oggi non è ancora noto l'esito, come riportato di seguito, dell'impugnativa da parte del Governo, relativamente alla norma provinciale che ha previsto una possibile sospensione delle procedure di gara.

Il socio di minoranza della partecipata Hydro Dolomiti Energia, rappresentato da un fondo di investimento gestito dal gruppo Macquaire, ha attivato il percorso per la cessione della sua quota in base alle proprie politiche di rotazione degli asset. Si presume che tale procedura possa essere conclusa nel corso del 2024.

Set Distribuzione

A seguito dell'impennata dei prezzi dell'energia e delle agevolazioni previste (superbonus 110 in particolare), il 2022 è stato caratterizzato da un fortissimo incremento della richiesta di allacciare nuovi impianti di produzione (in stragrande maggioranza fotovoltaici). Durante l'anno sono stati allacciati circa 3.500 impianti a fronte di una media di circa 1.000 impianti negli anni precedenti che ha comportato un notevole sforzo di riorganizzazione e potenziamento delle relative funzioni per poter rispondere all'incremento di richieste.

Ad ottobre è iniziata l'installazione dei contatori dell'energia elettrica con il nuovo sistema denominato "2G" in grado raccogliere le misure ogni quarto d'ora per tutte le utenze secondo il piano approvato da ARERA che prevede il completamento della sostituzione massiva entro il 2025.

È in corso di completamento l'allestimento del nuovo centro logistico, che verrà utilizzato anche da Novareti e altre società del Gruppo, che dovrebbe entrare in funzione nel primo semestre del 2023.

Dolomiti Ambiente

La società è risultata assegnataria della gara svolta dalla Comunità della Vallagarina per la gestione del servizio di raccolta rifiuti nel territorio della Comunità stessa e in quello della Magnifica Comunità degli Altipiani Cimbri. La Società ha quindi iniziato in data 1° settembre a gestire tale nuova attività, con un incremento significativo del volume di rifiuti raccolti e di cittadini serviti.

Dolomiti Energia Solutions

La Società ha proseguito durante l'anno le attività volte alla realizzazione di una serie di progetti connessi con le agevolazioni fiscali previste per incentivare gli interventi di efficientamento energetico degli edifici privati (superbonus 110 e bonus fotovoltaico). Da segnalare che in ottica di rafforzamento della struttura della società è stato nominato amministratore delegato della Società a partire dal 1° luglio 2023 l'ingegnere Francesco Righi, con l'obiettivo di proseguire nel percorso di crescita della Società procedendo a consolidarne l'organizzazione e la capacità operativa.

GRUPPO FINDOLOMITI ENERGIA

SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA

SITUAZIONE ECONOMICA

L'area di consolidamento del Gruppo FinDolomiti Energia è composta da 15 società che nel dettaglio sono: oltre alla Capogruppo FinDolomiti Energia, la controllata Dolomiti Energia Holding e le sue controllate Dolomiti Energia Solutions srl, Novareti SpA, Dolomiti Ambiente srl, Dolomiti Energia Trading SpA, Dolomiti Energia SpA, SET Distribuzione SpA, Hydro Dolomiti Energia srl, Dolomiti GNL srl, Dolomiti Energia Hydro Power srl, Dolomiti Edison Energy srl, Gasdotti Alpini srl, Dolomiti Transition Asset srl e Dolomiti Energia Wind Power srl.

Dolomiti Trentino Depurazione Scarl non fa più parte del Gruppo in quanto liquidata nel corso dell'esercizio 2023.

In relazione ai dati economici si evidenziano le seguenti informazioni.

Il **totale dei ricavi** e altri proventi è risultato pari a euro 2,341 milioni (euro 3.354 milioni nel 2022).

I **costi della produzione** sono pari a euro 2,023 milioni (euro 3.237 milioni nel 2022).

Il **costo del personale** è risultato di complessivi euro 78,3 milioni (69 nel 2022)

Il **marginale operativo lordo (EBITDA)** inclusivo del risultato delle partecipazioni (EBITDA) è in forte incremento rispetto all'esercizio precedente e si attesta a euro 392,5 milioni (196,4 nel 2022). L'incidenza rispetto al totale ricavi e altri proventi risulta del 16,8% (5,9% nel 2022).

Il complesso degli **ammortamenti, accantonamenti e delle svalutazioni** delle immobilizzazioni ammonta a euro a euro 67,3 milioni (78,0 nel 2022), con una riduzione sensibile rispetto al precedente esercizio.

Il **risultato delle partecipazioni** è positivo per euro 6,9 milioni in aumento rispetto a quello dello scorso esercizio pari a euro 1,3 milioni.

Il **risultato operativo netto (EBIT)** ottenuto è pari a euro 325,2 milioni, rispetto a euro 118,3 milioni del 2022.

La **gestione finanziaria** evidenzia un onere pari a 10,8 milioni di euro in peggioramento rispetto agli oneri registrati nello scorso esercizio pari a 9,3 milioni di euro. Le componenti principali sono gli interessi sui prestiti obbligazionari e sugli utilizzi di affidamenti bancari.

Le **imposte dell'esercizio** ammontano a euro 82,5 milioni (euro 85 milioni nel 2022) e tengono conto delle imposte anticipate/differite come meglio dettagliato nella Nota Integrativa. Si ricorda che nell'esercizio 2022 erano presenti delle contribuzioni straordinarie (c.d. extraprofitti), previste dall'art. 37 del DL 21 marzo 2022 n. 21 e dalla Legge n. 197 del 29 dicembre 2022 (Legge di Bilancio 2023), che gravavano sulle società di produzione di energia idroelettrica.

Il **risultato netto consolidato**, al netto della quota di utili di pertinenza di terzi, è pari a euro 87,8 milioni (4,1 milioni nel 2022).

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Situazione patrimoniale

(dati in migliaia di euro)	Al 31 dicembre		Differenza
	2023	2022	
Attività immobilizzate nette			
Attività materiali e immateriali	1.734.981,00	1.676.580,00	58.401,00
Partecipazioni	97.872,00	78.921,00	18.951,00
Altre attività non correnti	23.464,00	29.607,00	- 6.143,00
Altre passività non correnti	- 117.828,00	- 112.585,00	- 5.243,00
Totale	1.738.489,00	1.672.523,00	65.966,00
Capitale circolante netto			-
Crediti commerciali	462.015,00	642.712,00	- 180.697,00
Debiti commerciali	- 275.365,19	- 353.102,27	77.737,08
Crediti/(debiti)tributari netti	- 43.036,41	- 13.352,20	- 29.684,21
Attività/(passività) destinate alla vendita	-	-	-
Altre attività/(passività)correnti	8.896,61	96.584,69	- 87.688,07
Totale	152.510,01	372.842,21	- 220.332,20
Capitale investito lordo	1.890.999,01	2.045.365,21	- 154.366,20
Fondi diversi			-
Benefici a dipendenti	- 12.766,00	- 13.265,00	499,00
Fondi per rischi e oneri	- 32.636,00	- 41.187,00	8.551,00
Imposte anticipate nette	- 118.268,00	- 107.129,00	- 11.139,00
Totale	- 163.670,00	- 161.581,00	- 2.089,00
Capitale investito netto	1.727.329,01	1.883.784,21	- 156.455,20
Patrimonio netto	1.462.202,22	1.242.141,43	220.060,79
Indebitamento netto	265.126,79	641.642,79	- 376.516,00

Gli investimenti tecnici realizzati dal Gruppo nel 2023 sono risultati di complessivi euro 115,4 milioni (97,6 milioni nel 2022).

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	2023	2022	differenza
ROE	Utile netto Gruppo / Mezzi Propri	16,6%	0,94%	17,54%
ROS	Ebit / Fatturato	14,8%	3,65%	11,15%
EBITDA	Margine operativo lordo	392.476	196.372	196.104
EBIT	Margine operativo netto	325.175	118.332	206.843

Tutti gli indicatori sono fortemente influenzati dal decremento del fatturato, dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi relativi sia al gas naturale che dell'energia elettrica e dalla pressione fiscale che non è influenzata da imposte straordinarie come nello scorso esercizio.

Indici finanziari e patrimoniali

Indice	Formula	2023	2022	differenza
Indebitamento netto		(265.127)	(641.643)	376.516
Indici di liquidità secondario	Attivo a breve / passivo a breve	1,29	1,34	(0,05%)

ANALISI DEI RISCHI – OBIETTIVI E POLITICHE DEL GRUPPO IN MATERIA DI GESTIONE DEL RISCHIO

RISCHI FINANZIARI

Per quanto concerne i rischi finanziari è attiva la “Funzione Risk Management”, che garantisce una maggiore efficacia d'intervento nel contesto operativo di riferimento.

È stata inoltre approvata dal Consiglio d'Amministrazione di DEH la nuova “Risk Policy di Gruppo”; lo scopo del documento è quello di definire le linee guida del Gruppo relativamente alla governance, alla strategia di gestione ed al controllo dei seguenti rischi finanziari:

- Rischio di liquidità;
- Rischio tasso d'interesse;
- Rischio prezzo delle Commodity.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che un'azienda non sia in grado di adempiere ai propri impegni finanziari per mancanza di liquidità sufficiente.

I principali fattori che influenzano la liquidità totale del Gruppo sono le risorse generate o assorbite dalle attività operative e le caratteristiche contrattuali del debito: il Gruppo dispone tuttavia di una adeguata dotazione di linee di affidamento “per cassa” per far fronte alle esigenze di liquidità.

Nonostante le recenti forti tensioni sui mercati delle commodity che hanno assorbito ingenti risorse finanziarie, il Gruppo dispone di una adeguata dotazione di linee di affidamento “per cassa” per far fronte alle esigenze di liquidità.

La gestione del rischio di liquidità è finalizzata alla definizione di una struttura finanziaria coerente con gli obiettivi aziendali, e che sia in grado di garantire un adeguato livello di liquidità a breve termine nonché un equilibrio in termini di durate e composizione del debito in grado di sostenere i programmi d'investimento.

Per effettuare un monitoraggio efficace della liquidità del Gruppo la funzione “Risk Management” ha implementato un sistema di controllo volto a verificare che la capienza delle linee di affidamento sia adeguata per far fronte ad eventuali situazioni prospettiche di stress.

Rischio tasso d'interesse

Il rischio tasso d'interesse è inteso come la possibilità che le fluttuazioni del costo del denaro generino delle ripercussioni sul livello degli oneri finanziari originati dall'indebitamento a tasso variabile. In tal senso la funzione “Risk Management” in collaborazione con la funzione “Finanza” predispose degli stress test al fine di prevedere il potenziale impatto economico di uno sfavorevole andamento dei tassi di interesse: il risultato

di tali test viene annualmente esposto al Consiglio di Amministrazione di DEH, che sulla base di tali evidenze delibera la strategia di gestione di tale rischio.

L'indebitamento complessivo al 31/12/2023 risulta così suddiviso:

- 62% a tasso fisso
- 21% coperto con strumenti derivati (IRS plain vanilla)
- 17% a tasso variabile

Rischio prezzo delle Commodity

Il monitoraggio del prezzo delle Commodity è indispensabile per evitare che le relative fluttuazioni comportino significative variazioni nei margini operativi del Gruppo.

La dotazione di un sistema di controllo risulta quindi fondamentale per limitare effetti indesiderati sul risultato economico tali da compromettere il raggiungimento degli obiettivi di budget dell'azienda.

Tale rischio emerge dai contratti di compravendita di gas naturale ed energia elettrica, oltre che dai certificati ambientali (in particolare Certificati Bianchi, Garanzie d'Origine ed EUA - European Emissions Allowances) che compongono il portafoglio fonti ed impieghi del Gruppo.

L'obiettivo della funzione "Finanza e Risk Management" è quello di monitorare l'operatività delle società del Gruppo nel mercato delle commodity, al fine di garantire il rispetto dei limiti posti all'assunzione di rischi economico-finanziari.

Sulla base di tali direttive la funzione è stata dotata di strumenti utili a misurare l'esposizione alla variabilità dei prezzi delle commodity: fra questi ricopre un ruolo fondamentale il software ETRM, che consente di generare in maniera automatizzata numerosi indicatori, quali ad esempio il Value at Risk ed il Profit at Risk, che consentono di valutare la rischiosità dell'attività su uno o più mercati, nonché di prevenire i potenziali impatti negativi delle future fluttuazioni dei prezzi.

RISCHI REGOLATORI

Con riferimento ai settori regolamentati (esercizio delle reti di distribuzione e ambiente) una struttura del Gruppo "Regolamentazione rapporti con Enti-Autorità" è dedicata al continuo monitoraggio dell'evoluzione della normativa di riferimento al fine di valutarne gli effetti, mitigandoli, ove possibile.

La gestione di tale rischio prevede le seguenti attività:

- gestione dei rapporti tecnico-istituzionali;
- supporto tecnico-normativo verso le strutture operative del Gruppo.

Inoltre il Gruppo, al fine del miglioramento continuo, ha sviluppato, per i settori energia elettrica e gas, un sistema di reporting sugli adempimenti normativi.

I principali rischi individuati in ambito regolatorio possono essere così sintetizzati:

- rischi conseguenti la modifica di leggi di settore nazionali ed europee, nonché di regolamentazioni ed interpretazioni dell'Autorità competente (ARERA, già AEEGSI), che possono impattare sull'operatività e risultati del Gruppo;
- rischi connessi al conseguimento di concessioni (assegnate mediante gara pubblica) da parte di enti pubblici locali per la gestione dei servizi di distribuzione di energia elettrica e gas naturale;
- rischi connessi alla modifica delle tariffe applicate ai servizi resi di distribuzione di energia elettrica e gas, determinate dall'Autorità di settore e la cui variazione può impattare sui risultati operativi del Gruppo.

RISCHI OPERATIVI

Il Gruppo ha inoltre identificato i seguenti principali rischi di carattere operativo:

- rischi derivanti dalla sottoscrizione di accordi di partnership e joint ventures per la gestione di nuove entità e business, in cui la direzione non è esclusiva e può condurre a risultati significativamente diversi rispetto a quelli attesi;
- rischi relativi alla stagionalità e alle condizioni atmosferiche, la cui variabilità può influenzare significativamente la produzione di energia idroelettrica, nonché la domanda di energia elettrica e gas naturale;
- rischi legati alla concentrazione del business del Gruppo principalmente nella Provincia di Trento e quindi la forte influenza che le condizioni economiche dell'area geografica di riferimento possono avere sulle performance dell'entità.

RISCHI LEGATI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

I cambiamenti climatici da sempre hanno caratterizzato e condizionato la storia del nostro pianeta, ma il riscaldamento climatico a cui assistiamo da circa 150 anni è anomalo, perché innescato dall'uomo e dalle sue attività. Le conseguenze del cambiamento climatico tuttora in atto si sono tradotte in un riscaldamento globale già evidente, con significative riduzioni dei ghiacciai e con l'aumento di eventi meteorologici estremi. Il climate change sta diventando sempre più una crisi climatica, perché il clima è sempre cambiato, ma non così in fretta e non con delle infrastrutture rigide e complesse come sono le città e il sistema produttivo ai quali i Paesi più industrializzati sono abituati.

Come attestato dai numerosi studi e pubblicazioni reperibili nella letteratura scientifica, gli effetti dei cambiamenti climatici previsti per il regime termo-pluviometrico modificheranno la disponibilità della risorsa idrica, alterando l'entità e la stagionalità dei deflussi nei corsi d'acqua superficiali.

Per quanto riguarda la situazione Trentina, studi idrologici di dettaglio, alcuni dei quali mirati all'analisi di specifico contesto svolti dal Gruppo, altri di pubblico dominio e di contesto più generale, hanno evidenziato che si assisterà ad una sostanziale invarianza nel tempo del quantitativo di precipitazione cumulata annua, con variazioni di intensità di precipitazione molto contenute grazie al perdurare dell'efficacia dei fenomeni convettivi che si genereranno a causa dell'orografia alpina.

Per quanto riguarda la temperatura e l'evapotraspirazione si assisterà ad un incremento più marcato nel lungo termine piuttosto che nel medio: stime ipotizzano un incremento medio di 1 °C nel breve termine (2025-2040) e di 2°C nel lungo termine (2041-2060).

A conferma dell'effetto del cambiamento climatico sulla variazione della distribuzione temporale delle manifestazioni meteorologiche, negli ultimi 18 mesi si sono manifestati livelli di precipitazioni e di innevamento fortemente ridotti rispetto alle medie storiche e quindi livelli di produzione altrettanto diminuiti. Ciò induce il management ad un attento e continuo monitoraggio dei cambiamenti climatici in essere e prospettici, al fine di salvaguardare la redditività del proprio business ed il valore tecnico economico dei propri asset fisici a servizio della produzione idroelettrica.

SICUREZZA E SALUTE SUL LAVORO

Il Gruppo, da sempre attento alla tutela della sicurezza e della salute dei propri collaboratori (e più in generale di tutti coloro che sono coinvolti nelle attività delle società del Gruppo), si pone come obiettivo non solo il rispetto delle norme vigenti in materia, ma un insieme di azioni volte al miglioramento continuo delle condizioni di lavoro.

Per questo s'impegna costantemente a diffondere la cultura della sicurezza basata sullo sviluppo della percezione dei rischi, sulla promozione di comportamenti responsabili da parte di tutti i collaboratori e sulla condivisione delle responsabilità tra tutti i soggetti coinvolti nelle attività del Gruppo, nessuno escluso.

A tal fine l'organizzazione si avvale di una struttura centralizzata Qualità Sicurezza e Ambiente che opera trasversalmente per le società del Gruppo.

Obiettivi comuni dei Datori di Lavoro delle società sono:

- il costante miglioramento del sistema integrato di gestione dei rischi per la salute e la sicurezza sul lavoro;
- una continua analisi della criticità dei processi e delle risorse da proteggere;
- la costante attenzione ai processi formativi, di addestramento e di comunicazione;
- l'adozione delle migliori tecnologie economicamente accessibili;
- il controllo e l'aggiornamento delle metodologie di lavoro.

Il raggiungimento degli obiettivi di continuo miglioramento è fortemente ancorato alla capacità di coinvolgere ciascun lavoratore nel prendersi cura della propria sicurezza e della propria salute e di quella di terzi presenti sul luogo di lavoro.

I Datori di Lavoro hanno individuato le persone incaricate di svolgere il ruolo di Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione per le singole società.

I documenti di valutazione dei rischi risultano aggiornati in relazione allo sviluppo delle strutture e delle condizioni operative nonché dell'evoluzione normativa.

Nel 2023 è proseguita l'implementazione dei sistemi di gestione della salute e della sicurezza del lavoro secondo il modello definito dalla norma UNI EN ISO 45001:2023. Il sistema è supportato dallo sviluppo e dall'implementazione di uno specifico software adottato per la gestione (Simpledo.net). Con tale strumento si persegue la migliore diffusione delle informazioni, la puntuale pianificazione e gestione degli adempimenti e delle scadenze, un controllo operativo strutturato e un efficiente ambiente per il miglioramento continuo del sistema SSL.

Nel corso dell'anno, l'ente di certificazione IMQ, scelto dal Gruppo per la certificazione dei propri sistemi, ha effettuato la verifica annuale di conformità dei sistemi SGSL di DA, HDE, DEE e NR-GAS alla norma UNI EN ISO 45001.

Nelle società SET Distribuzione sono inoltre implementati e mantenuti specifici modelli di promozione dei comportamenti sicuri basati sul metodo BBS (Behavior Based Safety).

Andamento infortunistico

La valutazione dei dati infortunistici per l'anno 2023 viene presentata in forma aggregata per tutte le società del gruppo.

Gli indici presi in considerazione sono calcolati in conformità alla norma UNI 7249:2007 e quindi determinati come:

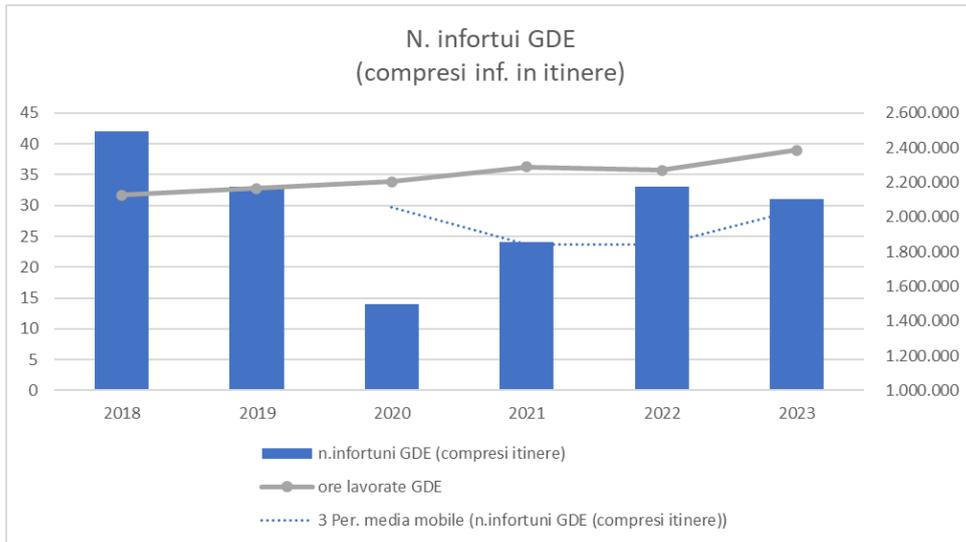
$$\text{INDICE di FREQUENZA (If)} = \frac{\text{n. di infortuni} \times 1.000.000}{\text{n. ore lavorate}}$$

$$\text{INDICE di GRAVITA' (Ig)} = \frac{\text{n. gg di assenza per infortunio} \times 1.000}{\text{n. ore lavorate}}$$

Secondo le indicazioni della norma UNI 7249:2007, nella determinazione del numero di infortuni non sono considerati gli infortuni che non abbiano comportato giorni di assenza oltre quello di accadimento.

Anche per il 2023 la modalità adottata per il computo dei giorni di assenza per infortunio è quella introdotta dal 2018 ovvero della "competenza per esercizio"; pertanto i giorni di assenza per infortunio considerati sono quelli effettivamente rilevati nell'anno e comprendono quindi anche la quota parte di quegli infortuni che, pur essendo avvenuti nell'anno precedente, sono terminati nell'anno oggetto di bilancio.

Il numero complessivo degli infortuni registrati nel 2023, compresi quelli in itinere, è inferiore sia al numero registrato nel 2022 nonostante l'incremento dei lavoratori occupati e, conseguentemente, delle ore lavorate.



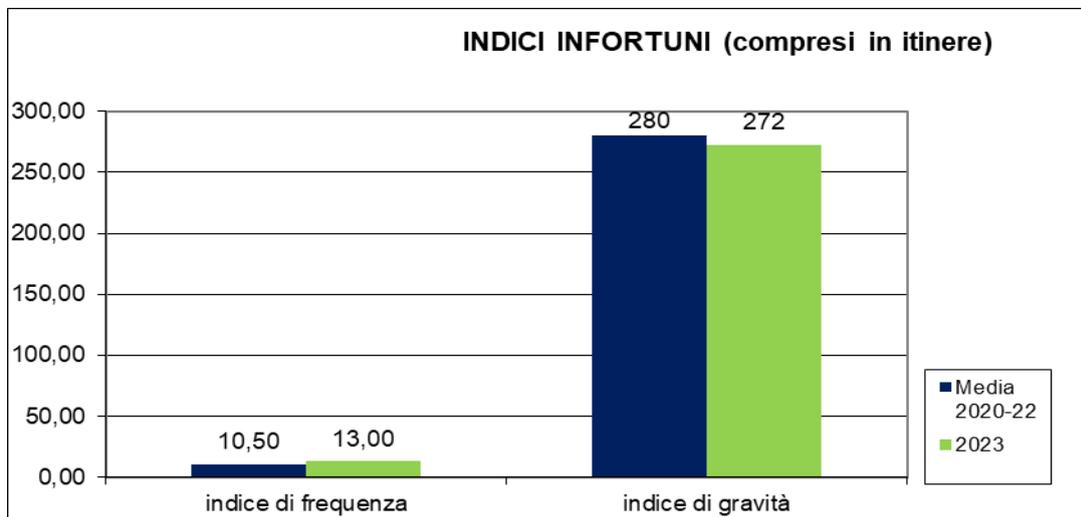
Dolomiti Energia, Dolomiti Energia Solutions e Dolomiti Energia Trading non hanno registrato infortuni. Dolomiti Edison Energy ha registrato solamente infortuni in itinere ovvero nello spostamento casa-lavoro del lavoratore al di fuori dell'orario lavorativo.

Per Dolomiti Energia Holding si è registrato un solo infortunio avvenuto presso l'abitazione del lavoratore durante la prestazione in modalità di lavoro agile.

L'indice di frequenza di Gruppo registrato nel 2023 segna un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 mentre l'indice di gravità risulta migliorato. Entrambi gli andamenti sono ancora influenzati dai risultati registrati nel 2020, anno che, per effetto della pandemia da Covid-19, è risultato con un numero di infortuni decisamente contenuto e che ancora influisce in modo importante sul calcolo del trend nel periodo.

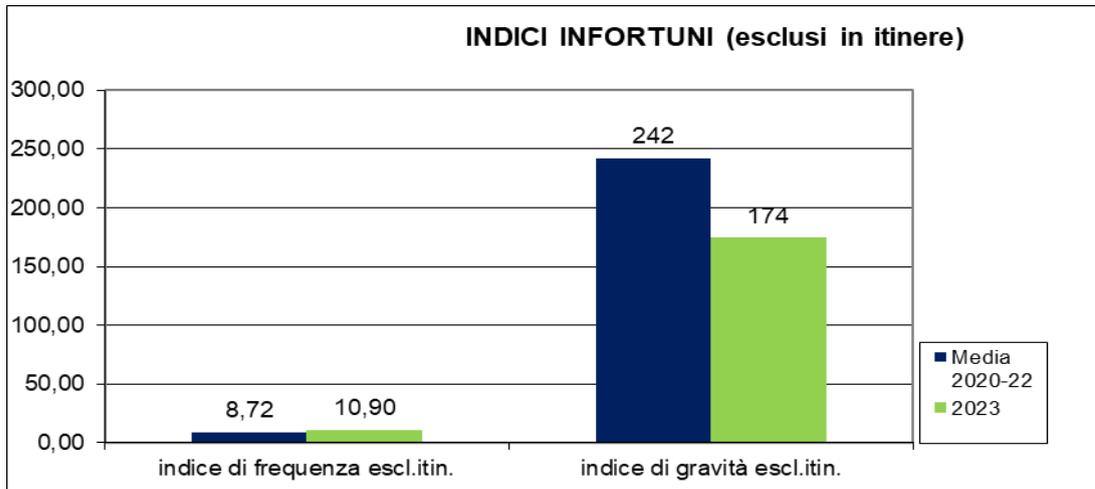
Considerando tutti gli eventi (compresi gli infortuni in itinere) l'indice di frequenza del 2023 è risultato superiore di 2,5 punti rispetto al valore medio del triennio precedente.

L'indice di gravità è migliorato di 8 punti passando da 280 del triennio 2020-22 a 272 dell'anno 2023.

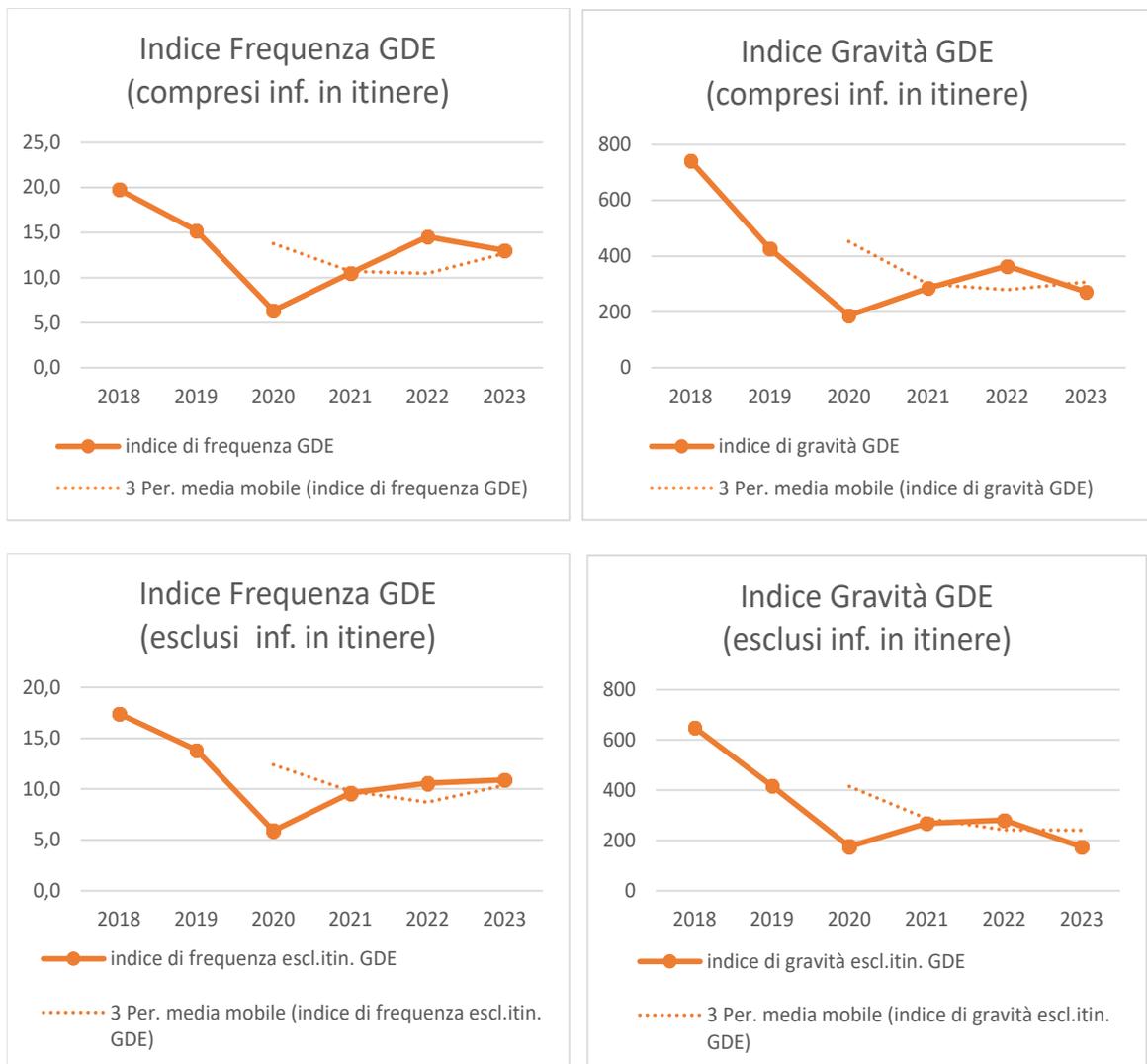


Escludendo dal calcolo gli infortuni avvenuti "in itinere", il confronto con il triennio precedente conferma un aumento dell'indice di frequenza di 2,18 punti rispetto al valore medio del triennio precedente.

L'indice di gravità risulta invece in miglioramento passando da 242 del triennio 2020-22 a 174 dell'anno 2023.



Raffrontando i risultati su una base più ampia si evidenzia che entrambi gli indici registrati nel 2023 risultano in miglioramento rispetto al quinquennio precedente; sia comprendendo gli infortuni in itinere che escludendoli.



Sorveglianza sanitaria

Nel corso del 2023 la sorveglianza sanitaria dei lavoratori ha comportato l'effettuazione di n. 1460 visite mediche con relativi accertamenti in funzione delle mansioni attribuite ai lavoratori e alla conseguente valutazione dei rischi per la salute.

Considerato l'incremento del numero dei lavoratori e il fatto che per alcune categorie di lavoratori le visite hanno periodicità pluriennale (pari a 2, 3 o 5 anni), il dato è considerato in linea con le rilevazioni degli anni precedenti.

FINDOLOMITI ENERGIA SRL

SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA

SITUAZIONE ECONOMICA

<i>(dati in migliaia di euro)</i>	per l'esercizio chiuso al 31 dicembre		differenza
	2023	2022	
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	(121)	(129)	(8)
Costi per oneri diversi di gestione	(2)	(2)	(0)
Costi operativi	(123)	(131)	(8)
EBITDA - margine operativo lordo	(123)	(131)	(8)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	0	0	0
Proventi e oneri da partecipazioni	11.977	19.961	(7.984)
EBIT - risultato operativo	11.854	19.830	(7.976)
Proventi/(Oneri) finanziari	69	1	68
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	11.922	19.831	(7.909)
Imposte	(131)	(208)	(77)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	11.792	19.624	(7.832)

La società non presenta ricavi delle vendite e delle prestazioni.

I costi della produzione sono pari a euro 121 migliaia (euro 129 migliaia nel 2022), quasi interamente costituiti da costi per servizi.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è risultato negativo per euro 123 migliaia.

Il risultato operativo, comprensivo dei proventi e oneri da partecipazioni, è positivo per euro 11.854 migliaia (19.830 migliaia di euro nel 2022).

I proventi della gestione finanziaria risultano pari a euro 69 migliaia.

Le imposte dell'esercizio sono pari a 131 migliaia e tengono conto delle imposte anticipate come meglio dettagliato nella Nota Integrativa.

Il risultato d'esercizio è pari ad un utile di 11.792 migliaia di euro ed è diminuito di euro 7.832 migliaia rispetto al risultato conseguito nel 2022.

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

<i>(dati in migliaia di euro)</i>	per l'esercizio chiuso al 31 dicembre		differenza
	2023	2022	
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	1.164	1.164	(1.457)
Magazzino	0	0	0
Liquidità differite	1.981	9	1.971

Liquidità immediate	471	1.154	(684)
Capitale investito	227.030	225.742	1.288
Mezzi propri	226.987	225.695	1.292
Passivo consolidato	2	2	0
Passivo corrente	41	45	4
Capitale di finanziamento	227.030	225.742	1.288

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	2023	2022	differenza
ROE	Utile netto / Mezzi Propri	5,19%	8,69%	(3,50%)
ROI	Risultato operativo / (Capitale investito operativo – Passività Op.)	5,22%	8,79%	(3,57%)
EBITDA	Margine operativo lordo	(123)	(131)	(8)
EBIT	Margine operativo netto	11.854	19.830	(7.976)

Indici finanziari e patrimoniali

Indice	Formula	2023	2022	differenza
Posizione finanziaria Netta	Disp. liquide + crediti fin. – debiti fin.	471	1.154	(683)
Indice di liquidità secondario	Liquid. immediata / debiti a breve	11,61	25,79	(14,18)

ANALISI DEI RISCHI – OBIETTIVI E POLITICHE DELLA SOCIETA' IN MATERIA DI GESTIONE DEL RISCHIO

RISCHI FINANZIARI

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità di Findolomiti Energia Srl si sostanzia nella effettiva capacità di disporre di risorse finanziarie a supporto delle attività caratteristiche, entro i limiti temporali necessari. La situazione finanziaria della Società è costantemente monitorata e non presenta criticità.

Rischio di mercato

La società non è soggetta a rischio di mercato, se non indirettamente attraverso la sua partecipata Dolomiti Energia Holding.

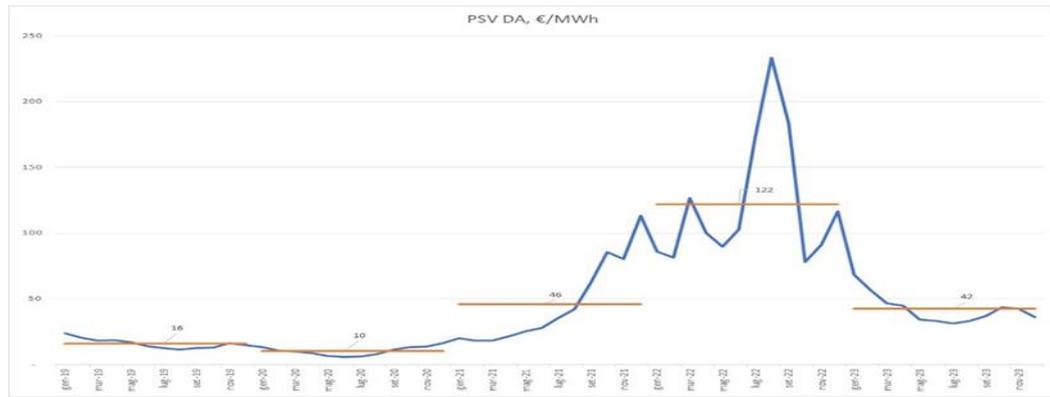
Rischio di credito

La società non è soggetta a rischio di credito.

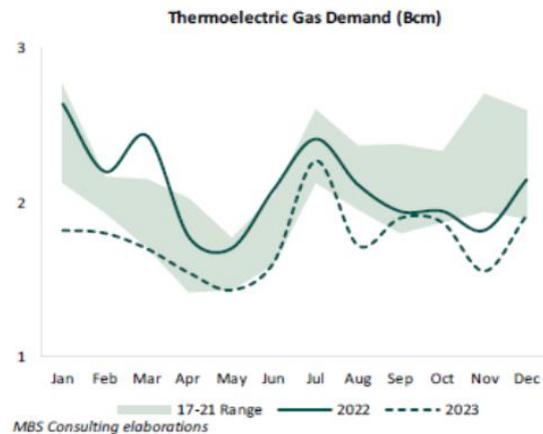
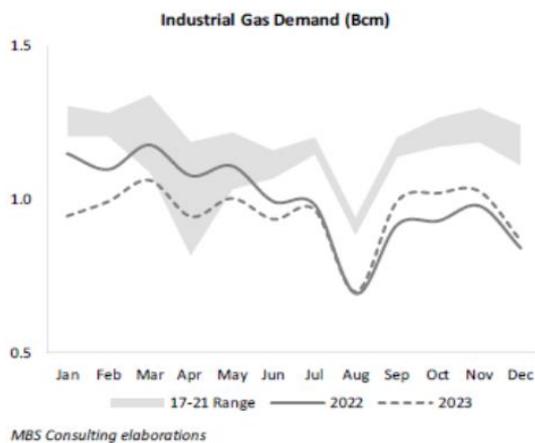
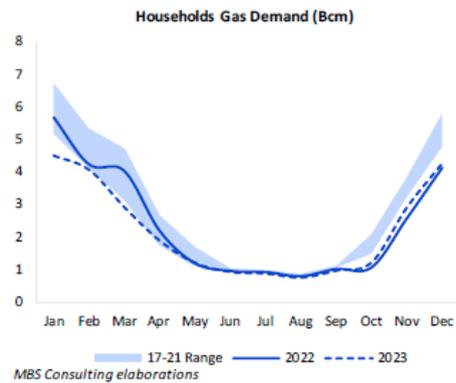
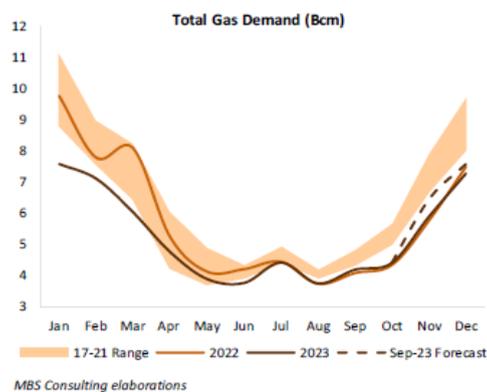
SCENARIO ENERGETICO, DI MERCATO E NORMATIVO

ANDAMENTO GENERALE DEI MERCATI ENERGETICI

L'anno 2023 è stato caratterizzato da un brusco calo del prezzo di tutte le commodity, in particolare del gas naturale il cui prezzo medio aritmetico è calato da una media di 122 €/MWh nel 2022 a una media di 42 €/MWh nel 2023.

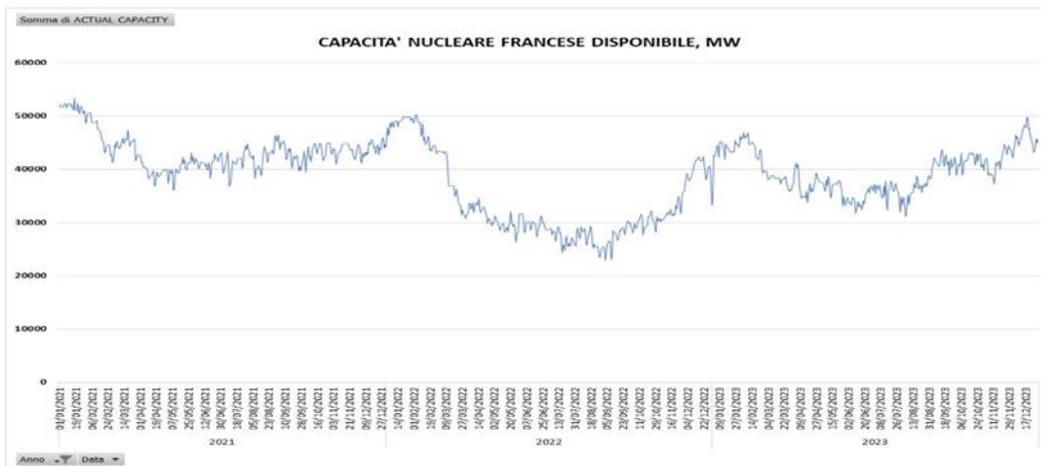
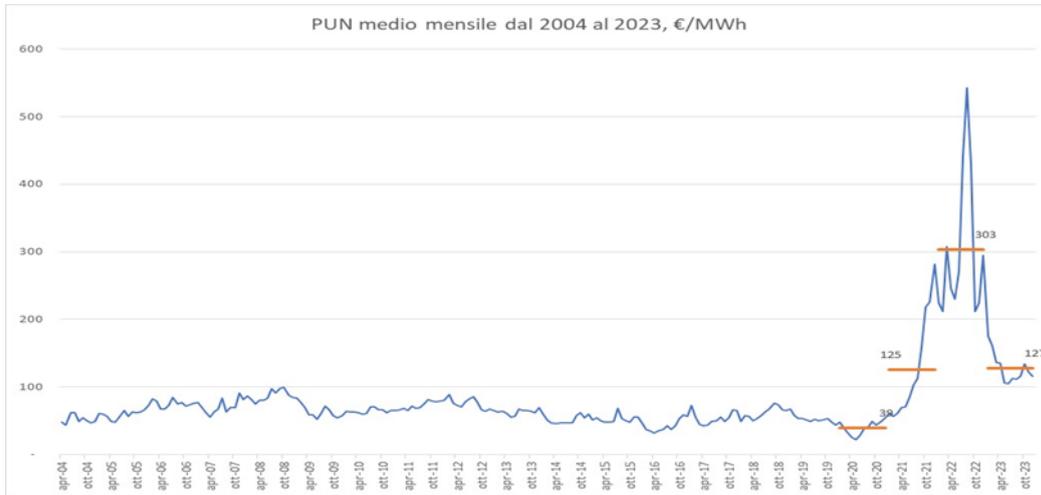


Le cause di questo calo sono da imputare per lo più ad una fase di stagnazione dell'economia che ha contribuito a diminuire in maniera significativa i consumi del comparto industriale (sia in termini di gas naturale che di energia elettrica) sia i consumi di gas naturale del comparto termoelettrico. A questo si aggiunge un inverno non particolarmente rigido che, sommato alle mutate abitudini di riscaldamento per uso domestico, influenzato dalla dinamica del prezzo, ha ridotto significativamente i consumi.



L'aumento delle importazioni di energia elettrica, dovuto ad una ripresa del comparto di produzione nucleare francese, che durante il 2022 aveva fatto invece registrare una significativa mancanza di disponibilità degli impianti e di conseguenza di energia elettrica prodotta, ha contribuito soprattutto nella seconda parte del 2023 a ridurre la richiesta di energia elettrica prodotta sul territorio nazionale, e di conseguenza i consumi di gas.

Poiché il prezzo marginale dell'energia elettrica in Italia è stato determinato per la maggior parte delle ore, anche nel 2023, dalla produzione dei cicli combinati a gas, il calo del prezzo del gas ha determinato a sua volta un calo del Prezzo Unico Nazionale (PUN) che nel 2023 si è più che dimezzato passando da una media di 303 €/MWh nel 2022 ad una media di 127 €/MWh nel 2023.

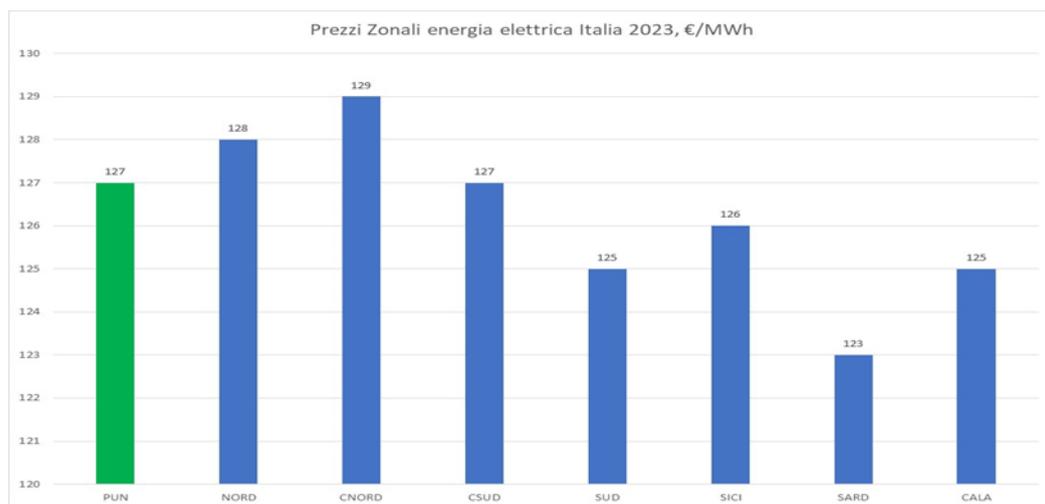


In particolare, i valori del PUN sono andati progressivamente diminuendo da gennaio a giugno, dove è stato toccato il valore minimo, pari a 105,3 €/MWh, riprendendo poi vigore nei mesi successivi, anche per effetto della ripresa del conflitto israelo-palestinese scoppiato il 7 ottobre, per poi ripiegare verso valori inferiori nel mese di dicembre.

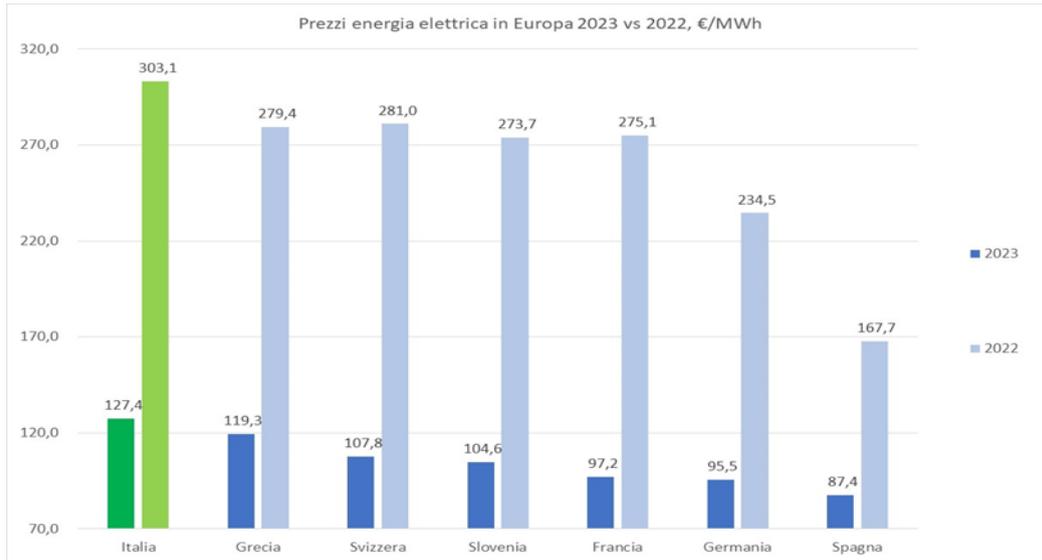
media PUN mensile (€/MWh)	2023	2022	Variazioni	
			Diff.	%
gennaio	174,5	224,5	- 50,0	-22%
febbraio	161,1	211,7	- 50,6	-24%
marzo	136,4	308,1	- 171,7	-56%
aprile	135,0	246,0	- 111,0	-45%
maggio	105,7	230,1	- 124,3	-54%
giugno	105,3	271,3	- 166,0	-61%
luglio	112,1	441,7	- 329,6	-75%
agosto	111,9	543,2	- 431,3	-79%
settembre	115,7	429,9	- 314,2	-73%
ottobre	134,3	211,5	- 77,2	-37%
novembre	121,7	224,5	- 102,8	-46%
dicembre	115,5	294,9	- 179,4	-61%
media dell'esercizio	127,2	304,0	- 176,7	-58%

Nonostante il calo, il PUN, anche nel 2023, rimane ben al di sopra delle medie storiche registrate sulla borsa elettrica dall'inizio delle attività (2004). La media da aprile 2004 a fine 2020 è stata pari a 62 €/MWh, mentre gli anni dal 2021 al 2023 sono stati pari rispettivamente a 125, 303 e 127 €/MWh.

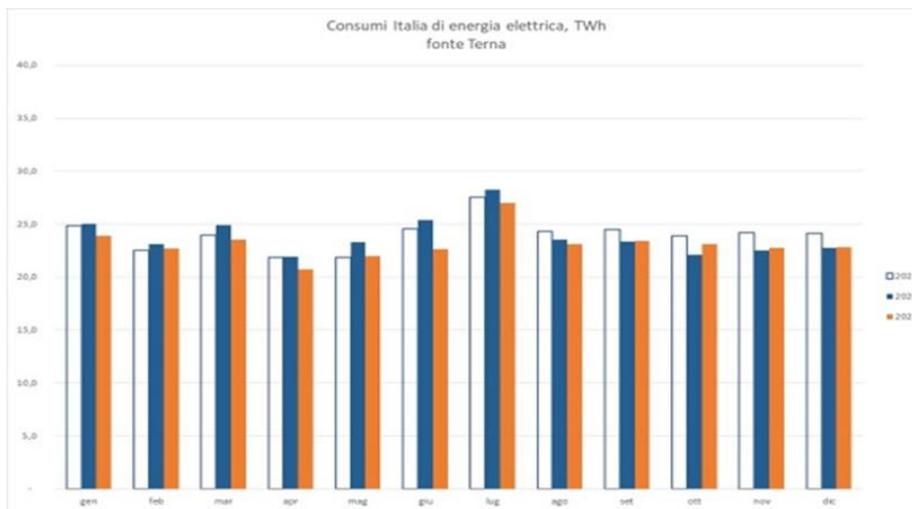
La media dei prezzi Zonali in Italia ha visto primeggiare il Centro Nord con 129 €/MWh (+2 €/MWh rispetto al PUN) mentre la Sardegna si classifica all'ultimo posto con un Prezzo medio di 123 €/MWh (-4 €/MWh rispetto al PUN).



Anche in Europa i prezzi nel 2023 sono tornati a livelli più contenuti rispetto al 2022. L'Italia rimane uno dei paesi europei con il prezzo più alto, seguito dalla Grecia, dalla Svizzera, dalla Slovenia, dalla Francia, dalla Germania e per ultima dalla Spagna.



La Richiesta di Energia Elettrica nazionale nel 2023 (306 TWh) è stata inferiore del 2,8% a quella del 2022 (315 TWh), soprattutto nella prima parte dell'anno, recuperando parzialmente nella seconda metà del 2023 (Fonte Terna).

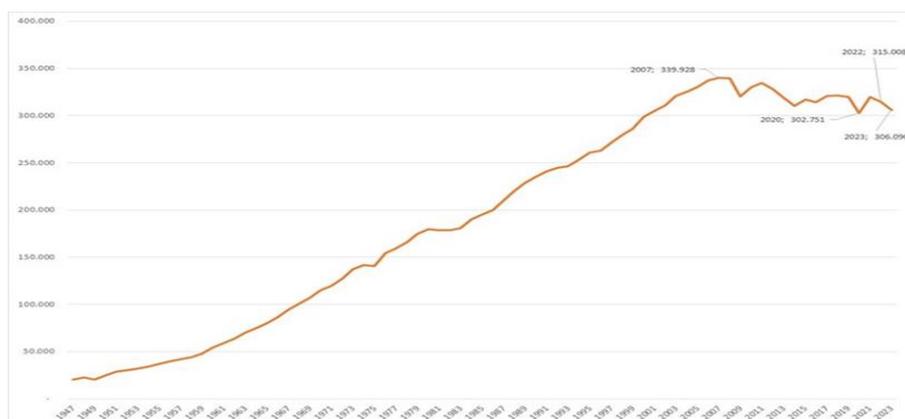


Di seguito si riporta l'andamento settimanale della richiesta di energia elettrica, con un picco di richiesta nella settimana n.29 (dal 17 al 23 luglio 2023).



Il dato finale 2023 è inferiore di quasi il 4% anche rispetto a quello del 2021 e solo dell'1% superiore al dato del 2020, anno del lockdown dovuto all'epidemia COVID.

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).



ANDAMENTO GENERALE DEI MERCATI ENERGETICI

Energia elettrica

Secondo gli ultimi dati consuntivi disponibili da Terna S.p.A. i consumi di energia elettrica in Italia nel 2023 si sono attestati a 306.090 milioni di kWh, in diminuzione del 2,8% rispetto al 2022. La copertura della domanda è stata garantita dalle diverse fonti riportate nella seguente tabella:

Milioni di kWh	2023	2022	Var. %
Idroelettrica	38.244	28.094	36,1%
Pompaggio in produzione ²	1.529	1.810	-15,5%
Termica	157.934	191.276	-17,4%
<i>di cui gas</i>	130.718	154.417	-15,3%
<i>di cui Biomasse</i>	15.108	16.094	-6,1%
<i>di cui Carbone</i>	12.108	20.765	-41,7%
Geotermica	5.347	5.449	-1,9%
Eolica	23.374	20.304	15,1%
Fotovoltaica	30.595	27.674	10,6%
Produzione Totale Netta	257.023	274.607	-6,4%
Energia destinata ai Pompaggi	2.185	2.586	-15,5%
Totale produzione Netta al consumo	254.838	272.021	-6,3%
<i>di cui FER³</i>	112.668	97.615	15,4%
<i>di cui NON FER</i>	142.170	174.406	-18,5%
Import	54.572	47.379	15,2%
Export	3.320	4.392	-24,4%
Saldo Estero	51.252	42.987	19,2%
Richiesta di Energia elettrica (1)	306.090	315.008	-2,8%

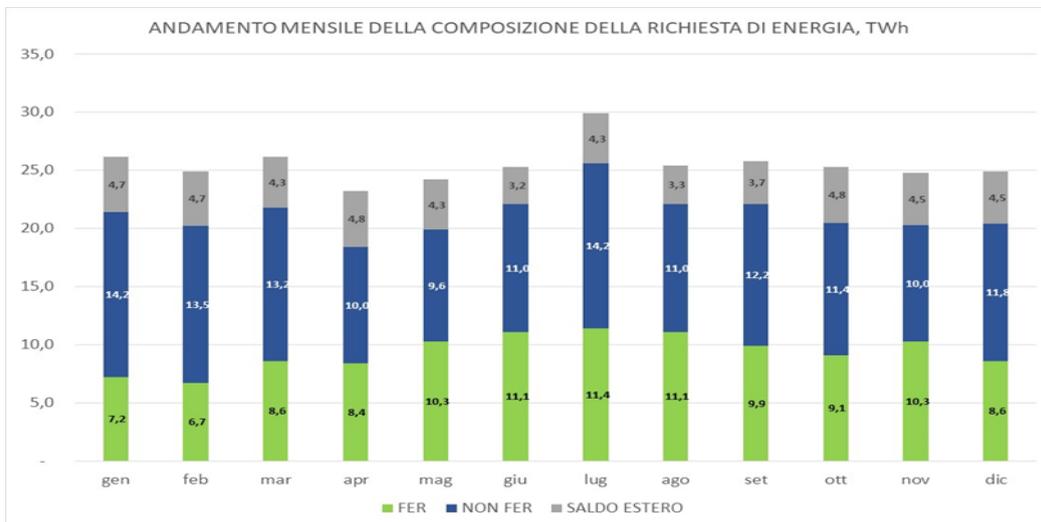
(1) Richiesta di Energia Elettrica = Totale produzione netta al consumo + Saldo estero, dove Totale produzione netta al consumo = Totale produzione netta – energia destinata ai pompaggi

- (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

La richiesta di energia è stata abbastanza stabile nel corso dei mesi del 2023, con un picco di circa 30 TWh in luglio, dove si è registrato anche il picco massimo di potenza richiesta, pari a 58.778 MW fra le 16:00 e le 17:00 del 19 luglio 2023.

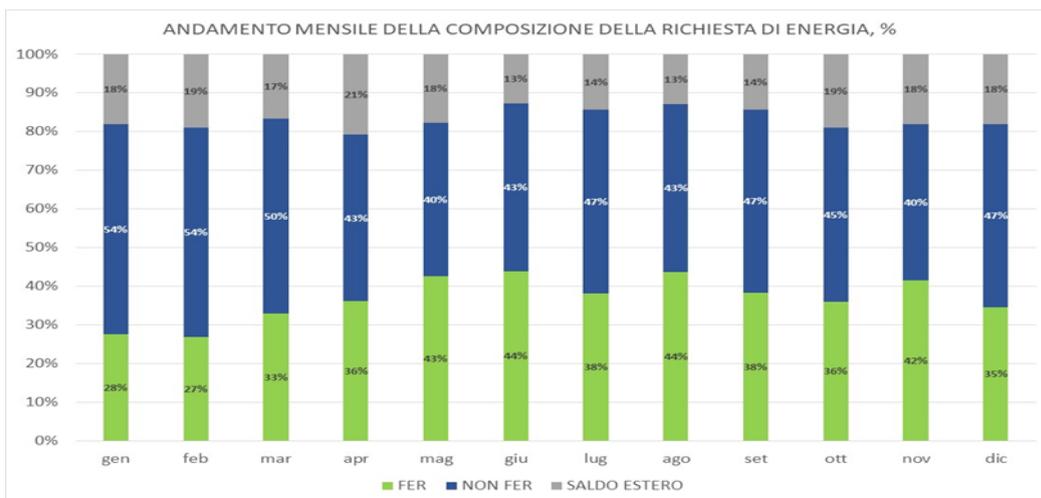
Il mese di maggior consumo è risultato il mese di luglio con una richiesta di energia di circa 30 TWh, mentre il mese di minor consumo è risultato il mese di aprile con una richiesta di circa 24 TWh.

Nel grafico sottostante è riportato il dettaglio mensile della richiesta di energia suddiviso tra fonti FER, fonti NON FER e importazioni.

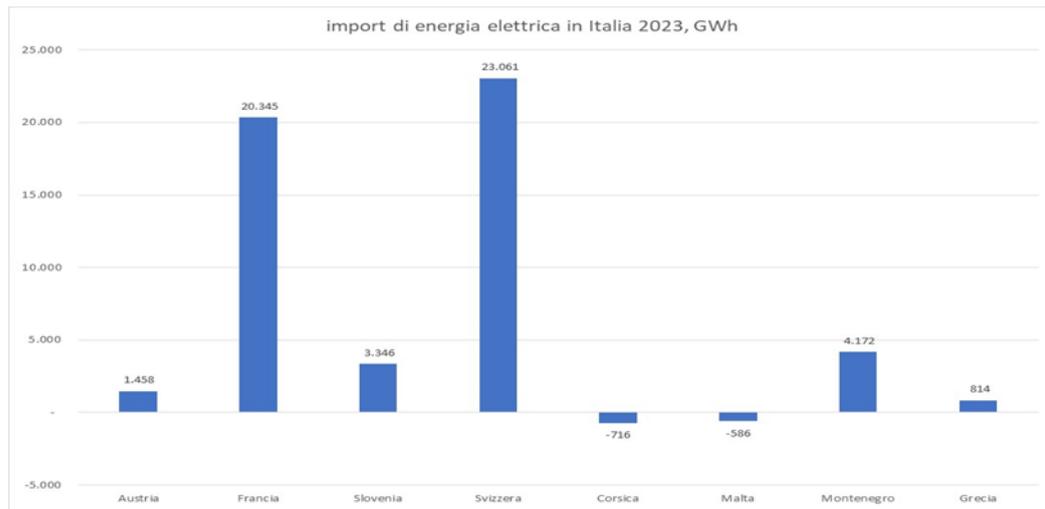


Come si può notare il contributo delle fonti FER in alcuni mesi è superiore alle fonti NON FER: ad esempio, a maggio '23, la copertura della richiesta di energia è stata fatta per il 43% da fonti FER e per il 40% da fonti NON FER, oltre al 18% di saldo dall'estero.

La produzione nazionale netta nel 2023 (255 TWh) è diminuita del 6,4% rispetto al 2022 (272 TWh) mentre il saldo con l'estero (51 TWh) è aumentato del 19,2% rispetto al 2022 (43 TWh) per effetto dell'aumento delle importazioni (+15,2%) e per la diminuzione delle esportazioni (-24,4%).



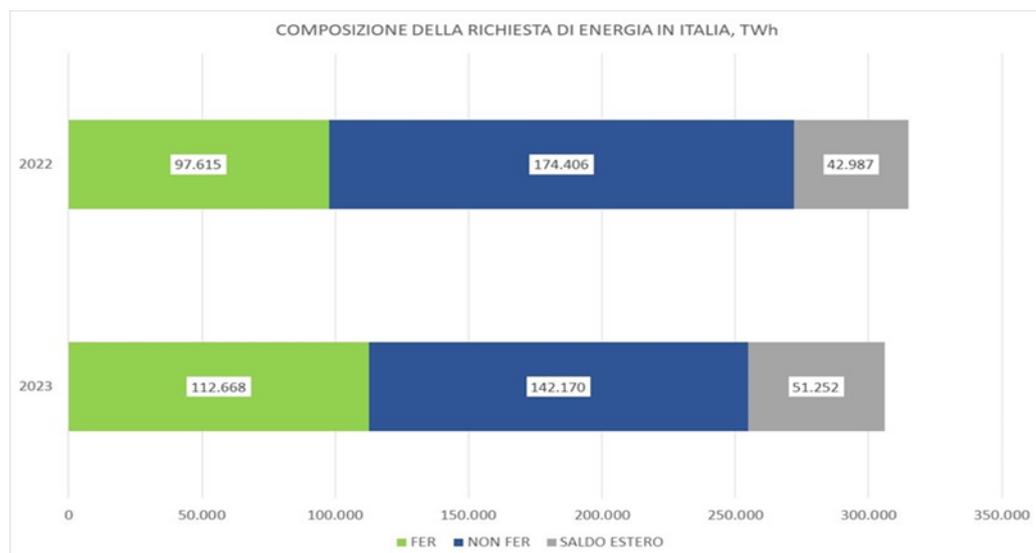
La maggior parte dell'energia elettrica importata nel 2023 proviene dalla Svizzera (23 TWh) seguita dalla Francia con 20 TWh. Più contenute le importazioni dal Montenegro (4 TWh) e dalla Slovenia (3,3 TWh).



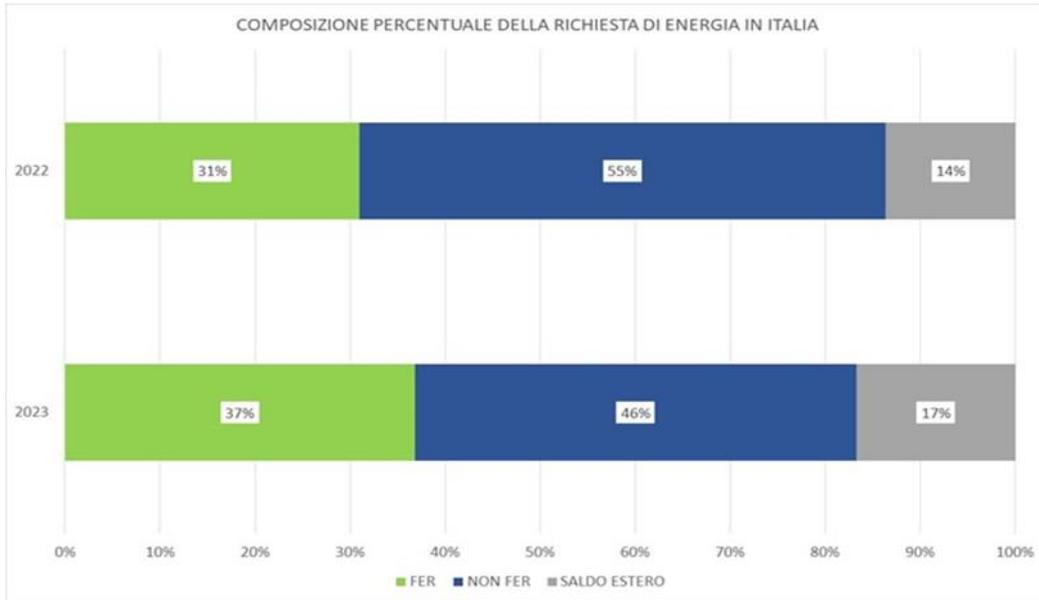
La richiesta di energia elettrica nazionale (306 TWh) è stata soddisfatta per l'83% dalla produzione nazionale netta al consumo (86% nel 2022), calcolata al netto dei servizi ausiliari delle produzioni e dei consumi per pompaggi e per il 17% dal saldo netto con l'estero. La fonte termoelettrica (gas, carbone e biomassa), pari a 158 TWh (191 TWh nel 2022), ha contribuito alla richiesta di energia per il 52%.

La produzione a gas, pari a circa 131 TWh, ha contribuito per il 43% a soddisfare la Richiesta di energia (49% nel 2022), mentre la biomassa (15 TWh) ha contribuito per il 5% (come nel 2022). Il carbone invece (12 TWh) ha contribuito per il 4% (7% nel 2022). La produzione da fonte carbone, in particolare, è stata inferiore a quella del 2022 di oltre 8 TWh, soprattutto per effetto della cessazione degli obblighi di produzioni imposti dal governo nel 2022, riportandosi vicino al dato del 2021 (12,8 TWh).

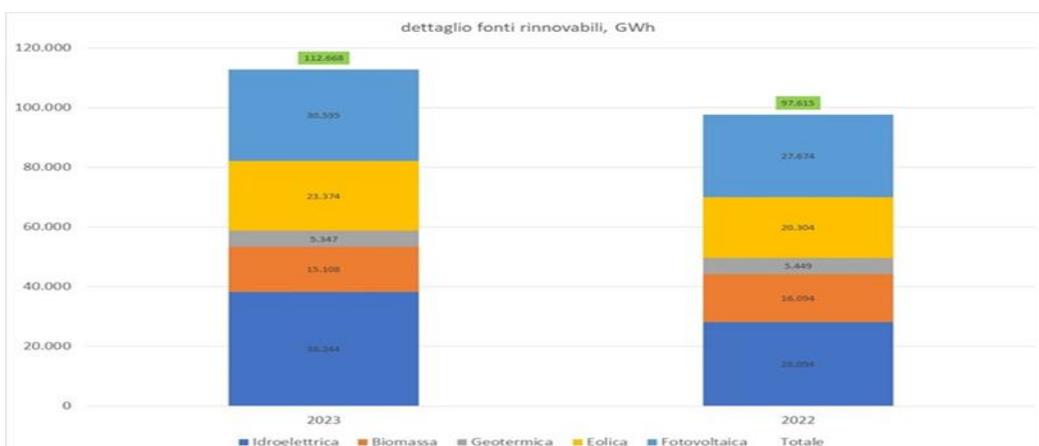
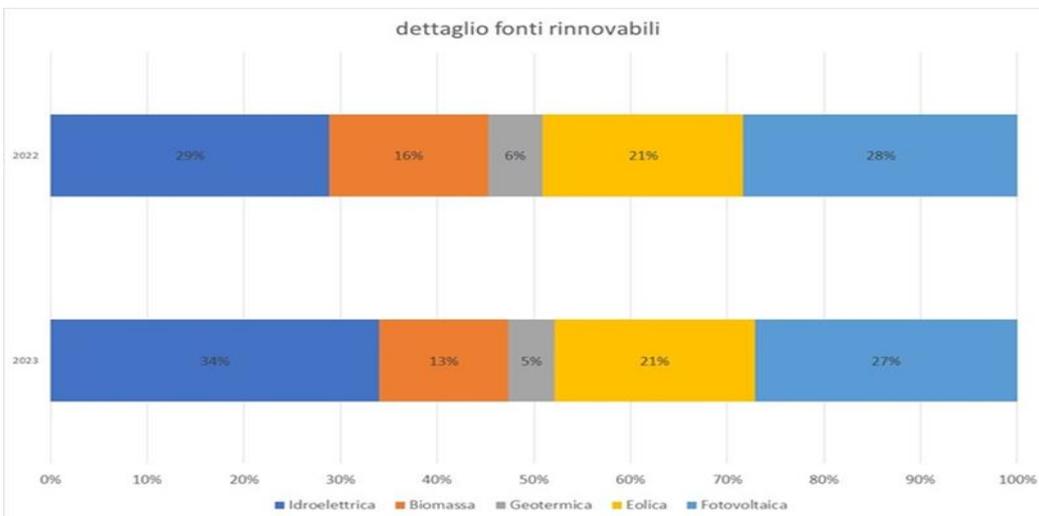
Il contributo delle Fonti Rinnovabili (FER) nel 2023 è cresciuto di oltre il 15% rispetto al 2022, attestandosi a oltre 112 TWh prodotti (97,6 TWh nel 2022).



Le fonti FER (idroelettrico, biomassa, fotovoltaico, eolico, geotermico) hanno contribuito per il 37% alla richiesta di energia in Italia nel 2023, in netto aumento rispetto al 2022, quando il dato registrato era stato pari al 31%.

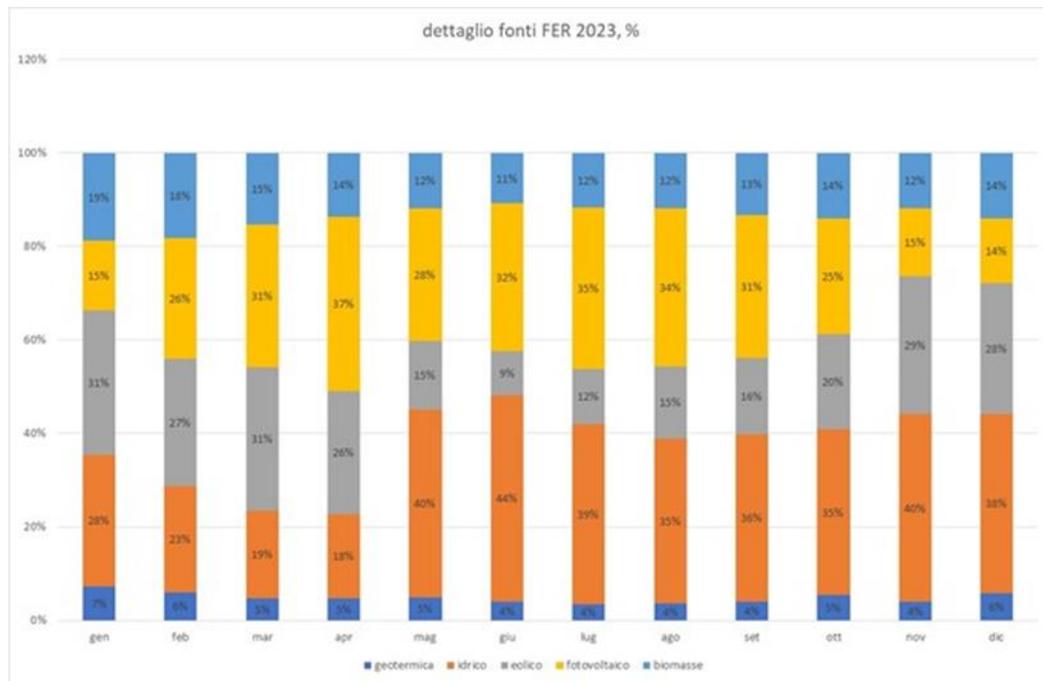


Negli ultimi anni il peso relativo delle produzioni FER rispetto a quelle NON FER è aumentato progressivamente passando dai circa 50 TWh del 2008 (meno del 20%) ai 112 TWh del 2023 (oltre il 40%). Fra le produzioni FER, la fonte idroelettrica rappresenta quella con il maggior contributo (38 TWh, pari al 34% del totale delle fonti FER), seguita dalla fonte fotovoltaica (31 TWh, 27%), dalla fonte eolica (23 TWh, 21%), dalla fonte biomassa (15 TWh, 13%) e dalla fonte geotermica (5 TWh, 5%).

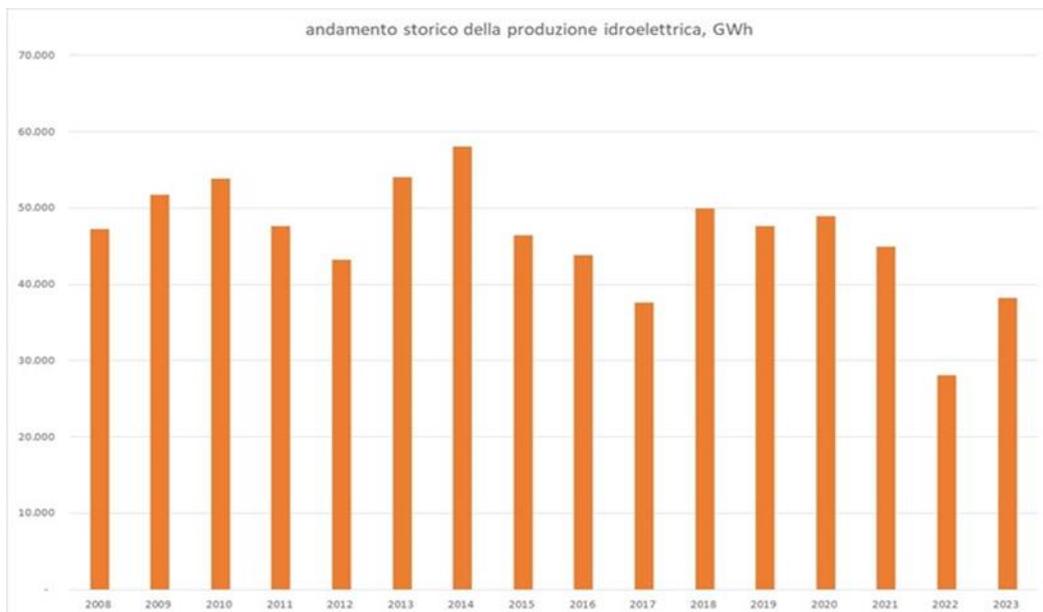


Il contributo della fonte idrica è passato da 1,5 TWh di aprile a 4,1 TWh di maggio e 4,9 TWh di giugno, a dimostrazione del grande aumento del valore dell'idraulicità a partire dal mese di maggio.

Il contributo dell'idroelettrico nel mix di produzione FER passa dal 18% di aprile al 40% di maggio.



La produzione da fonte idroelettrica è cresciuta molto rispetto al 2022 (+36%) grazie al ritorno del dato di idraulicità ai valori medi storici nella seconda parte dell'anno. La produzione di energia idroelettrica media dal 2008 al 2023 è stata pari a circa 46 TWh.



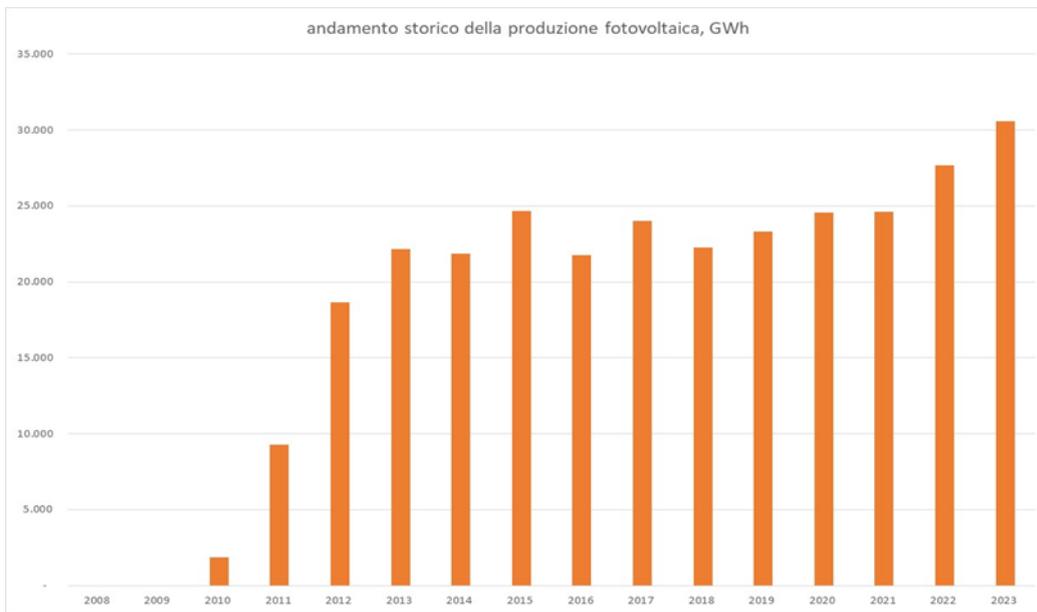
La grande siccità che ha colpito tutte le regioni italiane dell'arco alpino a partire dall'autunno 2021, si è prolungata fino a tutto il mese di aprile 2023 determinando una produzione dei primi quattro mesi significativamente inferiore ai valori storici. A partire da maggio 2023 il valore dell'idraulicità è tornato ad

essere in linea con le medie storiche, e la produzione idroelettrica dei mesi da maggio a dicembre si è riportata in linea con i valori storici, ben superiori a quelli registrati nel 2022.

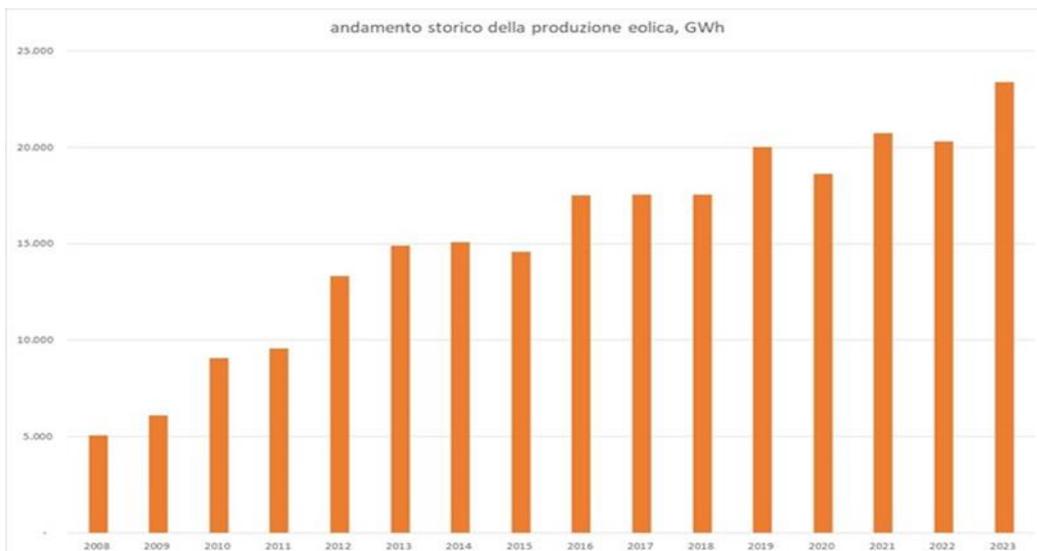
In Italia, l'energia totale immagazzinata nei serbatoi al 31.12.2023 è pari a 50,3% dell'invaso massimo. Al 31.12.2022 il dato era pari al 34,3% (fonte Terna).

Al Nord la % di Invaso/Invaso massimo al 31.12.2023 è pari al 53,5% contro il 29,5% del 31.12.2022 (fonte Terna).

La produzione fotovoltaica è cresciuta nel 2023 di oltre il 10% rispetto al 2022, attestandosi a oltre 30 TWh. Al 31.12.2023 la capacità fotovoltaica installata è pari a oltre 30GW, con un incremento, dal 31.12.2022 di 5.234 MW (dato Terna). La regione con l'incremento maggiore è stata la Lombardia (+804 MW), seguita dal Veneto (+621 MW) e dal Piemonte (+519 MW).



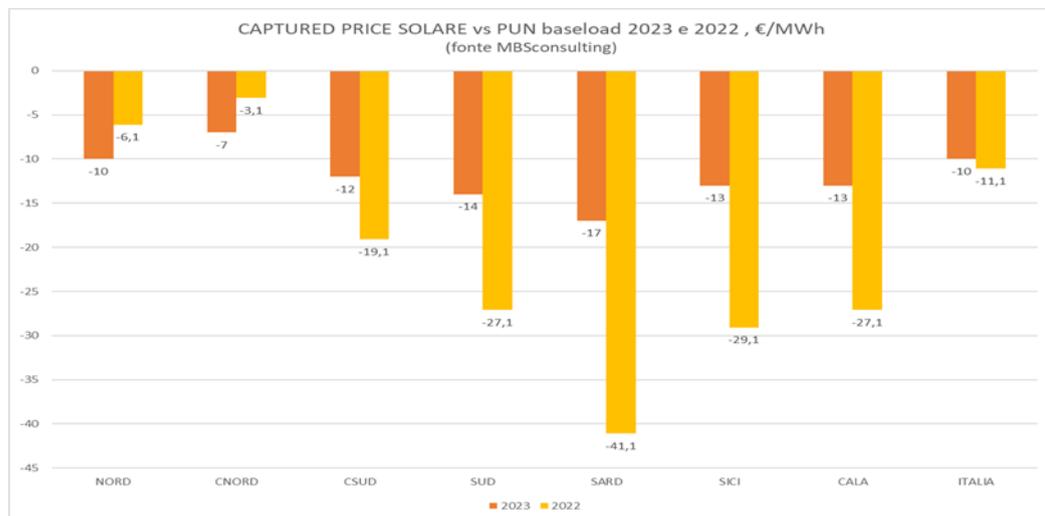
La produzione eolica è cresciuta nel 2023 di oltre il 15% rispetto al 2022, attestandosi a circa 23 TWh. Al 31.12.2023 la capacità eolica installata è pari a circa 12,3 GW, con un incremento, dal 31.12.2022, di 487 MW (dato Terna). La regione con l'incremento maggiore è stata la Puglia (+106 MW), seguita dalla Sicilia (+92 MW) e dalla Campania (+81 MW).



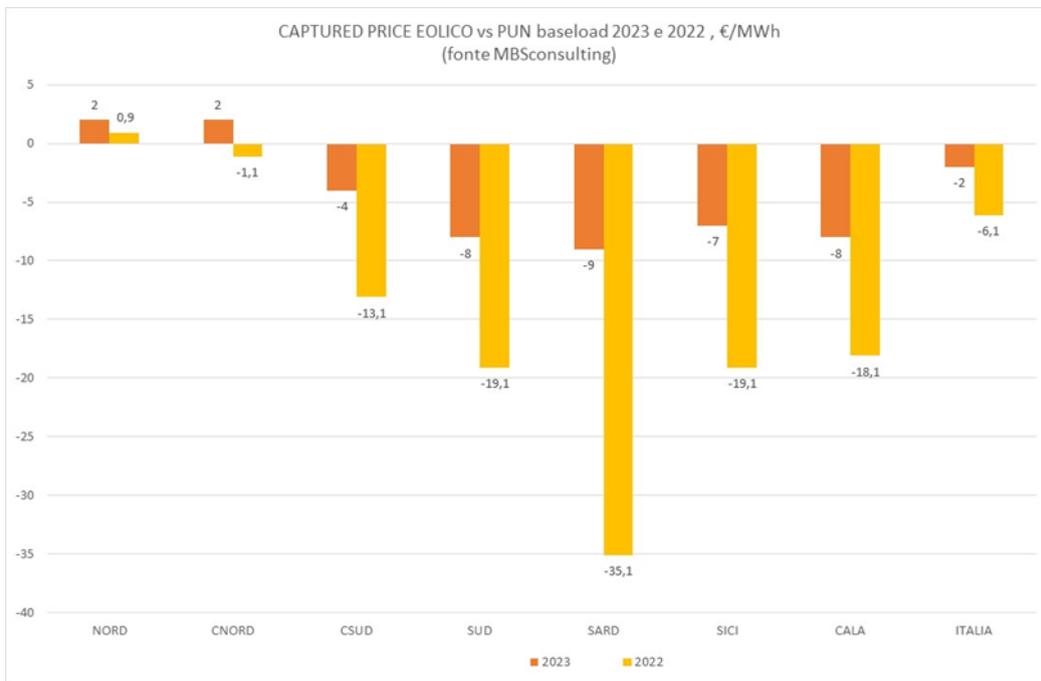
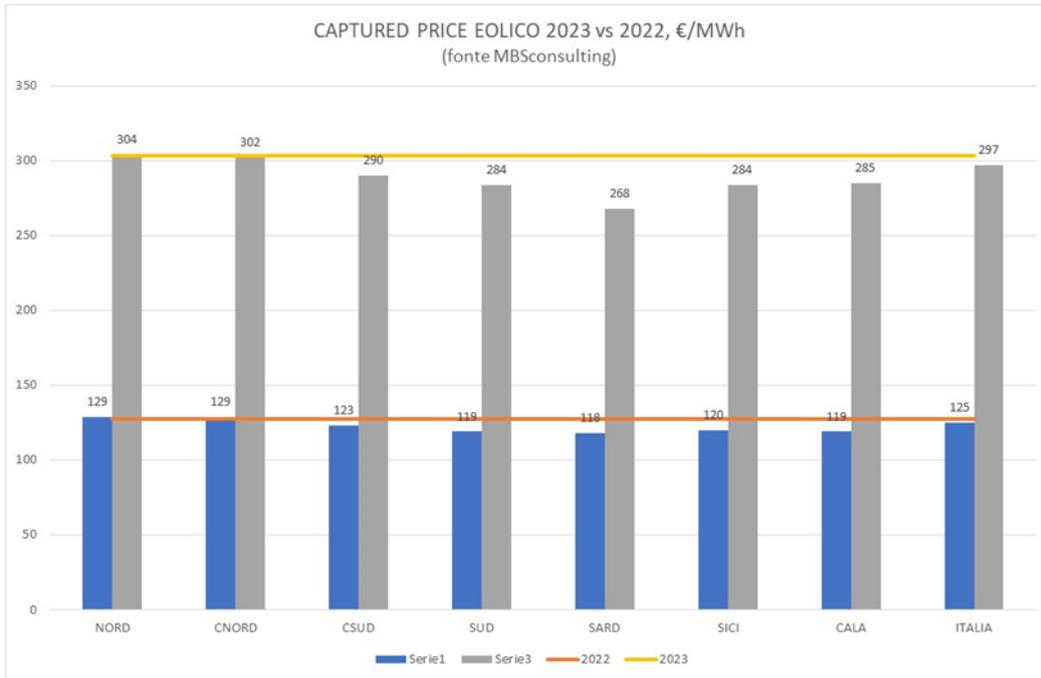
Da un lato l'aumento della produzione da fonte fotovoltaica, concentrata nelle ore centrali del giorno, e la diminuzione della domanda dall'altro hanno contribuito ad abbassare i prezzi medi catturati dalla tecnologia fotovoltaica e di conseguenza aumentare la differenza fra il captured price il PUN medio.



Come si vede dal grafico, nel 2023, in Sardegna, il prezzo da fonte fotovoltaica è stato inferiore rispetto al PUN medio di circa 17 €/MWh, mentre al centro Nord è stato inferiore di circa 7 €/MWh. Il confronto con il 2022 non risulta molto significativo, essendo le medie dello scenario 2022 completamente falsate dai numeri di agosto e settembre.



Discorso analogo per la tecnologia eolica: il prezzo medio catturato risulta inferiore al PUN medio aritmetico nel 2023, anche se in maniera più contenuta rispetto al 2022.



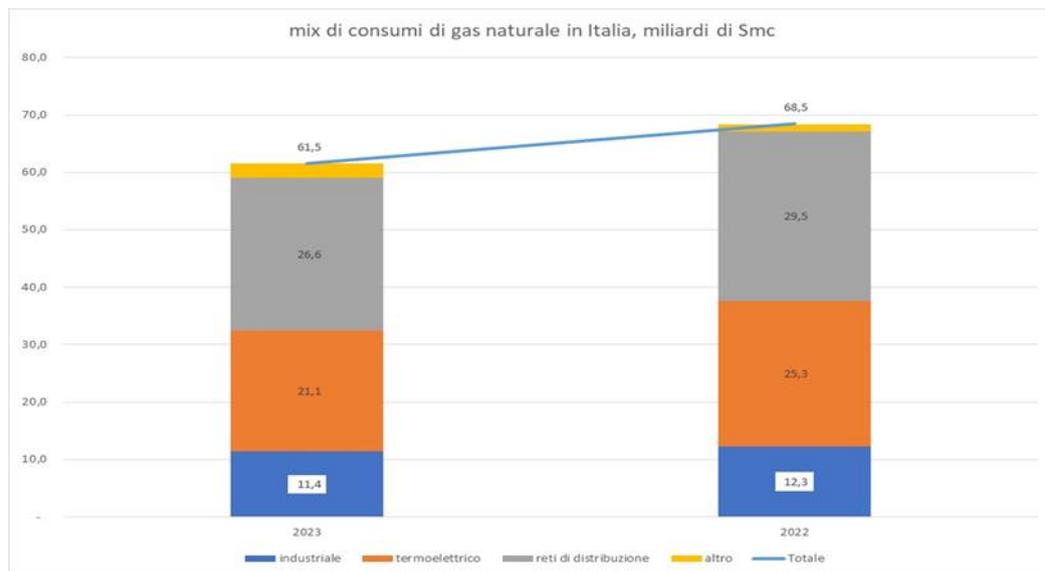
Gas naturale

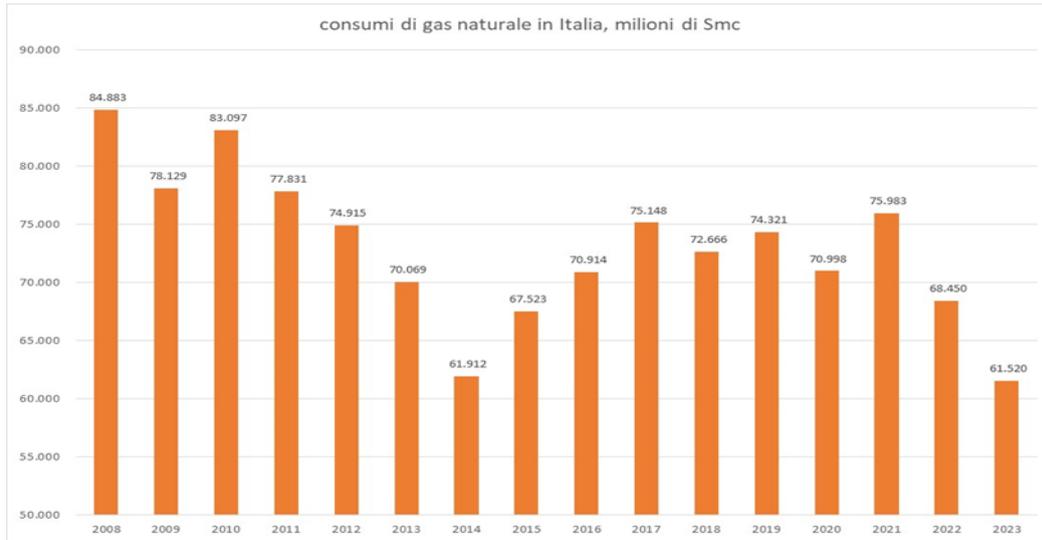
La domanda di gas in Italia nel 2023 ha subito una forte contrazione rispetto ai dati del 2022 (-10%) attestandosi a circa 61 miliardi di mc, contro i 68 miliardi di mc del 2022.

BILANCIO DEL GAS NATURALE ITALIA 2023					
(Millioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m³)					
			Gennaio-Dicembre		
			2023	2022	Variaz. %
a)	PRODUZIONE NAZIONALE		2.988	3.316	-9,9%
b)	IMPORTAZIONI		61.608	72.309	-14,8%
	per punto di ingresso	MAZARA DEL VALLO	23.040	23.554	-2,2%
		GELA	2.522	2.619	-3,7%
		TARVISIO	2.844	13.976	-79,7%
		PASSO GRIES	6.567	7.587	-13,5%
		MELENDUGNO	9.988	10.320	-3,2%
		PIOMBINO (2)	1.242	-	-
		PANIGAGLIA (2)	2.603	2.205	18,0%
		CAVARZERE (2)	8.873	8.277	7,2%
		LIVORNO (2)	3.860	3.718	3,8%
		GORIZIA	41	26	59,7%
	ALTRI	29	27	5,7%	
c)	Esportazioni		2.619	4.594	-43,0%
d)	Variazione delle scorte		457	2.581	-82,3%
e) = a)+b)-c)-d)	Consumo Interno Lordo		61.520	68.450	-10,1%

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

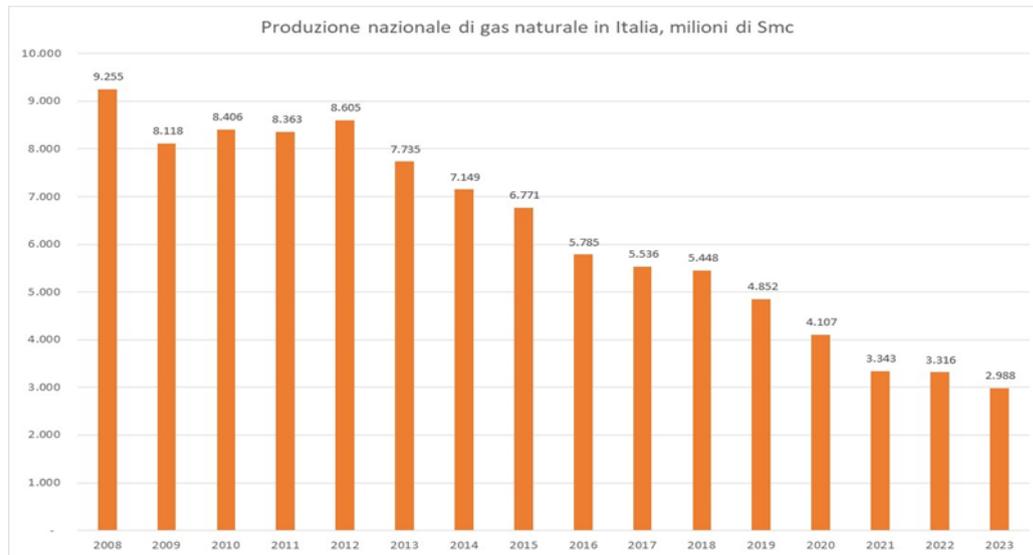
I consumi di gas in Italia nel 2023 sono risultati i più bassi degli ultimi anni, quasi il 20% in meno dei consumi del 2008, che erano stati pari a circa 85 miliardi di mc.



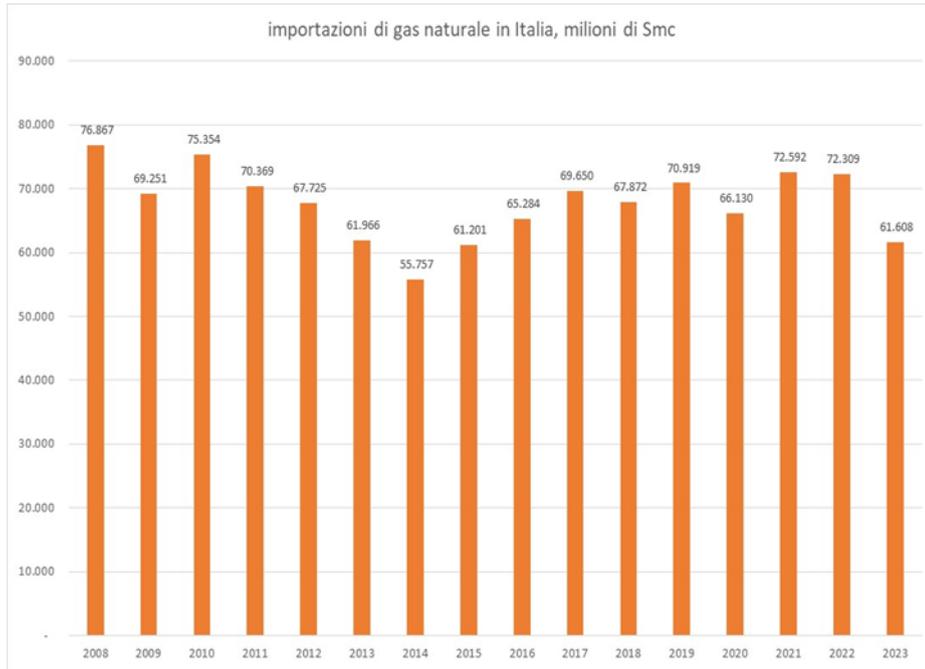


La riduzione dei consumi rispetto al 2022 è dovuta al calo dei consumi industriali (-7%), al calo dei consumi per uso termoelettrico (-17%) e al calo dell'uso misto residenziale/industriale allacciato alle reti di distribuzione (-10%).

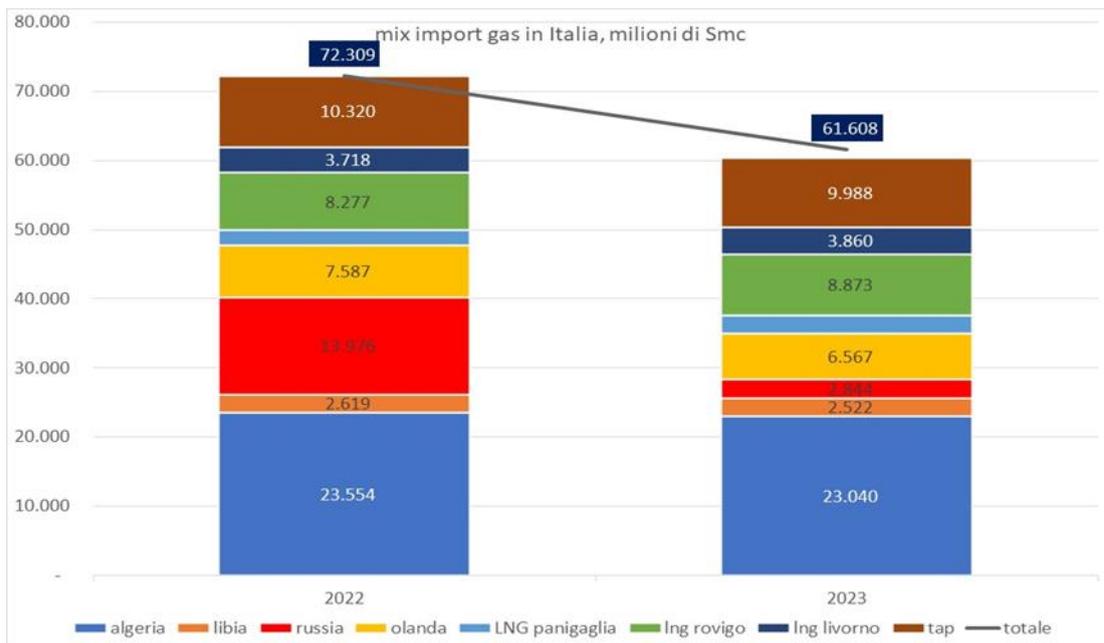
Per quanto riguarda le fonti di approvvigionamento di gas, si conferma il calo della produzione nazionale che nel 2023 è stata pari a circa 3 miliardi di mc (la produzione nazionale di gas naturale era pari a 8,6 miliardi di mc nel 2012).



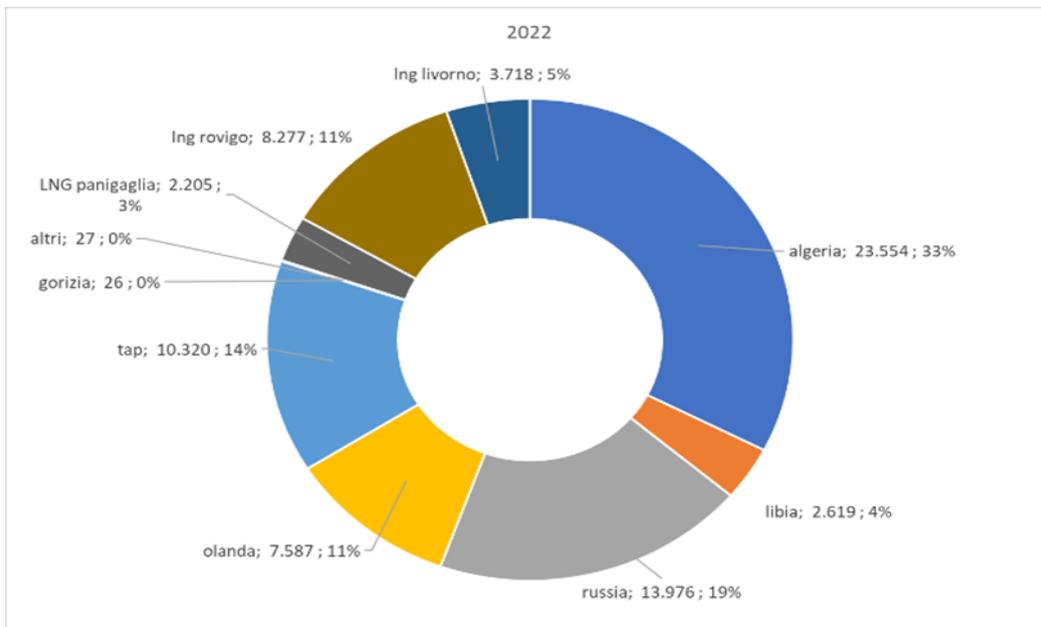
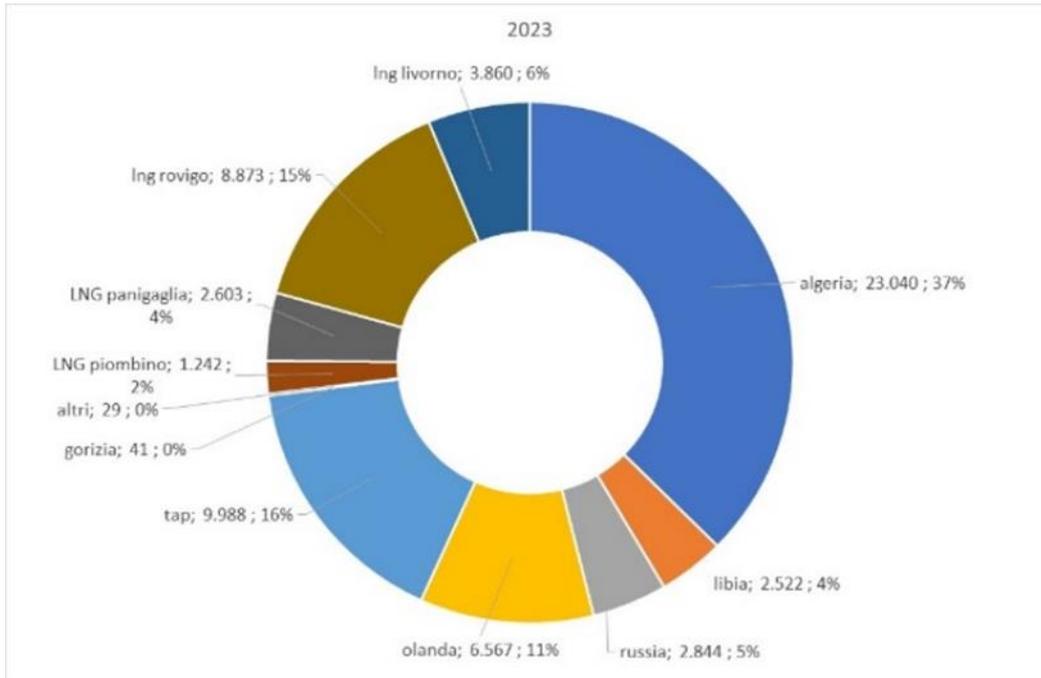
Le importazioni di gas in Italia nel 2023 sono calate del 15%, soprattutto per effetto del calo delle importazioni dalla Russia, nonostante l'aumento delle importazioni di GNL per effetto dell'inizio delle operazioni di rigassificazione sul terminale di Piombino.



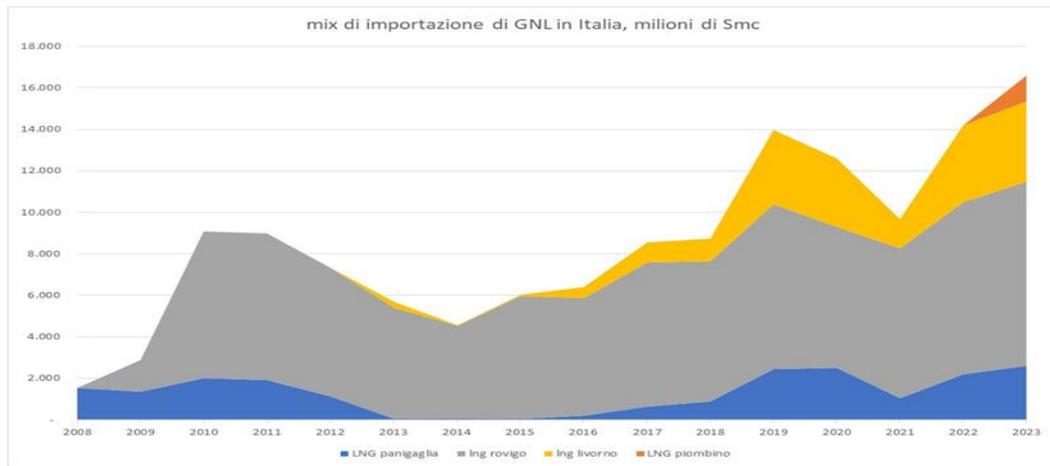
Il mix di approvvigionamento nazionale nel 2023 vede una netta contrazione dei volumi in entrata da Tarvisio (-80% rispetto al 2022), mentre rimangono pressoché stabili le importazioni via tubo da Mazara del Vallo (-2% rispetto al 2022), da Melendugno (-3% rispetto al 2022) e da Gela (-4% rispetto al 2022). Si registrano importazioni di gas da passo Gries in contrazione (-13% rispetto al 2022) mentre il totale del gas rigassificato (16,6 miliardi di mc) è in forte aumento (+17% rispetto al 2022) per effetto del GNL rigassificato sul terminale di Panigaglia (+18%), di Livorno (+4%) e di Rovigo (+7%) oltre all'avvio del terminale di Piombino (1,2 miliardi di mc rigassificato, pari a circa il 7% del totale rigassificato in Italia nel 2023).



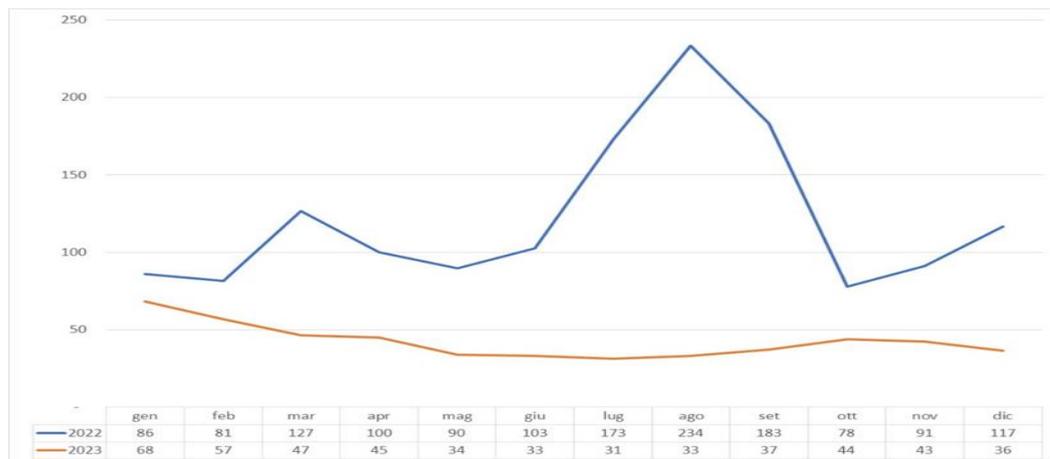
Come si vede il peso percentuale dell'approvvigionamento da fonte LNG passa dal 20% del totale importato nel 2020 al 27% del 2023 mentre il gas di provenienza russa passa dal 19% del 2022 al 5% del 2023.



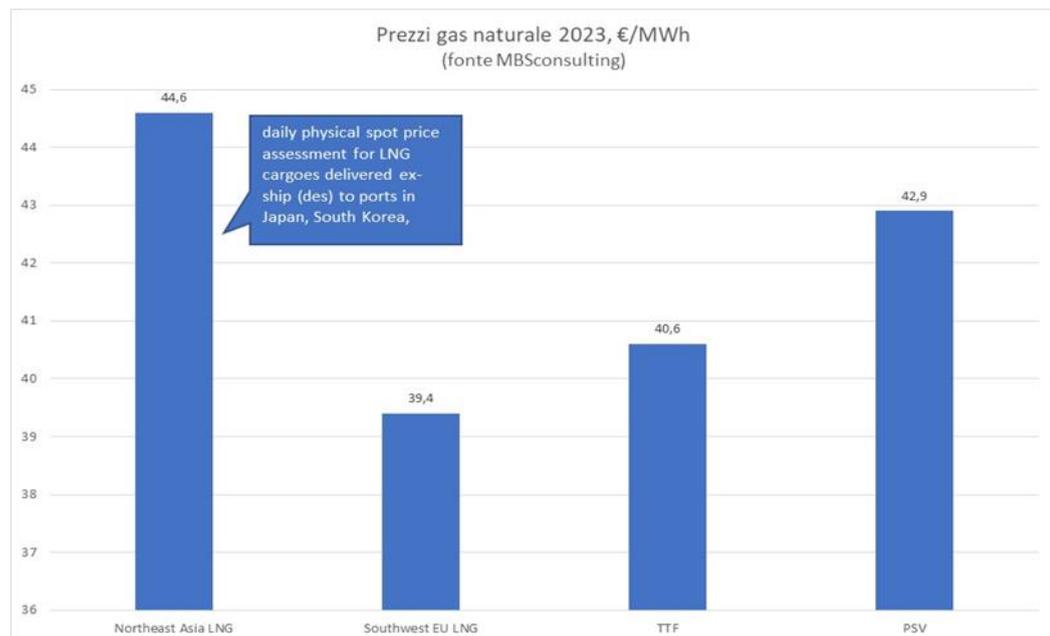
Nel complesso le importazioni di GNL attraverso i terminali di rigassificazione di Rovigo, Panigaglia, Livorno e Piombino sono passate da circa 2 miliardi di mc nel 2008 a oltre 16 miliardi di mc nel 2023.



Il prezzo del gas naturale nel 2023 ha subito una forte contrazione rispetto ai prezzi registrati nel 2022, non solo in Italia. Il prezzo di riferimento in Italia (PSV) è stato pari a circa 42 €/MWh, in calo del 65% rispetto ai 122 €/MWh del 2022.



Il prezzo di riferimento europeo (TTF) è stato pari a 41 €/Wh, mentre il prezzo di riferimento asiatico è stato leggermente più alto, pari a 44,6 €/MWh



Il prezzo della CO2 si è mantenuto a valori molto elevati per tutto il 2023 con un picco di oltre 92 €/ton a febbraio. Ciò ha contribuito a mantenere sostenuto 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.



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

Con l'approvazione della procedura sperimentale da parte di ARERA, il Protocollo di Self Audit al quale, sin dal 2016, hanno partecipato le controllate Novareti S.p.A. e Set Distribuzione S.p.A. è stato consolidato come modalità alternativa di adempimento ai vincoli di separazione funzionale.

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 possibile contrasto 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.

SETTORI DI ATTIVITÀ

VENDITA ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

Il settore relativo alla vendita di gas metano ha segnato un andamento in leggera flessione rispetto all'esercizio precedente con 431,0 milioni di Smc ceduti presso circa 240.000 punti di consegna.

I volumi di energia elettrica venduti a clienti finali (compresi quelli serviti nel mercato di maggior tutela) sono risultati pari a circa 3,6 TWh. Il numero dei punti di consegna, pari a circa 490.000, risulta in linea con quelli dell'esercizio precedente.

PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Quadro Regolatorio e Tariffario

La riassegnazione delle concessioni di derivazione.

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 2022.

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 agosto 1972, n. 670 e della L.P. 6 marzo 1998, n. 4”.

Alla luce di quanto sopra ed in considerazione dell'ulteriore spostamento del termine del 31 dicembre 2023 al 31 dicembre 2024 per effetto delle norme intervenute nell'anno 2022 più avanti descritte, la HDE ha proceduto alla rimodulazione degli ammortamenti dei beni di cui al precedente punto a).

Il precetto di cui al punto b) di cui sopra è stato declinato, ancorché non esaustivamente disciplinato, dall'art. 26 quater dell'aggiornata Legge Provinciale n. 4/1998; il citato articolo stabilisce che il concessionario uscente matura il diritto al riconoscimento di un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato alle seguenti condizioni:

- I. esclusivamente in riferimento a investimenti sui beni di cui al primo comma dell'articolo 25 del regio decreto n. 1775 del 1933, anche previsti dagli atti di concessione, previa autorizzazione della Provincia, purché si realizzi l'aumento della producibilità complessiva dell'impianto ovvero della sua capacità modulante o del rendimento complessivo dello stesso;
- II. il concessionario abbia affidato i lavori, le forniture e i servizi effettuati per realizzare gli investimenti sui beni nel rispetto delle procedure di evidenza pubblica previste dalla normativa in materia di appalti pubblici.

In considerazione della non sussistenza di investimenti che posseggono le caratteristiche di cui al punto I. precedente e alla luce della mancata definizione della modalità di calcolo dell'indennizzo, è stata confermata l'assunzione di azzeramento a fine concessione del valore netto contabile afferente alle cosiddette “opere bagnate”.

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, diversamente 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 acquistati dalla Provincia Autonoma di Trento; in caso contrario i beni potranno essere acquistati 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 parte 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:

- a) svolgimento di una procedura di gara a evidenza pubblica;
 - b) assegnazione a società a capitale misto pubblico - privato costituite secondo quanto previsto dalla legge medesima;
 - c) 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 08/07/1976 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.

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 agosto 1972, 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 spostata al mese di maggio 2024. Alla data di redazione della presente relazione non sono prevedibili né gli esiti della discussione né gli esiti della controversia. La situazione di stallo instauratasi ha impedito l'attivazione della procedura prevista dalla LP n. 16/2022 e del conseguente spostamento del termine di riassegnazione al 2029, poiché non è stato emanato il regolamento attuativo previsto dalla medesima norma.

Nel quadro di forte incertezza sopra rappresentato, l'azione degli enti concedenti è stata nel corso del 2023 confusa e scoordinata; nonostante la norma vigente nelle Regioni a statuto ordinario prevedesse e preveda tuttora la data del 31 dicembre 2023 quale termine 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 (senza pubblicazione di bando) ed emettendo la seconda, con Determina dell'Agenzia Regionale per la Committenza di data 31 dicembre 2023, un bando di gara per tre concessioni. Da segnalare infine l'avvenuta valutazione di fattibilità nel corso dell'anno 2023 da parte della Regione Piemonte di una proposta di partenariato pubblico privato presentata da parte del concessionario uscente relativa a n°6 concessioni.

Canoni di concessione

Dal 1° gennaio 2019 e fino alla scadenza delle concessioni, è stata riconosciuta una rideterminazione dei canoni aggiuntivi per tener conto della mancata applicazione dei nuovi DMV. La rimodulazione ha portato ad una riduzione annua dei canoni di circa euro 1 milione rispetto a quanto versato fino al 2018. Ciò per effetto:

- dell'adozione da parte della Provincia Autonoma di Trento della delibera del 5 ottobre 2019 che ha dato attuazione a quanto previsto dall'articolo 23 ter, comma 3 bis, della L.P. 4/1998;
- della sottoscrizione da parte della Società e della Provincia Autonoma di Trento, avvenuta in data 19 ottobre 2019, del documento di risoluzione consensuale dell'Accordo relativo alla rimodulazione sperimentale dei rilasci delle portate d'acqua per il DMV, sottoscritto con la PAT in data 11 novembre 2016, ma mai attuato a seguito delle prese di posizione e delle discussioni intervenute fra la PAT e gli enti locali interessati ed alla contestuale.

Con Determina del Dirigente del 24 novembre 2023 sono state rideterminate le caratteristiche delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico di Santa Massenza (GDI 22 SA), di Torbole (GDI 23 SA) e di Predazzo (GDI 06 AV) a seguito del rilascio di nuovi titoli a derivare, a favore di terzi, ad uso di innevamento artificiale, con lievi variazioni in riduzione dei valori delle potenze nominali di concessione.

Le misure sugli “extraprofiti”

Le norme emanate corso dell'anno 2022 e più volte nello stesso anno modificate finalizzate al prelievo dei supposti “extraprofiti” diffusamente descritte nella relazione sulla gestione relativa al bilancio dell'esercizio precedente, hanno trovato applicazione anche nel corso del 2023.

Ciò in virtù della modifica introdotta dal DL 115/2022 (Aiuti bis) all'art. 15 bis del DL 4/2022 (Sostegni TER) che ha previsto quanto segue:

- dal 1° febbraio 2022 al 30 giugno 2023 è applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da:
 - a) impianti FV di potenza > 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato;
 - b) impianti di potenza > 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010.
- Il GSE calcola la differenza tra un prezzo di riferimento (58 Euro/MWh per la zona nord) e un prezzo di mercato determinato come segue:
 1. per gli impianti FV di potenza > 20 kW (lett. a), solari, eolici, geotermici e idro ad acqua fluente, il prezzo zonale orario di mercato dell'energia elettrica, ovvero, per i contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022 (e per l'anno 2023 quelli stipulati prima del 5 agosto 2022) il prezzo indicato nei contratti medesimi;
 2. per gli altri impianti (lettera b) la media aritmetica mensile dei prezzi zonali orari di mercato dell'energia elettrica, ovvero, per i contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022 (e per l'anno 2023 quelli stipulati prima del 5 agosto 2022) il prezzo indicato nei contratti.
- Se la differenza tra il prezzo di riferimento ed il prezzo di mercato come sopra determinato è positiva, il GSE eroga il relativo importo al produttore. Nel caso in cui risulti negativa, il GSE provvede a richiedere al produttore l'importo corrispondente o eventualmente compensa con altre partite.
- Per l'anno 2023 la differenza è oggetto di regolazione tra GSE e produttore unicamente per i contratti di fornitura conclusi prima del 5 agosto 2022 a condizione che tali contratti non siano collegati all'andamento dei prezzi di mercato spot dell'energia e che, comunque, non siano stipulati a un prezzo medio superiore al 10 per cento rispetto al prezzo di mercato di riferimento, limitatamente alla durata di tali contratti.
- Ai fini di quanto indicato nei precedenti punti 1) e 2) rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del gruppo di appartenenza del produttore, anche non produttrici, e altre persone fisiche o giuridiche esterne al gruppo societario a cui appartiene il produttore.

La regolazione delle partite relative al periodo 1° febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, avviata nel mese di ottobre 2022 sulla base delle disposizioni contenute nella Delibera ARERA 266/2022/R/eel e correlate Regole Tecniche attuative emesse dal GSE è stata sospesa nel mese di dicembre 2022 e risulta tuttora pendente.

La regolazione relativa alle partite relative alla medesima disposizione normativa riferite al periodo 1° gennaio 2023 – 30 giugno 2023, consistenti in un unico pagamento a conguaglio a fine periodo, non è ancora stata attivata dal GSE; nel mese di settembre 2023 il Gruppo ha provveduto a fornire tutte le informazioni, dati e dichiarazioni necessari all'implementazione della disposizione normativa citata e sue norme attuative specifiche per il primo semestre 2023, costituite dalla Delibera ARERA 143/2023/R/eel e correlato aggiornamento di data 23 giugno 2023 delle Regole Tecniche attuative emesse dal GSE.

Come già menzionato nella relazione sulla gestione relativa al bilancio dell'esercizio precedente, la Legge di Bilancio 2023, in attuazione del Regolamento UE n. 2022/1854, approvata in data 29 dicembre 2022 ha

introdotta un ulteriore meccanismo ad una via che comporta la corresponsione dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023 al GSE dei ricavi, qualora presenti, riferibili alla differenza del prezzo di mercato ed il CAP di 180 Euro/MWh, associati ad impianti di produzione a fonte rinnovabile non già assoggettati al CAP di 58 Euro/MWh introdotto dall'art. 15 bis del DL 4/2022. La disciplina attuativa è stata emanata da ARERA mediante Delibera 143/2023/R/eel (il medesimo atto finalizzato alla regolazione del CAP 58 Euro/MWh nel periodo di applicazione relativo all'anno 2023). Il GSE, pur avendo provveduto in data 23 giugno 2023 ad adeguare le Regole Tecniche applicative, non ha dato corso alla raccolta delle informazioni presso i produttori, pertanto, ad oggi, non sono presenti i presupposti per l'eventuale avvio della regolazione delle partite economiche relative. Va in questa sede rilevato il fatto che nel corso del primo semestre 2023 i prezzi medi mensili MGP sono stati sempre inferiori al CAP di 180 Euro/MWh.

Nel corso dell'esercizio 2023 ha trovato infine effetto finanziario la previsione della Legge di Bilancio 2023 relativa al "contributo di solidarietà", applicato ai soggetti che esercitano attività di produzione di energia elettrica e gas, produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi, rivenditori di energia elettrica e gas e ai soggetti che, per la successiva rivendita, importano energia elettrica o gas. Tale contributo, dovuto se almeno il 75% dei ricavi (del periodo d'imposta antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023) deriva dalle attività indicate, è pari al 50% dell'imponibile IRES, nel periodo antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023, che eccede per almeno il 10% la media dei redditi nei quattro periodi di imposta antecedenti a quello in corso al 1° gennaio 2022, con un limite posto al 25% del valore del patrimonio netto.

Iniziative ed investimenti

Gli investimenti fatti dal Gruppo nell'esercizio 2023 nel settore della produzione di energia idroelettrica, pari complessivamente a euro 14,3 milioni, si riferiscono principalmente ad attività di mantenimento in efficienza (Stay in Business), ad attività di adeguamento degli impianti alle prescrizioni di legge in materia di ambiente e di sicurezza (Mandatory), ad attività di sviluppo (Development), ad attività propedeutiche alla partecipazione alle gare per il rinnovo delle concessioni idroelettriche (LIC Development) e per l'acquisto di nuove dotazioni; gli investimenti per attività di maggior rilievo sono descritti di seguito.

Impianto di S. Massenza: sono stati contabilizzati euro 2.186 migliaia per la sostituzione degli introduttori e dei SOD dei gruppi 1, 6, 2 e 5, euro 625 migliaia per l'installazione delle eccitatrici statiche sui gruppi 1, 6, 2 e 5 ed euro 626 migliaia per l'adeguamento dell'impianto di ventilazione della sala macchine.

Serbatoio Molveno: sono stati contabilizzati euro 246 migliaia per i nuovi comandi della paratoia di immissione del sifone della vasca di Val Genova.

Impianto di Nembia: sono stati contabilizzati euro 554 migliaia per il consolidamento del versante sopra la centrale, euro 272 migliaia per la manutenzione straordinaria della turbina.

Impianto di Cimego: sono stati contabilizzati euro 332 migliaia per i lavori di adeguamento del piano inclinato, euro 229 migliaia per i lavori di isolamento degli uffici Cimego, per la realizzazione del cappotto e la sostituzione degli infissi, euro 241 migliaia per la verniciatura esterna della condotta forzata di Cimego 1.

Serbatoio Malga Boazzo: sono stati contabilizzati euro 198 migliaia per l'adeguamento del circuito di comando degli scarichi della diga.

Impianto di Cogolo: sono stati contabilizzati euro 379 migliaia per la manutenzione straordinaria del tetto della centrale.

Impianto di Drò: sono stati contabilizzati euro 398 migliaia per la sostituzione della paratoia sghiaiatrice dell'opera di presa di Fies, della paratoia di intercettazione condotta e dello sgrigliatore.

Volumi e operatività

La maggior parte degli impianti di generazione idroelettrica sono di proprietà delle società HDE (partecipata al 60%), DEE (51%), SFE (50%) e Primiero Energia (19,94%). Oltre a tali partecipazioni, Dolomiti Energia

Holding possiede direttamente le centrali idroelettriche di S. Colombano (partecipazione al 50%), del Basso Leno, di Chizzola, Grottole, Novaline, del Tesino e 3 centrali di cogenerazione a motore di Rovereto; la centrale a turbogas a ciclo combinato di Ponti sul Mincio (partecipazione al 5%). Sono inoltre in funzione presso le sedi di Rovereto e di Trento tre impianti fotovoltaici della potenza nominale complessiva di 80 kWp oggetto di monitoraggio circa la funzionalità e la produttività.

Il totale dell'energia prodotta, di competenza del Gruppo, nel corso del 2023 ammonta a 3.137 GWh (2.140 nel 2022), di cui 3.090 GWh di origine idroelettrica.

DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Quadro Regolatorio e Tariffario

Nel corso del 2023 la normativa di riferimento del settore della distribuzione elettrica non ha subito particolari variazioni o interventi di rilievo. Si ricorda che regolano il settore norme di origine comunitaria, nazionale e provinciale, stante la competenza legislativa attribuita alla Provincia Autonoma di Trento (PAT).

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.

Questo contesto normativo di base, sostanzialmente inalterato, va tuttavia integrato da una serie di provvedimenti di rango gerarchico normativo minore, ma non per questo privi di valenza e portata cogente ed operativa per le imprese di settore. Ci si riferisce, in particolare, ai provvedimenti adottati da ARERA negli ambiti di propria competenza e che formano, anch'essi, parte integrante e sostanziale del quadro normativo di riferimento.

Nel corso del 2023 sono stati dapprima consultati e poi emanati alcuni importanti provvedimenti che determinano nuove regole per il periodo regolatorio 2024-2027.

Iniziative ed investimenti

A partire dall'anno 2023 è stato predisposto un piano quinquennale delle necessità di investimenti sulla rete. Tale piano riguarda, 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 2023 sono stati pari a 52,3 milioni di euro in sensibile aumento rispetto all'esercizio precedente.

Investimenti tecnici da richiesta utenza

Gli interventi sulla rete MT e BT per soddisfare le richieste di allacciamento delle utenze passive sono risultati in linea rispetto al 2022 per un totale pari a circa 16,01 milioni di euro.

Nel corso del 2023 sono aumentati del 161% rispetto al 2022 gli allacciamenti in rete di impianti fotovoltaici (nr. 5.684) e di altre centrali di produzione principalmente di tipo idroelettrico, per una potenza complessiva installata pari a oltre 534 MW.

Le richieste di allacciamento di impianti di accumulo associati ad impianti di produzione da fonte rinnovabile, principalmente fotovoltaica, risultano quasi raddoppiate rispetto all'anno precedente, trainate dall'incentivo Superbonus.

Investimenti tecnici di iniziativa

A causa della crescita degli investimenti per richiesta d'utenza e per il piano di sostituzione massiva dei contatori, nel corso dell'anno 2023 gli interventi di iniziativa di Set Distribuzione relativi a potenziamento delle reti, miglioramento del servizio e adeguamento degli impianti a norme di legge sono stati leggermente inferiori rispetto agli anni precedenti per un totale pari a circa 8,93 milioni di euro.

È proseguita la realizzazione di interventi che garantiscono il massimo ritorno in termini di miglioramento della qualità del servizio erogato all'utenza, privilegiando ove possibile le soluzioni a più basso impatto ambientale. È proseguito il piano per la riduzione delle tratte di rete aerea in aree boscate, nonché il rinnovo tecnologico nelle cabine primarie e secondarie.

Relativamente alle cabine primarie, continuano le installazioni di nuovi pannelli di controllo con collegamenti in fibra ottica, propedeutici alle nuove tecniche di automazione nella selezione dei guasti su rete MT.

Sulla rete a media tensione, i principali investimenti realizzati nel 2022 dalla Vostra Società possono essere così sintetizzati:

- posa di nuovi cavi interrati MT per garantire una seconda alimentazione ad alcune località e per sostituire linee aeree in conduttori nudi, per complessivi 37,8 km;
- sostituzione di linee in conduttori nudi in tratte boscate con linee in cavo aereo isolato, per complessivi 2 km di linee MT;
- riqualificazione di numerose cabine secondarie obsolete a giorno, arredate con quadri protetti motorizzati o con interruttori, in modo da migliorare la continuità del servizio e la selettività dei guasti sulla rete a media tensione e consentirne il telecomando dal Centro di Telecontrollo Integrato di Trento.

Progetto contatore 2G

Come previsto dal Piano PMS2 concordato con ARERA, a settembre 2022 è iniziata la campagna di sostituzione massiva dei misuratori di energia elettrica, con la previsione del passaggio ai misuratori di seconda generazione entro la metà del 2025 per tutte le utenze connesse alla rete di SET Distribuzione.

La sostituzione massiva coinvolge tre ditte esterne selezionate con apposita gara e le Unità Operative di SET Distribuzione attraverso un piano di sostituzione che, per l'anno 2023, si è concentrato per la maggior parte sui Comuni di Trento e Rovereto e in altri Comuni nella Valle dell'Adige.

A fine 2023 risultavano installati 173.781 misuratori di seconda generazione su punti di prelievo e 14.488 sulle produzioni.

Riduzione impatto ambientale

Nel corso dell'anno sono proseguiti gli interventi volti a ridurre l'impatto ambientale tramite revisione degli impianti esistenti ed utilizzo delle migliori soluzioni per la costruzione dei nuovi impianti:

- interrimento linee elettriche aeree
- riduzione del numero di trasformatori installati su palo
- utilizzo di trasformatori dotati di olio isolante di origine vegetale
- utilizzo di interruttori a media tensione senza gas esafluoruro di zolfo.

Sviluppo tecnologico

La spinta all'elettrificazione dei consumi ed all'incremento della produzione da fonti rinnovabili comporta la necessità di gestire in maniera sempre più evoluta la rete elettrica, anche utilizzando ove possibile le risorse

di flessibilità distribuite come incentivato anche da ARERA tramite la delibera 352/2021/R/EEL. In tale ottica prosegue il piano di evoluzione tecnologica degli apparati di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie e secondarie (raggiunto l'82 % a fine 2023), nonché l'evoluzione dei sistemi di comunicazione tra i sistemi centrali e le apparecchiature installate lungo la rete a media e bassa tensione.

Prosegue il piano di installazione presso le cabine primarie del nuovo sistema di supervisione evoluta, che consente di incrementare il controllo degli asset strategici nonché il livello di sicurezza delle persone che operano in impianto.

Nel 2023 sono state completate le attività di virtualizzazione del sistema di telecontrollo che ha consentito l'osservabilità degli impianti MT di produzione con potenza nominale >1MW (si sono adeguati più dell'80% degli utenti).

L'adeguamento del sistema di telecontrollo, la nuova rete e i nuovi apparati di comunicazione hanno consentito nel 2023 l'avvio della sperimentazione in laboratorio dell'automazione evoluta che consentirà nel corso del 2024 di riprodurre in impianto, su alcune direttrici, la nuova modalità di selezione dei guasti con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità del servizio agli utenti MT e BT e gli indicatori previsti dall'Autorità.

Nel corso del 2023, è stato condotto lo studio preliminare per definire l'implementazione di un sistema di Advanced Distribution Management System in grado di fornire funzioni avanzate di calcolo, pianificazione, monitoraggio ed esercizio della rete, che consentiranno a SET di fornire un'alimentazione più resiliente, sicura ed efficiente ai propri utenti.

In corso d'anno si è ulteriormente rafforzata la dotazione di droni e la certificazione di un numero adeguato di piloti, che hanno efficacemente condotto le attività di ispezione delle linee a media tensione aeree, riducendo la necessità di ispezione a piedi.

Volumi e operatività

L'attività di gestione delle reti e distribuzione elettrica viene svolta in circa 160 comuni trentini da SET Distribuzione.

L'elettricità distribuita è risultata complessivamente pari a 2.562 GWh (2.640 GWh nel 2022).

Ulteriori informazioni riguardano:

Distribuzione elettrica		2023	2022
Reti alta tensione	km	0	0
Reti media tensione	km	3.611	3.562
Reti bassa tensione	km	9.198	9.058
Totale clienti allacciati alla rete	n.	343.935	337.807

QUALITÀ DEL SERVIZIO EROGATO

Qualità tecnica

Nell'anno 2023 gli indicatori relativi al numero e alla durata delle interruzioni presentano in generale un andamento in linea all'anno precedente, in particolare nell'ambito a media e bassa concentrazione dove si colloca la maggior parte degli utenti serviti.

I risultati relativi al 2022, pubblicati ufficialmente con la delibera 485/2023/R/eel, evidenziano ancora una volta Set Distribuzione tra le migliori aziende nel settore della distribuzione elettrica, consentendo alla Vostra Società di ottenere, come riconoscimento per gli ottimi risultati conseguiti, un premio pari a 1,92 milioni di

euro, che risulta il primo come valore relativo per utente tra le aziende di dimensione medio-grande. Nel dettaglio, in ognuno degli ambiti di competenza (alta, media e bassa concentrazione di utenti), la durata media delle interruzioni è risultata nel 2022 migliore degli obiettivi che l'Autorità ha assegnato a Set Distribuzione (alta concentrazione: standard 28 minuti- risultato 14,86 minuti; media concentrazione: standard 45 minuti- risultato 14,95 minuti; bassa concentrazione: standard 68 minuti – risultato 24,64 minuti). Anche per quanto riguarda il numero delle interruzioni, in ciascuno degli ambiti, i risultati sono stati migliori dello standard (alta concentrazione: standard 1,2 – risultato 0,66; media concentrazione: standard 2,25 – risultato 1,54; bassa concentrazione: standard 4,30 – risultato 0,81).

Qualità commerciale

Anche nel corso del 2023, a causa di fattori esogeni riconducibili principalmente alle agevolazioni fiscali disciplinate dal Decreto Legge n. 34/2020 (cosiddetto superbonus 110%) si sono verificati dei forti incrementi di richieste di prestazioni sulla rete elettrica focalizzate principalmente su spostamenti di impianti (per l'installazione di sistemi di coibentazione termica sugli edifici) e soprattutto su richieste di connessione alla rete di impianti fotovoltaici (appartenenti agli interventi cosiddetti "trainati" nel superbonus 110%). Rispetto all'anno 2022 l'incremento di connessioni attive (principalmente di fonte fotovoltaica) è stato del 139%.

La struttura di SET Distribuzione, pur avendo riorganizzato in corso d'anno processi e risorse dedicate, ha scontato degli inevitabili ritardi nell'erogazione delle prestazioni richieste. Tali risultati hanno comportato l'obbligo per SET Distribuzione di erogare degli indennizzi automatici ai richiedenti che hanno subito dei ritardi nell'erogazione delle prestazioni richieste. L'importo di tali indennizzi automatici ammonta a euro 40.862 € erogati nel 2023 alle utenze di tipo passivo e a euro 128.962,96 € erogati nel 2023 alle utenze di tipo attivo.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

Quadro Regolatorio e Tariffario

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha impostato le sue azioni, oltre che sui criteri e le mete già stabiliti per il 2022 e nel Quadro Strategico dell'Autorità per il periodo 2022-2025, soprattutto sulla creazione e applicazione di provvedimenti - in linea e in esecuzione dei Decreti-legge approvati dal Governo - che mirano a mitigare gli effetti dell'aumento dei prezzi delle fonti energetiche e dei conseguenti incrementi delle bollette per i consumatori finali.

Nel luglio 2023, ARERA ha diffuso sul suo sito la "Relazione annuale 2023" che riassume lo stato dei Servizi e l'attività svolta nell'anno 2022. Un focus particolare è dedicato alla crisi dei prezzi con mercati energetici ancora sotto pressione, soggetti a forti variazioni e sensibili al ritardo di quelle azioni di riequilibrio strutturale della domanda e dell'offerta, che sono state avviate durante l'emergenza. Tra le attività svolte si ricorda la decisione, non scontata, presa nel luglio del 2022 dall'Autorità, di modificare il meccanismo di determinazione del prezzo per il servizio di tutela gas, passando da indicizzazione TTF trimestrale a PSV Italiano.

Oltre alle misure di contenimento dei costi per i clienti finali, stante il contesto internazionale e la crisi degli approvvigionamenti energetici, nel corso dell'anno ARERA si è anche occupata, sempre in coordinamento con altre disposizioni adottate a livello nazionale, di adottare disposizioni volte a favorire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, in particolare misure riguardanti il riempimento degli stoccaggi e il monitoraggio dei contratti di approvvigionamento di gas via import.

Con la deliberazione 269/2022/R/gas pubblicata il 23/06/2022, ARERA ha pubblicato la revisione della regolazione del servizio di misura, con ridefinizione degli output e delle performance del servizio di misura tramite smart meter, modificando l'attuale regolazione in materia di loro messa in servizio, di frequenza e

modalità raccolta dei dati di misura per gli smart meter gas di calibro G4 e G6 ed in materia indennizzi automatici a favore dei clienti finali; è stato previsto inoltre un sistema di indennizzi a sfavore dei distributori volto a incrementare le performance delle imprese distributrici nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura ed introducendo anche alcuni adeguamenti degli obblighi di fatturazione per le società di vendita nei confronti dei clienti finali. Il provvedimento ha peraltro previsto una parziale compensazione (in considerazione di un predeterminato livello fisiologico di insuccesso della telelettura) dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per gli indennizzi di mancata lettura erogati ai clienti finali.

Con riferimento alla revisione della regolazione del servizio di misura gas - con ridefinizione degli output e delle performance del servizio di misura tramite smart meter - effettuata con deliberazione 269/2022/R/gas, nel mese di febbraio l'ARERA ha individuato (deliberazione 60/2023/R/gas) i dati che le imprese distributrici dovranno trasmettere alla CSEA ai fini del calcolo e dell'erogazione della componente a parziale riconoscimento dei costi derivanti dall'erogazione di indennizzi per mancata lettura ai clienti finali dotati di smart meter G4 e G6, in relazione ad un predefinito livello fisiologico di insuccesso della telelettura.

In termini tariffari durante il 2023 l'Autorità ha inoltre effettuato gli usuali aggiornamenti periodici di alcune componenti tariffarie (relative ad oneri generali di sistema per il settore del gas naturale). In occasione di tali aggiornamenti, stanti le notevoli problematiche dei prezzi dell'energia e dei rincari delle bollette energetiche e i provvedimenti legislativi adottati in proposito, l'Autorità, come già previsto a fine 2022, ha disposto l'azzeramento, per tutti i clienti del settore gas, delle componenti relative agli oneri di sistema, l'introduzione di bonus sociali integrativi e un aggiornamento dell'onere di sistema UG2 (tramite l'applicazione di una componente di segno negativo (fino al aprile 2023) agli scaglioni di consumo fino a 5 mila Sm³/anno), al fine di trasferire sin da subito ai clienti finali, specialmente quelli di piccole dimensioni, gli effetti contenitivi delle misure adottate in relazione all'eccezionale situazione di tensione nel funzionamento dei mercati gas. A chiusura del procedimento durato quasi due anni e dopo un articolato processo di consultazione, l'Autorità ha approvato (deliberazione 163/2023/R/gas) la prima versione del Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS), recante le disposizioni comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati gas ed elettrici e quelle relative al c.d. modello ROSS-base. Il periodo di vigenza delle disposizioni TIROSS è di 8 anni, con durata dei periodi regolatori dei singoli servizi pari a 4 anni (nell'ambito dei quali verranno definite le disposizioni applicative di maggiore dettaglio per ciascun servizio).

Tra le principali novità introdotte da tale modello di regolazione tariffaria, nella logica di un percorso di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria per i differenti servizi infrastrutturali, vi sono: l'acquisizione dalle imprese di proiezioni economiche, patrimoniali e finanziarie semplificate su un orizzonte quadriennale e l'utilizzo di indicatori chiave sul debito (mutuati dalle analisi delle agenzie di rating) per valutare la finanziabilità degli investimenti degli operatori; la ripartizione del recupero di efficienza totale (ossia la differenza tra spesa totale di riferimento e spesa totale effettiva) in due quote, una relativa ai capex e l'altra agli opex, con possibilità di scegliere tra due schemi incentivanti in relazione alla quota di gestione operativa (a basso oppure alto incentivo); l'individuazione di indici per monitorare l'andamento dell'avanzamento fisico degli investimenti a fronte della spesa di capitale sostenuta; la determinazione del tasso di capitalizzazione sulla base di valutazioni retrospettive e prospettive, eventualmente differenziato per impresa (o cluster di imprese nel caso dei servizi di distribuzione).

Con specifico riferimento al servizio di distribuzione gas, ARERA ha poi previsto che, a valle di ulteriori valutazioni, saranno adottate specifiche norme volte a garantire la massima compatibilità tra l'approccio ROSS-base e l'affidamento del servizio mediante gara Atem.

A fine maggio (deliberazione 220/2023/R/gas), in applicazione dell'art. 37 del D. Lgs. 199/2021 e a seguito del processo di consultazione svolto nel 2022 (DCO 423/2022/R/gas), l'Autorità ha adottato disposizioni

volte all'ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano alle reti gas, semplificando le relative Direttive in materia e dando mandato a Snam Rete Gas di definire una procedura per la gestione integrata delle informazioni rese disponibili anche da imprese di distribuzione, GSE e produttori di biometano. Tale procedura, per ogni richiesta di connessione degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas, consentirà di individuare, tra le diverse possibili configurazioni di connessione, quella caratterizzata da un minor costo infrastrutturale, sulla base di predefiniti costi standard di allacciamento.

L'ARERA ha inoltre proseguito la difesa del proprio orientamento circa la disapplicazione delle disposizioni di cui all'art. 114-ter del D.L. 34/20 (deliberazioni 525/2022/R/gas e 528/2022/R/gas, rispettivamente in tema di riconoscimento tariffario degli investimenti nelle località in avviamento e criteri per la formulazione delle osservazioni ai bandi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas), assegnando la propria rappresentanza nei giudizi promossi da operatori ed Enti locali a specifici professionisti (deliberazioni 1/2023/C/gas, 22/2023/C/gas e 48/2023/C/gas di inizio anno), anziché, come usualmente avviene, all'Avvocatura dello Stato, stante il conflitto di interesse/incompatibilità di quest'ultima. Nel frattempo le disposizioni dell'art. 114-ter del D.L. 34/2020 sono state annullate dal D.L. 69/2023 e in proposito, in una memoria presentata nel mese di giugno (memoria 306/2023/I/com) l'ARERA ha fornito alla Commissione Politiche dell'Unione europea del Senato sul D.L. "Conversione in legge del decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, recante disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano" (c.d. D.D.L. "Salva infrazioni") il proprio parere con specifico riferimento alle disposizioni che attengono alle materie di sua competenza. Tra queste anche l'art. 22, che dispone l'abrogazione del comma 4-bis dell'art. 23. del D. Lgs. 164/2000 (introdotto – appunto - dall'art. 114-ter del D.L. 34/2020), in relazione al quale ha evidenziato di condividere pienamente l'abrogazione del comma al fine di impedire uno sviluppo inefficiente del servizio a detrimento dei clienti finali.

In merito alle attività relative alle gare di ambito gas, in particolare alla gara indetta dalla Provincia Autonoma di Trento – Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia Stazione Appaltante dell'ATEM Unico Provincia Autonoma di Trento, l'ARERA, con deliberazione 19 dicembre 2023 608/2023/R/GAS, ha approvato le osservazioni relative al valore di rimborso da riconoscere ai titolari degli affidamenti e delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale per i Comuni dell'Atem Unico Provincia Autonoma di Trento.

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 2023 gli investimenti effettuati nel settore gas ammontano complessivamente a 16,5 milioni di euro (24,1 milioni di euro nel 2022) ed i principali interventi hanno riguardato:

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

Nel corso del 2023, Novareti è risultata vincitrice delle due procedure di gara, bandite rispettivamente dal Comune di Canazei e di Cavalese, per l'affidamento in concessione, mediante finanza di progetto ad iniziativa pubblica, della realizzazione e gestione transitoria dell'impianto di distribuzione del gas naturale nel territorio dei Comuni stessi, nelle more dell'affidamento della concessione per la gestione del pubblico servizio di distribuzione del gas nell'ambito unico di Trento.

La concessione ha per oggetto la realizzazione delle reti di primo impianto, la gestione del pubblico servizio di distribuzione del gas naturale, comprendendo in particolare: i) la progettazione definitiva ed esecutiva delle opere da realizzare, il coordinamento della sicurezza in fase di progettazione ed esecuzione - ivi compresi gli eventuali interventi aggiuntivi/modificativi proposti dal Concessionario nell'offerta tecnica presentata in fase di gara - nonché l'attività di Direzione Lavori; ii) la realizzazione di una rete urbana e dei relativi impianti per la distribuzione del gas naturale, ivi compresi gli eventuali interventi aggiuntivi/modificativi proposti dal Concessionario nell'offerta tecnica presentata in fase di gara; iii) la gestione, in via transitoria, del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale, ivi comprese la manutenzione ordinaria e straordinaria della rete. Il valore complessivo presunto della concessione al netto dell'IVA, ammonta a euro 7.212.116 per Canazei (di cui euro 5.033.232 relativi all'importo dei lavori di realizzazione dell'impianto di distribuzione ed euro 2.178.884 relativi alla gestione del servizio, assumendo convenzionalmente una durata presunta di gestione del servizio pari a 5 anni) e ammonta a euro 2.491.860 per Cavalese (di cui euro 1.831.160 relativi all'importo dei lavori ed euro 660.700 relativi alla gestione del servizio, assumendo convenzionalmente una durata presunta della gestione pari a 5 anni).

A fine anno 2023, dopo un lungo iter di approvazione e costruzione avviato nel 2015, è entrata in funzione la nuova cabina REMI di Giovo (capacità di trasporto massima di 30.000 Smc/h) propedeutica alle metanizzazioni dei comuni di Cavalese e Canazei ma fondamentale per la resilienza del sistema distributivo gas del Trentino orientale.

Sui restanti impianti RE.MI. si è consolidato, con importanti investimenti, il revamping delle cabine RE.MI. con particolare riguardo alla sostituzione di filtri, scambiatori e riduttori vetusti e l'adeguamento tecnologico del processo di metering.

Nel corso dell'anno 2023 è stato confermato il mantenimento delle certificazioni di qualità ISO 9001:2018, ISO 14001:2018 e ISO 45001:2018 per il 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.

Di rilievo per l'anno solare 2023 è la riduzione dell'effetto dell'applicazione del c.d "Superbonus", che aveva comportato una contrazione dei punti di riconsegna gas (PDR) in seguito alla sostituzione dei generatori di calore a combustibile fossile con pompe di calore elettriche. Nell'arco dell'anno solare 2023 i punti di riconsegna sono tornati ad incrementare nell'ordine di 215 unità.

Misura

Sul tema della misura del gas, nel corso del 2023 è conclusa con successo l'attività relativa alla sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli di nuova generazione di tipo elettronico secondo gli obiettivi stabiliti con deliberazione 501/2020/R/GAS del 1° dicembre 2020 che per Novareti individuava una percentuale minima di sostituzione pari all'85% del parco esistente, valore peraltro abbondantemente raggiunto. Rimane da affrontare come una criticità ancora aperta e cogente, la capacità di provvedere con successo alle teleletture misuratori su base mensile così come previsto con riferimento alla revisione della regolazione del servizio di misura gas -dalla definizione degli output e delle performance del servizio di misura tramite smart meter - effettuata con deliberazione 269/2022/R/gas, nel mese di febbraio l'ARERA ha individuato (deliberazione 60/2023/R/gas). La complessità del territorio, frammentato e posto su quote marcatamente differenti implica una difficoltà degli apparati (concentratori) nel raccogliere le misure ottenendo una percentuale di successo inferiore alla media nazionale e superiore al livello di tolleranza stabilito così esponendo l'azienda all'applicazione di importanti indennizzi economici.

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 271,3 milioni di m³ (291,4 milioni di m³ nel 2022).

Gas metano		2023	2022
Lunghezza della rete	km	2.728	2.696
Totale utenze	n.	168.684	168.470

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 2023 è risultato pari al 99,60 %.

Gare d'Ambito

Sulla possibile partecipazione a gare d'ambito extra provinciali, Novareti aveva manifestato nel corso del 2022 il proprio interesse a partecipare alla procedura negoziata per la selezione di un partner avviata da ATAC Civitanova SpA e finalizzata alla partecipazione congiunta alla gara gas che verrà indetta nell'ATEM Macerata 2 nord-est. L'ATEM Macerata 2 nord-est presenta complessivamente 55.200 pdr con 677 km di rete. ATAC Civitanova SpA è attualmente presente in tale ATEM con 22.131 pdr e circa 187 km di rete coprendo il 34% dell'ATEM.

A valle della procedura, Novareti è stata selezionata quale partner da ATAC Civitanova SpA. Considerato quindi che ATAC Civitanova SpA è il gestore uscente con la quota maggiore di pdr e chilometri di rete in gestione, essere selezionati come partner rappresenta con tutta evidenza un'ottima opportunità in vista della futura gara per l'ATEM Macerata 2 nord-est.

In data 25 gennaio 2023 si è proceduto alla sottoscrizione degli accordi di Partnership e dell'Accordo di RTI, nonché al rimborso dei costi di selezione (nell'ordine dell'85% degli stessi come da art.2 della Lettera di Invito) e alla costituzione del Comitato Direttivo secondo l'art 4.2 dell'accordo di RTI per la partecipazione congiunta alla gara gas che verrà indetta nell'ATEM Macerata 2 nord-est.

Per quanto concerne l'Ambito di Trento, si ricorda che con Legge Provinciale 4 agosto 2021 n. 18 è stato modificato l'art. 39 della Legge Provinciale 4 ottobre 2012, n. 20 inserendo quanto segue:

“3 quater. Il termine per la pubblicazione del bando di gara previsto da quest'articolo è differito se il termine per il rilascio di pareri o osservazioni propedeutici ad esso da parte di ARERA è sospeso o superato, per il periodo corrispondente alla sospensione o al ritardo. Il termine è differito, inoltre, per il tempo necessario in caso di esercizio del potere sostitutivo nei confronti dei comuni ai sensi dell'articolo 2, comma 6, del decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 (Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222).”

Dopo un lungo percorso, la fase istruttoria strumentale per la determinazione del valore industriale residuo (VIR) da riconoscere al concessionario uscente delle infrastrutture del gas si è conclusa a fine ottobre 2023. La stazione appaltante ha successivamente trasmesso il set informativo ad ARERA, prevedendo che l'indagine sui valori fosse completata nei primi giorni di dicembre.

La verifica da parte dell'ARERA si è conclusa in data 5 dicembre u.s. ed ha avuto esito positivo così come si evince dalla delibera 577/2023/R/gas dalla stessa adottata. Nell'ambito del procedimento che porta alla pubblicazione del bando di gara assume un ruolo importante l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), poiché viene chiamata ad esprimersi in merito all'idoneità del sopraccitato VIR concordemente definito tra le parti (enti concedenti e gestori uscenti) ai fini del suo successivo riconoscimento tariffario. Ciò in quanto l'importo che l'aggiudicatario della gara verserà ai gestori uscenti a titolo di valore di rimborso al fine di acquisire da questi ultimi la proprietà degli impianti assumerà la natura di "capitale investito" e in quanto tale remunerato per tramite della tariffa.

Di conseguenza, a partire dai primi di dicembre, la stazione appaltante ha avuto tutti gli elementi necessari per pubblicare il bando di gara.

Infatti, con data di pubblicazione 29 dicembre, L'agenzia Provinciale per i Contratti e gli Appalti ha pubblicato con il numero [AT122784] la PROCEDURA APERTA, SOPRA SOGLIA COMUNITARIA, PER L'AFFIDAMENTO IN CONCESSIONE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE NELL'AMBITO UNICO PROVINCIALE DI TRENTO – CIG A03C546272 con termine di presentazione delle offerte fissato alle ore 12:00 del 19 luglio 2024.

Attualmente, la Stazione appaltante di Trento è l'unica in Italia, tra circa 188 ambiti, ad aver avviato una nuova procedura di gara per il proprio asset strategico sulla base di un disciplinare di gara in fase di revisione da parte del Ministero, poiché ritenuto obsoleto in molte sue parti.

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 2022 si evidenziano i seguenti aspetti principali:

- a) Il 23 luglio 2023 ARERA ha emesso la Deliberazione n. 346/2023/R/TLR), "Disposizioni in materia di qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTT)", in vigore dal 1 gennaio 2024. In conseguenza di ciò, sono state aggiornate le relative procedure interne PG-COG-11/12/13/14/15/16.
- b) Alla luce degli esiti dell'indagine conoscitiva, avviata il 1° marzo 2022, ARERA 80/2022/R/tlr, l'Autorità, con segnalazione 568/2022/l/tlr del 15 novembre 2022, aveva posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre una regolazione cost reflective dei prezzi del servizio di teleriscaldamento ed il 3 agosto 2023 ha emesso il Documento per la consultazione n. 388/2023/R/TLR, "Orientamenti per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento", con richiesta di pareri agli stakeholders.
- c) In data 28 dicembre 2023 ARERA ha emanato la Deliberazione 28 dicembre 2023 n. 638/2023/R/TLR), "Approvazione del metodo tariffario teleriscaldamento per il periodo transitorio (MTL-T)", di approvazione del "Metodo Tariffario Teleriscaldamento per il periodo transitorio 1 gennaio 2024 – 31 dicembre 2024 (MTL-T)", che impone il Vincolo ai ricavi per il servizio di teleriscaldamento determinato sulla base del costo evitato per il cliente finale, prevedendo anche una Clausola di salvaguardia, finalizzata ad assicurare una redditività minima per gli esercenti. Si osserva 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, è stata scelta l'adozione di tale criterio, pur non ufficializzando la scelta fintanto che non sarà data risposta ai quesiti e alle richieste di precisazione inviate ad ARERA tramite le associazioni di categoria.

- d) 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 in nell'inserimento di quote incrementali di energia rinnovabile, 1,00% nel 2024, 2,00% nel 2025, 3,00% nel 2026, 4,50% nel 2027, 6,50% nel 2028, 8,00% nel 2029, 9,00% nel 2030, fino ad un totale del 34% dell'energia immessa in rete nel 2030.

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 2023 è stato fornito da Dolomiti Energia con determinazione del prezzo della materia prima, costituito da una base legata alla media mensile dell'indice PSVDA, aumentato di uno "spread" variabile, in calo trimestre per trimestre, da 15 a circa 8 centesimi di euro a Stm.

Iniziative ed investimenti

Nel 2023 è stato realizzato il progetto di "Rifacimento" dell'unità di cogenerazione ad alto rendimento della Centrale di cogenerazione Tecnofin di via Zeni a Rovereto, con sostituzione del motore primo, a combustione interna alimentato a gas naturale, e del relativo generatore elettrico. Inoltre, è stata installata una pompa di calore per il recupero di una quota di energia termica derivante dal raffreddamento della miscela combustibile, che precedentemente veniva dissipata in ambiente. Il primo parallelo elettrico è stato fatto il 06.06.2023, mentre l'entrata in servizio dell'unità completa di pompa di calore è stata certificata il 13.09.2023.

L'intervento consente di accedere all'incentivo sotto forma di Titoli di Efficienza Energetica, per 10 anni, in quantità stimabile tra gli 800 e 1400 TEE/anno, in base alle ore di esercizio annuali dell'unità CAR.

In merito alla partecipazione al bando PNRR per efficiente la rete di teleriscaldamento di Rovereto, che a fine 2022 aveva visto al proposta di Novareti classificata come ammissibile ma non finanziabile, si segnala che in base a quanto previsto dal DL 181/202, nel dicembre 2023 il MASE ha esteso il numero di progetti finanziabili, ma al contempo ha escluso alcuni dei progetti giudicati ammissibili nelle precedenti graduatorie, in quanto non compatibili con la Decisione di esecuzione della Commissione C (2023) 6641 final, del 29 settembre 2023. Tra gli esclusi figura anche il progetto di Novareti.

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 2023 sono stati erogati i seguenti quantitativi di energia:

- 74 GWh di calore e raffrescamento
- 34,6 GWh elettrici.

La Centrale di cogenerazione Z.I. di Rovereto, soggetta anche agli obblighi dell'Emission Trading System, ha emesso 10.385 t di CO₂, 9.343 delle quali a titolo oneroso, ad un costo di 83,46 €/t.

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.

La RIU è normata da ARERA nell'ambito dei sistemi di distribuzione chiusi.

Nel corso del 2023, Suanfarma Italia S.p.A. ha installato un nuovo impianto fotovoltaico, con conseguente impegno da parte del personale di Novareti, nel ruolo di gestore della rete elettrica, per predisporre e verificare tutta la documentazione dell'iter autorizzativo al fine della connessione e attivazione del nuovo impianto di produzione.

CICLO IDRICO INTEGRATO E IMPIANTI ECOLOGICI

Quadro Regolatorio e Tariffario

Si ricorda che le attività del Settore Idrico, a seguito degli effetti prodotti dal referendum popolare sulla normativa dei servizi pubblici locali e delle conseguenti indicazioni ricevute dai Comuni presso i quali il servizio è attualmente svolto, sono destinate ad uscire dal perimetro di attività di Novareti. A tale proposito, anche nel corso dell'esercizio 2023 non si rilevano novità particolari e non si sono registrati significativi passi avanti in questa direzione.

Sottolineiamo come le attività della Novareti continuino comunque in modo regolare e senza subire particolari condizionamenti nelle scelte operative e di investimento. Il solo elemento di normale prudenza consiste nella predisposizione di piani pluriennali di investimento nel settore idrico, condivisi con i principali Comuni destinatari del Servizio Idrico, allo scopo di prevenire qualsiasi eventuale distonia futura.

Iniziative ed investimenti

Nel corso del 2023 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 2023 nel settore, pur in presenza di un quadro normativo non completamente definito e di prospettive incerte per la Società, ammontano a 8,6 milioni di euro (9,2 milioni di euro nel 2022). Operativamente nel comune di Trento è proseguita la sostituzione delle dorsali di acquedotto con l'entrata in funzione di un nuovo impianto di produzione di energia elettrica presso il Campo Pozzi Sparagni. Tale impianto alimenta in esclusiva i pozzi di emungimento idrico ivi localizzati e permetterà un buon risparmio energetico per quanto riguarda l'energia di pompaggio. È proseguita la costruzione di nuovi distretti idraulici, che abbinati al nuovo sistema di analisi e monitoraggio dei consumi, permetterà la tempestiva segnalazione di nuove perdite idriche, orientando il lavoro delle squadre di ricerca perdite. Vi è stata la partecipazione ad un bando PNIISI per il risparmio idrico, in partnership con il comune di Trento, per l'ottenimento di contributi atti a coprire le spese di sostituzione delle dorsali cittadine.

Nel comune di Rovereto, per quanto riguarda il servizio acquedotto è proseguita la normale manutenzione della rete, mentre sono in fase di progettazione esecutiva numerosi distretti idrici al fine di predisporre i lavori in attesa di ottenere i fondi del PNRR in cui Novareti ha partecipato in partnership con il comune di Rovereto. Novareti ha partecipato anche a due bandi PNIISI, sempre con il comune di Rovereto, uno per il completamento dell'Interconnessione tra Trento e Rovereto, uno per la costruzione di 4 nuovi pozzi strategici a servizio della città.

Per quanto riguarda il servizio fognature è stato potenziato ulteriormente il sistema di collettamento con dispersione delle acque bianche, per permettere un deflusso migliore alle acque piovane in caso di eventi particolarmente intensi, specialmente a protezione del quartiere di Lizzanella.

Interventi minori sono stati realizzati negli altri Comuni gestiti.

Misura

Nel 2019 è stato creato il team dedicato alla sostituzione massiva dei contatori per acqua, che ha lavorato alla definizione delle norme tecniche per la predisposizione della gara di fornitura dei nuovi dispositivi. Nel 2023 è proseguita la sostituzione massiva dei contatori, mentre in parallelo proseguono le fasi di rilievo e programmazione delle sostituzioni. Il parco contatori viene sostituito con smart meter che permetteranno la telelettura, ovvero la lettura a distanza con passaggio dell'operatore in auto. Nell'occasione si provvede alla messa a norma di tutti gli allacciamenti. Ad oggi sono stati installati più di 20.000 smart meter, ed è stata avviata la loro telelettura in modalità drive-by con acquisizione automatica della misura.

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 26,6 milioni di m³ (27.4 nel 2022).

Ulteriori informazioni riguardano:

Ciclo idrico		2023	2022
Lunghezza della rete	km	1.468 (*)	1.467 (*)
Totale utenze	n.	77.659	76.272

(*) il dato comprende gli allacciamenti di utenza.

AREA AMBIENTE

Quadro normativo

I Piani Economico Finanziari per la definizione della tariffa del servizio per il quinquennio 22-25 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 quinquennio 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.

Si richiama anche l'ultima 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", con la quale sono stati definiti gli standard di qualità relativi sia 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 la nostra Società. A titolo esemplificativo si evidenzia l'art. 35.2 dell'allegato A della predetta deliberazione che impone di predisporre un "Programma delle attività di raccolta e trasporto" da cui sia possibile evincere, per ciascuna strada/via, la data e la fascia oraria prevista per la raccolta dei rifiuti. Analogamente e di maggior impatto per l'ufficio sarà il rispetto dell'articolo 42 "obblighi in materia di continuità e regolarità del servizio di spazzamento e

lavaggio delle strade” per il quale dovrà essere predisposto un programma di tali attività con indicazione della data e fascia oraria di effettuazione dei servizi, con l’obbligo di recupero entro 24 ore dei servizi non puntualmente effettuati.

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 nel 2023 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.
- la raccolta di rifiuti speciali
- la predisposizione di un progetto di partenariato pubblico privato, presentato alla Comunità della Vallagarina nel mese di luglio 2021, ottenendo la dichiarazione di pubblico interesse con deliberazione del 22 novembre 2021. Nel corso del 2022 è stata indetta, dalla Comunità della Vallagarina, la gara per l’affidamento della concessione di gestione del servizio (17 anni di concessione, per un valore di circa 136 milioni di euro). Il giorno 28 agosto 2023 è stata firmato il contratto di concessione per l’assegnazione del servizio in appalto.

Di particolare rilievo l’aggiornamento del parco automezzi con acquisti per 905 migliaia di euro, comprensivi di acconti versati per alcuni ritiri previsti nel 2023, ai quali si aggiungono acquisti 2022 entrati in funzione nel 2023 per 305 migliaia di euro, che hanno riguardato l’acquisto di: n. 8 compattatori, 2 spazzatrici, press e container, uno scarrabile con gru automatica, piccoli mezzi per lo spazzamento.

Rispetto alle previsioni di budget non sono stati avviati i lavori del 2° lotto di sistemazione dell’area operativa di Tangenziale ovest a Trento e dello spostamento del depuratore, non essendo ancora completato il processo di autorizzazione dei lavori da parte degli enti competenti e non avendo ancora sospesi i contratti di concessione.

Volumi ed operatività

Nell’esercizio 2023 sono state raccolte 66.596 tonnellate (69.707 nel 2022), risultano gestite in corso d’anno 194.749 utenze, considerando anche le pertinenze (132.295 nel 2022) e risultavano serviti 120.079 contribuenti (88.799 nel 2022).

È da mettere in evidenza, inoltre, la diminuzione della produzione dell’indifferenziato a Rovereto nel corso del 2023, diminuzione che coincide con la partenza della tariffa puntuale, che sicuramente sta dando benefici a Rovereto per abbassare i costi di smaltimento.

Nell’esercizio 2023 la raccolta differenziata nel comune di Trento ha raggiunto l’83,5% (82,1% nel 2022), nel comune di Rovereto l’81,1% (82,3% nel 2022) e nel Comprensorio della Vallagarina l’74,3%.

ALTRE ATTIVITÀ

Il laboratorio di Dolomiti Energia Holding 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 Dolomiti Energia sia 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.

ACCREDIA ne attesta la competenza, l'indipendenza e l'imparzialità secondo la norma internazionale UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018 che prevede il rispetto di specifici e stringenti standard qualitativi e organizzativi.

Le attività sono garantite, quindi, anche da un organo di controllo esterno e il monitoraggio riguarda il sistema di qualità vigente, le procedure, la qualità del dato analitico, il prelievo dei campioni e l'attenzione al cliente. Grazie alle strumentazioni scientifiche avanzate e alle competenze del personale, il laboratorio riesce a rispondere con puntualità e professionalità ad ogni richiesta dei clienti.

Nell'anno complessivamente sono stati esaminati circa 13282 campioni (11.829 nel 2022), dei quali 55% (55% nel 2022) per conto di terzi.

RISORSE UMANE

L'organico del Gruppo al 31 dicembre 2023 era composto da 1.544 unità (1.424 nel 2022). Nel corso dell'esercizio si è verificato un incremento complessivo di 120 dipendenti rispetto al 2022.

	2023	2022	Differenza
Dolomiti Energia Holding	237	219	18
Dolomiti Ambiente	342	264	78
Dolomiti Energia	208	192	16
Novareti	220	224	(4)
Dolomiti Energia Solutions	18	22	(4)
SET Distribuzione	282	263	19
Gasdotti Alpini	3	3	-
Dolomiti Edison Energy	30	30	-
Hydro Dolomiti Energia	179	183	(4)
Dolomiti Energia Trading	25	24	1
TOTALE	1.544	1.424	120

Confronto situazione Gruppo 2023 – 2022 per qualifica

	dirigenti	quadri	impiegati	operai	totale
Situazione al 31/12/2023	19	65	819	641	1.544
Situazione al 31/12/2022	18	62	777	567	1.424
Variazione 2023 su 2022	1	3	42	74	120

Formazione: il Gruppo Dolomiti 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 Dolomiti Energia, con il sostegno della funzione Human Resources & Business Partner, 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.

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

La formazione e lo sviluppo di competenze in ambito Health, Safety & Environment sono di vitale importanza per il rispetto della normativa, e testimoniano l'impegno del Gruppo Dolomiti Energia nei confronti di tutti i suoi Stakeholder. Fondamentale è altresì 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.

Il 54% (57% nel 2022) delle iniziative formative rivolte ai dipendenti hanno riguardato la tematica della Health, Safety & Environment ed il 34% (30% nel 2022) il tema dello sviluppo e mantenimento delle competenze tecnico specialistiche di area. L'anno 2023 ha visto un crescente numero di impegni sui temi delle competenze Digital e Life.

A livello complessivo (popolazione di riferimento: dipendenti, lavoratori somministrati, stagisti ed altri collaboratori) si è avuto un incremento del 38% della formazione erogata ovvero 53.895 ore (39.070 nel 2022) di cui 51.280 ore a favore del personale dipendente.

La formazione e sviluppo delle persone viene attuata su base di specifici piani annuali. 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.

Il 99% (stessa percentuale nel 2022) dei dipendenti ha frequentato almeno 1 corso di formazione; 1.322 sono i corsi realizzati (1.079 nel 2022) per un ammontare (criterio adottato: costo medio orario dei soggetti coinvolti nella formazione e costo della formazione a bilancio) di euro 2.872.589 (1.840.539 nel 2022).

Organizzazione: l'evoluzione del modello e dei processi di gestione e valorizzazione delle proprie risorse umane, finalizzato alla migliore valorizzazione del potenziale dei dipendenti del Gruppo mediante introduzione di nuovi strumenti informazione continua, di collaborazione e di formazione.

L'attenzione verso le risorse umane all'interno della nostra organizzazione ha subito un'evoluzione significativa, passando da un approccio burocratico e gerarchico a uno più orientato al talento e al coinvolgimento dei dipendenti. Nel contesto del Gruppo, l'adozione di nuovi strumenti per la gestione e la valorizzazione delle risorse umane è diventata cruciale per massimizzare il potenziale dei dipendenti e favorire la crescita organizzativa. Questa relazione esplorerà l'evoluzione di tali modelli e processi, concentrandosi sull'introduzione di strumenti di informazione continua, collaborazione e formazione.

i. Dal Modello Tradizionale alla Gestione Strategica delle Risorse Umane

In passato, le risorse umane venivano gestite principalmente attraverso processi burocratici e regolamentati. Tuttavia, con il passare del tempo, il Gruppo DE ha riconosciuto il valore strategico

delle proprie risorse umane e ha adottato approcci focalizzati sul coinvolgimento e lo sviluppo dei dipendenti.

ii. L'Importanza dell'Informazione Continua

L'introduzione della piattaforma Intranet di Gruppo ha dato un importante contributo nella gestione di una Comunicazione interna trasparente ed inclusiva. La intranet consente anche il lancio di Survey e sistemi di feedback in tempo reale che consentono una valutazione più accurata delle capacità e dei bisogni dei dipendenti. Questo approccio consente una gestione più proattiva delle risorse umane, identificando rapidamente i punti di forza e le aree di miglioramento.

iii. Investimenti nella Formazione e nello Sviluppo

L'investimento nella formazione e nello sviluppo dei dipendenti è fondamentale per migliorare le competenze e promuovere la crescita professionale focalizzando la formazione sia sulle necessità di business, sia su piani di sviluppo individuali, orientati ai piani di carriera e alla retention dei talenti. L'introduzione della piattaforma LMS -Docebo- consente ai collaboratori di accedere autonomamente a materiali didattici in qualsiasi momento e da qualsiasi luogo rendendoli soggetti proattivi nella costruzione dei loro percorsi di sviluppo. Questo approccio flessibile alla formazione favorisce l'autoapprendimento e l'acquisizione continua di competenze.

iv. La Sfida della Gestione del Cambiamento

La gestione del cambiamento rappresenta una sfida significativa. È fondamentale coinvolgere i collaboratori fornendo supporto e formazione adeguati. Inoltre, è importante gestire attentamente eventuali resistenze al cambiamento e promuovere una cultura organizzativa aperta all'innovazione e al miglioramento continuo. Su questi presupposti è stato fatto un importante lavoro di rivisitazione dei Valori, della Mission e della Vision di Gruppo, base di partenza per

v. Misurare l'Impatto e l'Efficacia dei Nuovi Approcci

Per valutare l'efficacia dei nuovi strumenti e processi, è essenziale monitorare costantemente i risultati e misurare l'impatto sulle prestazioni organizzative e sul coinvolgimento dei dipendenti. Le metriche chiave che stiamo analizzando sono il turnover, il tasso di retention, la soddisfazione dei dipendenti e la capacità dell'organizzazione di attrarre nuovi talenti. Utilizzando queste informazioni, è possibile apportare eventuali aggiustamenti e ottimizzare l'approccio alla gestione delle risorse umane.

In conclusione, l'evoluzione del modello e dei processi di gestione e valorizzazione delle risorse umane rappresenta un elemento cruciale per il successo e la sostenibilità del Gruppo. Attraverso l'introduzione di nuovi strumenti di informazione continua, collaborazione e formazione, l'organizzazione può massimizzare il potenziale dei suoi dipendenti, promuovendo l'innovazione, la crescita e il successo a lungo termine.

RICERCA E SVILUPPO

Nel corso dell'esercizio 2023 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 Gruppo ha implementato la ricerca innovativa in vari settori alcuni dei quali vengono riassunti nel proseguito.

Industria 4.0: sono stati realizzati numerosi progetti innovativi sulle proprie filiere di generazione, trading, vendita a clienti finali, gestione delle reti gas, energia elettrica e acqua, ponendosi tra le utility leader in Italia; tra i progetti di maggiore rilevanza possiamo segnalare:

- l'analisi, il ridisegno e la digitalizzazione di tutti i processi per servire la base clienti gas ed energia elettrica;
- il disegno e la realizzazione di strumenti per la data analysis a supporto della identificazione delle azioni strategiche, di prevenzione e supporto ai processi di business;
- il disegno e la realizzazione di strumenti di automazione delle attività sulle reti per ottimizzare tempi di intervento e la qualità degli interventi;
- l'implementazione della ridondanza dei sistemi di telecontrollo degli impianti idroelettrici e di distribuzione elettrica, acqua e gas;
- lo studio e l'implementazione di nuovi software per la gestione dei distretti idrici e l'individuazione preventiva delle perdite idriche negli acquedotti;
- l'impostazione, il disegno di processo e di software finalizzato alla realizzazione di attività di energy management per il bilanciamento e l'ottimizzazione delle fonti di energia del Gruppo (Centrali e acquisti esterni) rispetto ai consumi della propria base clienti energia elettrica e gas;
- la riorganizzazione e la digitalizzazione dei processi di gestione delle reti gas ed energia elettrica, finalizzata a massimizzare ulteriormente l'efficienza ed il livello di servizio verso l'utenza;
- l'evoluzione del modello e dei processi di gestione e valorizzazione delle proprie risorse umane, finalizzato alla migliore valorizzazione del potenziale dei dipendenti del Gruppo mediante introduzione di nuovi strumenti informazione continua, di collaborazione e di formazione;
- introduzione di strumenti gestione automatizzata della documentazione e delle operatività di protocollazione e di firma digitale;
- la realizzazione di un software applicativo per l'ottimizzazione della gestione dei rifiuti, della gestione di risorse e ottimizzazione dei percorsi dei mezzi presenti sul territorio;
- l'impostazione, il disegno e l'introduzione di nuove soluzioni di Data Center per la gestione delle applicazioni e dei dati aziendali, basato su tecnologia Cloud per aumentare il livello di resilienza, sicurezza e scalabilità delle infrastrutture informatiche di gruppo (iniziativa in corso).

Il Gruppo promuove e partecipa a varie iniziative di ricerca nel campo energetico ed ambientale, finalizzate in particolare ad individuare nuovi strumenti per contribuire alla salvaguardia dell'ambiente ed al miglioramento del servizio offerto alla clientela.

In particolare, le società del Gruppo collaborano in questa fase ai seguenti progetti:

SUNRISE: nel 2023 Hydro Dolomiti Energia ha continuato l'importante attività di ricerca nell'ambito del progetto Horizon 2020 denominato SUNRISE: "Strategies and Technologies for United and Resilient Critical Infrastructures and Vital Services in Pandemic-Stricken Europe". Tale iniziativa, che coinvolge vari partner industriali ed istituzionali a livello europeo, ha lo scopo di sviluppare cooperazione attiva e strategie di risposta congiunte nell'ambito delle Infrastrutture Critiche Europee (IC) e, nel contempo, di incrementare preparazione ed equipaggiamento delle IC per valutare, affrontare e gestire adeguatamente i rischi creati da future pandemie. La Società si sta concentrando in particolare sulla proposizione ed esame di un caso di studio consistente nella ispezione remota (tramite droni, telerilevamenti satellitari abbinati ad elaborazione dei segnali basata su sistemi ad intelligenza artificiale) di opere idrauliche strategiche.

Sistemi di Produzione di energia rinnovabile: è proseguita da parte di Hydro Dolomiti Energia l'attività di sperimentazione di una tecnologia innovativa per la conversione di energia idraulica in energia elettrica, installabile e utilizzabile lungo il percorso di opere idrauliche di trasporto a pelo libero e ideata dal partner HE-Powergreen S.r.l. con il quale, nel corso dell'anno 2020 è stato sottoscritto un apposito accordo. Nel corso dell'anno 2023 sono proseguite le attività di test dei macchinari installati lungo il percorso del canale

Biffis, afferente alla concessione di Bussolengo Chievo, di proprietà di HDE, che proseguiranno, ai sensi di quanto contenuto nell'accordo di cui sopra.

Sistemi innovativi di calcolo: nell'anno 2023 è proseguito l'impegno di Hydro Dolomiti Energia nelle attività preparatorie per la sperimentazione della produzione di potenza di calcolo mediante utilizzo di energia elettrica prelevata da servizi ausiliari di centrale in configurazione SEU; terminata l'attività di approvvigionamento degli appositi dispositivi elettronici è continuata l'attività di predisposizione impiantistica per l'installazione di un sistema di calcolo presso la centrale idroelettrica di Dro, in una prima fase volontariamente rallentata alla luce dell'andamento del prezzo di mercato dell'energia verificatosi nel corso degli anni 2022 e 2023, successivamente ostacolata da difficoltà di natura autorizzativa. Si prevede di iniziare l'attività sperimentale nel corso del 2024.

Idrogeno: nel 2022 è stato completato un percorso di studio, approfondimento nel campo della produzione di idrogeno da energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente; in tale contesto è stato affidato un apposito contratto di consulenza alla società di ricerca FBK. Si valuterà in futuro l'opportunità e la possibilità di implementazione di attività di sperimentazione. Sempre nel primo trimestre 2022 si sono concluse le collaborazioni rispettivamente con la Fondazione Bruno Kessler e DNV, volte a fornire sia un approfondimento generale degli effetti indotti dalla miscelazione di idrogeno al gas naturale sulla rete di distribuzione (dispersioni, impatti sui materiali, sicurezza etc..) e sugli utilizzi finali sia per investigare nel dettaglio la compatibilità delle reti esistenti in alta e media pressione a diversi livelli di miscelazione. Inoltre, in collaborazione con l'Istituto Italiano delle Saldatura sono state redatte le nuove regole tecniche per la saldatura ed il controllo di tubazioni in acciaio per il trasporto di idrogeno.

Progetto APC: si tratta di un progetto di gestione avanzata in tempo reale dell'acquedotto di Trento con il fine di ottimizzare la pressione di rete, in modo da ottenere un calo delle perdite idriche, un calo dei consumi elettrici ed un aumento generalizzato dell'efficienza del sistema idrico. Il sistema è gestito da un controllore avanzato accoppiato ad un modello real-time, che valuta, oltre ai normali parametri idraulici della rete (reali e virtuali), anche fattori esterni quali la temperatura, l'irraggiamento solare e le previsioni meteo: si massimizza quindi l'utilizzo delle energie rinnovabili ottenute dagli impianti solari dedicati, sfruttando al meglio la gestione dei serbatoi e dei sistemi di pompaggio. Il sistema è in continua evoluzione per rispondere sempre meglio alle esigenze della rete, in particolare saranno a breve inseriti nel sistema di calcolo i nuovi impianti fotovoltaici che sono entrati in funzione durante il 2023.

Sistemi di Telegestione: al fine di adeguare i Sistemi informatici alla progressiva installazione e gestione dei misuratori di energia elettrica di nuova generazione, è stato implementato il nuovo sistema di telegestione denominato "2Beat", prodotto e sviluppato dalla società Gridspertise ed adottato da tutti i principali distributori italiani.

Sempre in ottica della gestione dei nuovi misuratori e relativi flussi informativi, è stato sviluppato da SET il Sistema MDM, un database custom strutturato sulla necessità di gestire, validare ed inviare a tutti i soggetti terzi coinvolti (SII, Terna, GSE, CSEA) le misure quartorarie.

Nel corso del 2023 i nuovi sistemi sono stati oggetto di attività di consolidamento e ottimizzazione.

Con riferimento alla misura del gas naturale, nel corso del 2023 sono proseguite le attività di ottimizzazione dei sistemi di telegestione con l'obiettivo di aumentare la percentuale di misure rilevate, anche in risposta al nuovo quadro normativo che ha previsto il passaggio a lettura mensile di tutte le utenze mass market messe in servizio (classe G4-G6).

Gestione rete idrica: è continuato il lavoro relativo all'ottimizzazione della gestione degli acquedotti tramite strumenti di simulazione e controllo delle reti di tipo avanzato. In particolare, è in fase di ulteriore affinamento

il controllore per la gestione dei distretti idrici e la ricerca perdite preventiva. Prosegue la campagna di sostituzione massiva dei contatori tradizionali con smart meter, mentre è iniziata la tele-lettura delle misure con tecnica drive-by.

È in fasi di avvio la sperimentazione di nuovi sistemi di monitoraggio delle reti fognarie al fine di determinare eventuali inefficienze e la presenza di acque parassite.

Gestione rete elettrica: la spinta all'elettificazione dei consumi ed all'incremento della produzione da fonti rinnovabili comporta la necessità di gestire in maniera sempre più evoluta la rete elettrica, anche utilizzando ove possibile le risorse di flessibilità distribuite come incentivato anche da ARERA tramite la delibera 352/2021/R/EEL. In tale ottica prosegue il piano di evoluzione tecnologica degli apparati di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie e secondarie (raggiunto l'82 % a fine 2023), nonché l'evoluzione dei sistemi di comunicazione tra i sistemi centrali e le apparecchiature installate lungo la rete a media e bassa tensione.

Prosegue il piano di installazione presso le cabine primarie del nuovo sistema di supervisione evoluta, che consente di incrementare il controllo degli asset strategici nonché il livello di sicurezza delle persone che operano in impianto.

Nel 2023 sono state completate le attività di virtualizzazione del sistema di telecontrollo che ha consentito l'osservabilità degli impianti MT di produzione con potenza nominale >1MW (si sono adeguati più dell'80% degli utenti).

L'adeguamento del sistema di telecontrollo, la nuova rete e i nuovi apparati di comunicazione hanno consentito nel 2023 l'avvio della sperimentazione in laboratorio dell'automazione evoluta che consentirà nel corso del 2024 di riprodurre in impianto, su alcune direttrici, la nuova modalità di selezione dei guasti con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità del servizio agli utenti MT e BT e gli indicatori previsti dall'Autorità.

Nel corso del 2023, è stato condotto lo studio preliminare per definire l'implementazione di un sistema di Advanced Distribution Management System in grado di fornire funzioni avanzate di calcolo, pianificazione, monitoraggio ed esercizio della rete, che consentiranno a SET di fornire un'alimentazione più resiliente, sicura ed efficiente ai propri utenti.

In corso d'anno si è ulteriormente rafforzata la dotazione di droni e la certificazione di un numero adeguato di piloti, che hanno efficacemente condotto le attività di ispezione delle linee a media tensione aeree, riducendo la necessità di ispezione a piedi.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Rapporti della Dolomiti Energia Holding SpA con gli Enti Locali

I Comuni soci principali sono Trento, Rovereto, Mori, Ala, Volano, Calliano, Grigno. Risultano essere azionisti della Dolomiti Energia Holding 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 Holding SpA 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 Holding e le controllate Dolomiti Energia, Novareti, Dolomiti Energia Solutions, SET Distribuzione, Hydro Dolomiti Energia, Dolomiti Energia Trading. Regola i servizi comuni amministrativi, informatici, tecnici e logistici erogati dalla Dolomiti Energia Holding.

All'interno dei contratti descritti, vengono regolate le locazioni di immobili ad uso ufficio concessi dalla Dolomiti Energia Holding a Dolomiti Energia, 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 Holding 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 0,4 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, Depurazione Trentino Centrale (liquidata nel 2023), Hydro Dolomiti Energia, DGNL e Dolomiti Edison Energy.

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

A differenza dello scorso anno i primi mesi del 2024 sono stati segnati da un livello di precipitazioni in linea, se non superiore in taluni casi alle medie storiche. Questo fatto e l'andamento dei prezzi che, seppure in diminuzione, rimane tuttavia piuttosto elevato se confrontato al livello medio precrisi, consentono di prevedere buoni risultati per l'attività di produzione, quantomeno per la prima parte dell'anno.

Nonostante il negativo andamento delle gare per l'assegnazione delle tutele, le aspettative per l'attività commerciale sono molto positive in quanto dovrebbero evidenziarsi a pieno gli effetti positivi, evidenziati nella seconda parte del 2023, delle scelte attuate per riposizionare il portafoglio clienti tenendo conto del nuovo contesto di mercato. Da segnalare la messa a regime a febbraio 2024 del nuovo sistema informativo che ha visto un importante investimento di risorse sia finanziarie che umane, nell'ottica di migliorare il servizio ai clienti e abilitare nuovi prodotti e servizi per rafforzare la competitività dell'azienda.

Le prospettive per le altre attività del Gruppo sono in generale positive. Va segnalato per quanto riguarda le attività regolate, la già citata uscita del bando di gara per il servizio di distribuzione del gas in provincia di Trento, che se ragionevolmente non avrà nessun effetto nell'esercizio in corso, avrà ovviamente effetti rilevanti nel medio periodo.

Riguardo all'attività di distribuzione elettrica, si ricorda che nel 2023 si è completato il quadro regolatorio del nuovo sistema di definizione dei ricavi ammessi (Ross), i cui effetti saranno meglio valutabili solo a valle della prima determinazione delle tariffe valide per il 2024.

Le prospettive sono quindi nel complesso di un risultato positivo, anche se, considerato il contesto generale e in particolare l'andamento del mercato delle commodities, non sarà semplice ripetere gli straordinari risultati ottenuti nell'esercizio appena chiuso.

Con riferimento all'assetto organizzativo interno da segnalare che a partire dal 3 aprile 2024 ha preso servizio in qualità di direttore generale del Gruppo Dolomiti Energia, l'ingegner Stefano Granella, che da maggio 2024 è stato nominato amministratore del Gruppo Dolomiti Energia.

AZIONI PROPRIE

Alla data del 31 dicembre 2023 Dolomiti Energia Holding 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%.

Al 31 dicembre 2023 Dolomiti Energia Holding non possedeva né direttamente, né per il tramite di società fiduciarie o interposte persone, azioni di società controllanti.

Trento, 27 maggio 2024

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Dott. Carlo Moser

Gruppo

FinDolomiti Energia

BILANCIO CONSOLIDATO

AL 31 dicembre 2023

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA

Valori in migliaia di euro	Note	2023	2022
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Diritti d'uso	7.1	6.119	7.027
Beni in concessione	7.2	712.688	659.670
Avviamento	7.3	36.866	36.830
Attività immateriali	7.3	52.554	47.802
Immobili, impianti e macchinari	7.4	926.754	925.251
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre imprese	7.5	97.872	78.921
Attività finanziarie non correnti	7.6	11.490	10.715
Attività per imposte anticipate	7.7	54.494	76.851
Altre attività non correnti	7.8	23.464	29.607
Totale attività non correnti		1.922.301	1.872.674
Attività correnti			
Rimanenze	7.9	19.685	81.075
Crediti commerciali	7.10	462.015	642.712
Crediti per imposte correnti	7.11	2.879	9.317
Attività finanziarie correnti	7.12	118.918	727.929
Altre attività correnti	7.13	54.954	52.328
Disponibilità liquide	7.14	30.760	86.530
Totale attività correnti		689.210	1.599.892
Attività destinate alla vendita e Discontinued Operation		-	-
TOTALE ATTIVITÀ		2.611.511	3.472.566
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	7.15	18.000	18.000
Riserve	7.15	422.676	421.710
Risultato netto dell'esercizio	7.15	87.827	4.173
Totale patrimonio netto di Gruppo		528.503	443.883
Capitale e riserve di terzi	7.15	789.718	778.455
Utile/(perdita) di terzi	7.15	143.981	19.804
Totale patrimonio netto consolidato		1.462.202	1.242.141
PASSIVITÀ			
Passività non correnti			
Fondi per rischi e oneri non correnti	7.16	24.132	24.105
Benefici ai dipendenti	7.17	12.766	13.265
Passività per imposte differite	7.7	172.762	183.980
Passività finanziarie non correnti	7.18	286.536	698.787
Altre passività non correnti	7.19	117.828	112.585
Totale passività non correnti		614.024	1.032.722
Passività correnti			
Fondi per rischi e oneri correnti	7.16	8.504	17.082
Debiti commerciali	7.20	275.365	353.102
Passività finanziarie correnti	7.18	139.758	768.030
Passività per imposte correnti	7.21	45.915	22.669
Altre passività correnti	7.19	65.743	36.819
Totale passività correnti		535.285	1.197.702
Passività destinate alla vendita e Discontinued Operation		-	-
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		2.611.511	3.472.566

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO

<i>Valori in migliaia di euro</i>	Note	2023	2022
Ricavi	8.1	2.195.159	3.241.087
Ricavi per lavori su beni in concessione	8.2	78.131	66.901
Altri ricavi e proventi	8.3	68.002	45.724
Totale ricavi e altri proventi		2.341.292	3.353.712
Costi per materie prime, di consumo e merci	8.4	(1.158.492)	(2.523.365)
Costi per servizi	8.5	(545.696)	(427.815)
Costi per lavori su beni in concessione	8.2	(76.451)	(65.492)
Costi del personale	8.6	(78.335)	(69.002)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.7	(63.701)	(70.617)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti	8.7	(3.600)	(7.423)
Altri costi operativi	8.8	(96.744)	(73.048)
Totale costi		(2.023.019)	(3.236.762)
Risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle altre imprese	8.9	6.902	1.382
Risultato operativo		325.175	118.332
Proventi finanziari	8.10	12.877	927
Oneri finanziari	8.10	(23.697)	(10.196)
Risultato prima delle imposte		314.355	109.063
Imposte	8.11	(82.547)	(85.086)
Risultato netto dell'esercizio (A) delle <i>continuing operation</i>		231.808	23.977
<i>Discontinuing operation</i>			
Risultato netto dell'esercizio (B) delle <i>discontinuing operation</i>			
Risultato dell'esercizio		231.808	23.977
di cui di Gruppo		87.827	4.173
di cui di Terzi		143.981	19.804
Componenti del conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nel conto economico			
Utili/(perdite) attuariali per benefici a dipendenti		669	1.224
Effetto fiscale su utili/(perdite) attuariali per benefici a dipendenti		-	(281)
Totale delle componenti del conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nel conto economico (C1)		669	943
Componenti del conto economico complessivo che potranno essere successivamente riclassificate nel conto economico			
Utili/(perdite) su strumenti di <i>cash flow hedge</i>		43.681	194.312
Effetto fiscale su variazione fair value derivati cash flow hedge		(8.448)	(55.865)
Totale delle componenti del conto economico complessivo che potranno essere successivamente riclassificate nel conto economico (C2)		35.233	138.447
Totale altri utili (perdite) complessivi, al netto dell'effetto fiscale (C)= (C1)+(C2)		35.902	139.390
Totale risultato complessivo dell'esercizio (A)+(B)		267.710	163.367
di cui di Gruppo		95.401	53.921
di cui di Terzi		172.309	109.446

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO

<i>Valori in migliaia di euro</i>	2023	2022
Risultato prima delle imposte	314.355	109.063
Rettifiche per:		
Ammortamenti di:		
- attività immateriali	15.632	15.435
- attività materiali	14.599	13.828
- beni in concessione e diritti d'uso	29.813	30.177
Svalutazioni di attività	3.600	8.423
Accantonamenti e rilasci dei fondi	3.657	11.177
Fair value derivati su commodity	0	0
Risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle altre imprese	(2.749)	1.600
(Proventi)/Oneri finanziari	10.821	9.267
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	0	0
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	389.728	198.970
Incremento/(Decremento) fondi	0	0
Incremento/(Decremento) benefici a dipendenti	(499)	(3.361)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	61.390	(58.147)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	177.097	(147.470)
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività e attività/passività per imposte anticipate/differite	17.025	349.293
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	(77.738)	10.715
Dividendi incassati	0	0
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	12.876	926
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(23.697)	(10.193)
Utilizzo dei fondi rischi e oneri	(12.208)	(30)
Imposte pagate	(54.031)	(66.551)
Cash flows da attività operativa (a)	489.943	274.152
Investimenti netti in attività immateriali	(20.420)	(16.046)
Investimenti netti in attività materiali	(16.102)	(14.487)
Investimenti netti in beni in concessione	(78.892)	(67.045)
Investimenti netti in partecipazioni	(16.203)	(8.347)
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	0	0
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	(131.617)	(105.925)
Debiti finanziari (nuove emissioni di finanziamenti a lungo termine)	0	350.000
Debiti finanziari (rimborsi e altre variazioni nette)	(367.446)	(455.521)
Dividendi pagati	(46.651)	(67.004)
Versamenti soci	0	0
Cash flow da attività di finanziamento (c)	(414.097)	(172.525)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	0	0
<i>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)</i>	<i>(55.771)</i>	<i>(4.298)</i>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	86.530	90.828
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	30.760	86.530

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

<i>(In migliaia di Euro)</i>	Capitale sociale	Riserva Legale	Riserva sovrapprezzo azioni	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 DICEMBRE 2020	18.000	3.600	181.738	6.238	154.984	346.559	49.758	414.317	708.792	78.639	1.201.748
Destinazione risultato capogruppo 2020				32.658		32.658	(49.758)	(17.100)			(17.100)
Distribuzione dividendi a terzi								-	34.152	(78.639)	(44.487)
Altre variazioni				6.068		6.068		6.068	(6.304)		(236)
Altre operazioni con azionisti								-	15.814		15.814
Risultato d'esercizio							45.874	45.874		82.947	128.821
Effetti applicazione IAS 19				(316)		(316)		(316)	(369)		(685)
Effetti "cash flow edge"				(41.081)		(41.081)		(41.081)	(91.352)		(132.433)
Totale risultato complessivo dell'esercizio	-	-	-	(41.397)	-	(41.397)	45.874	4.477	(91.721)	82.947	(4.297)
SALDO AL 31 DICEMBRE 2021	18.000	3.600	181.738	3.567	154.984	343.888	45.874	407.762	660.733	82.947	1.151.442
Distribuzione dividendi Gruppo				28.774		28.774	(45.874)	(17.100)		-	(17.100)
Distribuzione dividendi a terzi								-	33.044	(82.947)	(49.903)
Altre variazioni				(933)		(933)		(933)	(4.964)		(5.897)
Altre operazioni con azionisti				233		233		233			233
Risultato d'esercizio							4.173	4.173		19.804	23.977
Effetti applicazione IAS 19				368		368		368	575		943
Effetti "cash flow edge"				49.380		49.380		49.380	89.067		138.447
Totale risultato complessivo dell'esercizio	-	-	-	49.748	-	49.748	4.173	53.921	89.642	19.804	163.367
SALDO AL 31 DICEMBRE 2022	18.000	3.600	181.738	81.389	154.984	421.710	4.173	443.883	778.455	19.804	1.242.142
Distribuzione dividendi Gruppo				(6.327)		(6.327)	(4.173)	(10.500)			(10.500)
Distribuzione dividendi a terzi								-	(16.346)	(19.804)	(36.150)
Altre variazioni								-			-
Altre operazioni con azionisti				(312)		(312)		(312)	(687)		(999)
Risultato d'esercizio							87.827	87.827		143.981	231.808
Effetti applicazione IAS 19				225		225		225	444		669
Effetti "cash flow edge"				7.380		7.380		7.380	27.853		35.233
Totale risultato complessivo dell'esercizio	-	-	-	7.605	-	7.605	87.827	95.432	28.297	143.981	267.710
SALDO AL 31 DICEMBRE 2023	18.000	3.600	181.738	82.355	154.984	422.676	87.827	528.503	789.719	143.981	1.462.203

Note illustrative

1. INFORMAZIONI GENERALI

La Capogruppo FinDolomiti Energia Srl, che ha come oggetto sociale la detenzione e l'esercizio dei diritti amministrativi e patrimoniali relativi alla società Dolomiti Energia Holding SpA, 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 Srl (la "Società" oppure "FinDE") e le società da questa controllate (il "Gruppo FinDolomiti Energia" oppure il "Gruppo") gestiscono attività in sei 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 Srl 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 2023 il capitale sociale della Capogruppo era detenuto da:

SOCIO	VALORE NOMINALE 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 del suddetto Regolamento Europeo, il 28 febbraio 2005 è stato emesso il Decreto Legislativo n. 38, successivamente modificato dal Decreto Legge n. 91 del 24 giugno 2014, con il quale è stata disciplinata, tra l'altro, la facoltà, per le società non quotate, di adottare i Principi Contabili Internazionali per la redazione del loro bilancio consolidato.

Il Gruppo ha deciso di avvalersi di detta opzione per la predisposizione del proprio bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, identificando quale data di transizione agli UE IFRS il 1° gennaio 2015 (la "Data di Transizione"). Inoltre il 14 luglio 2017 la controllata Dolomiti Energia Holding SpA ha concluso le operazioni di quotazione presso il mercato regolamentato irlandese (Irish Stock Exchange) di un prestito obbligazionario già in essere per un importo residuo di nominali euro 5 milioni, assumendo la qualifica di Ente di Interesse Pubblico (EIP) e pertanto con obbligo di redazione dei propri bilanci conformemente ai principi UE IFRS.

Il Bilancio Consolidato 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 Ucraina – Russia, e Israele – Palestina 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 27 maggio 2024.

2.2 Forma e contenuto dei prospetti contabili

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 PricewaterhouseCoopers S.p.A., revisore contabile della Società e del Gruppo.

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 rettificata per uniformarle ai principi contabili della Capogruppo e agli UE IFRS.

Nel corso dell'esercizio 2023 il perimetro di consolidamento non è variato rispetto all'esercizio 2022, ad eccezione del consolidamento integrale di Dolomiti Energia Wind Power (e della partecipazione di collegamento da questa detenuta nella Eco Puglia Srl).

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 l'attività sottostante per la durata del lease e la sua valutazione iniziale corrisponde alla passività del lease, inizialmente valutata al 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 e rideterminata 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.

Beni in concessione (IFRIC 12)

I "Beni 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, ovvero tenendo in considerazione i costi sostenuti per la progettazione e la costruzione dei beni con obbligo di restituzione al termine della concessione. Il valore corrisponde al "fair value" dell'attività di progettazione e costruzione 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. Per la concessione della distribuzione del gas naturale, in data 27 dicembre 2023 la Provincia Autonoma di Trento (stazione appaltante) ha emanato il bando di gara che prevede la presentazione delle offerte entro luglio 2024.

Gli ammortamenti relativi ai beni in concessione relativi alla distribuzione del gas naturale sono stati quindi determinati in considerazione di un arco temporale che stima la data di assegnazione della gara nell'esercizio 2025, prendendo in considerazione il VIR stimato al 31 dicembre 2025.

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 (Valore Industriale Residuo). 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 verificano 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.

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 l'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 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 stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese diverse da controllate, collegate e joint ventures, iscritte tra le attività non correnti, costituiscono attività finanziarie disponibili per la vendita e sono valutate al fair value, con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente alle altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

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 finanziarie 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;
- la 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:

- 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.
- 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:

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

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.

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:
 - eventuali importi riscossi per conto di terzi, che devono essere esclusi dal corrispettivo;
 - componenti variabili del prezzo (quali performance bonus, penali, sconti, rimborsi, incentivi, ecc.);
 - 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.

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.

Le misure sugli “extraprofitti”

Nel corso dell'anno 2022 sono state emanate e più volte modificate numerose norme finalizzate al prelievo dei supposti “extraprofitti” associati allo svolgimento dell'attività economica dei produttori da fonte rinnovabile nell'ambito di un mercato dell'energia elettrica che, a seguito dell'anomalo andamento del prezzo del gas iniziato nella seconda metà del 2021, ha registrato prezzi e volatilità mai visti in precedenza; talune di tali norme hanno trovato applicazione anche nell'esercizio 2023.

L'art. 15 bis del DL 4/2022 (Sostegni TER) come modificato dal DL 115/2022 (Aiuti bis) ha previsto che:

- Dal 1° febbraio 2022 al 30 giugno 2023 è applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da:
 - a. impianti FV di potenza > 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato;
 - b. impianti di potenza > 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010.
- Il GSE calcola la differenza tra un prezzo di riferimento (58 Euro/MWh per la zona nord) e un prezzo di mercato determinato come segue:
 1. per gli impianti FV di potenza > 20 kW (lett. a), solari, eolici, geotermici e idro ad acqua fluente, il prezzo zonale orario di mercato dell'energia elettrica, ovvero, per i contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022 (e per l'anno 2023 quelli stipulati prima del 5 agosto 2022) il prezzo indicato nei contratti medesimi;
 2. per gli altri impianti (lettera b) la media aritmetica mensile dei prezzi zonali orari di mercato dell'energia elettrica, ovvero, per i contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022 (e per l'anno 2023 quelli stipulati prima del 5 agosto 2022) il prezzo indicato nei contratti medesimi.
- Se la differenza tra il prezzo di riferimento ed il prezzo di mercato come sopra determinato è positiva, il GSE eroga il relativo importo al produttore. Nel caso in cui risulti negativa, il GSE provvede a richiedere al produttore l'importo corrispondente o eventualmente compensa con altre partite.
- Per l'anno 2023 la differenza è oggetto di regolazione tra GSE e produttore unicamente per i contratti di fornitura conclusi prima del 5 agosto 2022 a condizione che tali contratti non siano collegati all'andamento dei prezzi di mercato spot dell'energia e che, comunque, non siano stipulati a un prezzo medio superiore al 10 per cento rispetto al prezzo di mercato di riferimento, limitatamente alla durata di tali contratti.
- Ai fini di quanto indicato nei precedenti punti 1) e 2) rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del gruppo di appartenenza del produttore, anche non produttrici, e altre persone fisiche o giuridiche esterne al gruppo societario a cui appartiene il produttore.

La regolazione delle partite relative al periodo 1° febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, avviata nel mese di ottobre 2022 sulla base delle disposizioni contenute nella Delibera ARERA 266/2022/R/eel e correlate Regole Tecniche attuative emesse dal GSE è stata sospesa nel mese di dicembre 2022 e risulta tuttora pendente. A fronte di tale specifica misura governativa, il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 comprendeva un onere stimato in Euro 34.638 migliaia incluso nella voce “Altri costi operativi”. Ad agosto 2023 il Gruppo ha inviato al GSE le relazioni tecniche a consuntivo per il periodo 1° febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, rivedendo i conteggi sottostanti alla determinazione del prezzo medio di cessione e conseguentemente rideterminando in Euro 25.695 migliaia l'onere per l'esercizio 2022, con conseguente rilevazione nell'esercizio 2023 di una sopravvenienza attiva di Euro 8.943 migliaia. Il Gruppo ha inviato al GSE le relazioni tecniche a consuntivo per il periodo 1° gennaio 2023 – 30 giugno 2023 che hanno evidenziato un onere per l'esercizio 2023 di Euro 45.450 migliaia. La citata misura governativa ha avuto un impatto netto complessivo negativo sul Conto economico 2023 per complessivi Euro 36.507 migliaia.

La regolazione relativa alle partite relative alla medesima disposizione normativa riferite al periodo 1° gennaio 2023 – 30 giugno 2023, consistenti in un unico pagamento a conguaglio a fine periodo, non è ancora stata attivata dal GSE; nel mese di settembre 2023 il Gruppo ha provveduto a fornire tutte le informazioni, dati e dichiarazioni necessari all'implementazione della disposizione normativa citata e sue norme attuative specifiche per il primo semestre 2023,

costituite dalla Delibera ARERA 143/2023/R/eel e correlato aggiornamento di data 23 giugno 2023 delle Regole Tecniche attuative emesse dal GSE.

Al 31 dicembre 2023 la voce "Altri debiti" comprende debiti verso il GSE per Euro 44.225 migliaia (Euro 7.718 migliaia al 31 dicembre 2022) specificamente riferiti a tale misura governativa.

Come già menzionato nella relazione sulla gestione relativa al bilancio dell'esercizio precedente, la Legge di Bilancio 2023, in attuazione del Regolamento UE n. 2022/1854, approvata in data 29 dicembre 2022 ha introdotto un ulteriore meccanismo ad una via che comporta la corresponsione dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023 al GSE dei ricavi, qualora presenti, riferibili alla differenza del prezzo di mercato ed il CAP di 180 Euro/MWh, associati ad impianti di produzione a fonte rinnovabile non già assoggettati al CAP di 58 Euro/MWh introdotto dall'art. 15 bis del DL 4/2022. La disciplina attuativa è stata emanata da ARERA mediante Delibera 143/2023/R/eel (il medesimo atto finalizzato alla regolazione del CAP 58 Euro/MWh nel periodo di applicazione relativo all'anno 2023). Il GSE, pur avendo provveduto in data 23 giugno 2023 ad adeguare le Regole Tecniche applicative, non ha dato corso alla raccolta delle informazioni presso i produttori, pertanto, ad oggi, non sono presenti i presupposti per l'eventuale avvio della regolazione delle partite economiche relative. Va in questa sede rilevato il fatto che nel corso del primo semestre 2023 i prezzi medi mensili MGP sono stati sempre inferiori al CAP di 180 Euro/MWh. Tale provvedimento non ha avuto effetti per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023.

Nel corso dell'esercizio 2023 ha trovato infine effetto finanziario la previsione della Legge di Bilancio 2023 relativa al "contributo di solidarietà", applicato ai soggetti che esercitano attività di produzione di energia elettrica e gas, produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi, rivenditori di energia elettrica e gas e ai soggetti che, per la successiva rivendita, importano energia elettrica o gas. Tale contributo, dovuto se almeno il 75% dei ricavi (del periodo d'imposta antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023) deriva dalle attività indicate, è pari al 50% dell'imponibile IRES, nel periodo antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023, che eccede per almeno il 10% la media dei redditi nei quattro periodi di imposta antecedenti a quello in corso al 1° gennaio 2022, con un limite posto al 25% del valore del patrimonio netto. A fine giugno 2023 la società controllata HDE ha effettuato il versamento del corrispettivo di euro 21.258 migliaia, il cui effetto economico era già stato correttamente registrato nell'esercizio 2022 (si precisa che tale provvedimento non è stato riproposto per il 2023 e pertanto non ha comportato alcun onere per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023).

Si evidenzia inoltre che l'esercizio 2022 era stato interessato dal prelievo straordinario previsto dall'art. 37 del DL 21 marzo 2022 n. 21, e successive modifiche, calcolato sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e passive al netto dell'IVA, fatturate nel periodo ottobre 2021- aprile 2022 rispetto al periodo ottobre 2020 - aprile 2021, che ha comportato un onere nell'esercizio 2022 pari a euro 33.178 migliaia, incluso nella voce "Imposte" del conto economico 2022 (si precisa che tale provvedimento non è stato riproposto per il 2023 e pertanto non ha comportato alcun onere per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023).

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) Impairment Test: il valore contabile delle attività materiali e immateriali viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. Per l'avviamento, l'impairment test viene svolto almeno ad ogni chiusura di bilancio. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito 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.
- b) 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, 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.
- c) 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.
- d) 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.
- e) 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.
- f) Attività immateriali: il *fair value* dei servizi di costruzione, che rientrano tra i beni in concessione che seguono il trattamento secondo 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.
- g) 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.
- h) 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.

4. PRINCIPI CONTABILI: EMENDAMENTI E INTERPRETAZIONI APPLICABILI DAL PRESENTE ESERCIZIO

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal presente esercizio

Con decorrenza dal giorno 1° gennaio 2023 sono applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti, laddove previsto, dall'Unione Europea.

- Emendamenti allo IAS 1 "*Presentation of Financial Statement*". Il documento pubblicato dallo IASB Board include delle modifiche al documento "IFRS Practice Statements 2 – Making Material Judgements" che mirano a fornire delle linee guida su come applicare il concetto di "rilevanza" all'informativa sui principi contabili. In particolare, il principio sancisce che si devono descrivere in bilancio solamente i principi contabili rilevanti ("material") e non tutti i principi contabili significativi ("significant"). L'informazione è rilevante se, considerata insieme alle altre informazioni incluse nel bilancio, può ragionevolmente influenzare le decisioni prese dai primary users del bilancio. Per valutare la "rilevanza" dell'informativa è necessario considerare sia l'importo delle operazioni sia la loro natura, considerando quindi fattori sia quantitativi che qualitativi.
- Emendamenti allo IAS 8 "*Definition of Accounting Estimates*". Gli emendamenti allo IAS 8 chiariscono la distinzione tra cambiamenti nei principi contabili e cambiamenti nelle stime contabili. Le stime contabili devono essere intese come importi monetari rilevanti in bilancio, che hanno delle incertezze nella misurazione. La stima contabile è effettuata per raggiungere l'obiettivo del principio contabile, in quanto un principio contabile potrebbe richiedere di valutare delle voci di bilancio a importi monetari che non possono essere osservati direttamente e, per tale motivo, devono essere stimati attraverso l'uso di valutazioni e ipotesi basate sulle più recenti informazioni, attendibili, disponibili. Inoltre, i cambiamenti nelle stime contabili risultanti da nuove informazioni non devono considerarsi correzioni di errori.
- Emendamenti allo IAS 12 "*Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities Arising from a Single Transaction*". Le modifiche chiariscono che l'esenzione dalla rilevazione iniziale non si applica più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di pari ammontare, riducendo il campo di applicazione dell'eccezione. Per le transazioni oggetto delle modifiche, è richiesto che le relative attività e passività differite siano rilevate all'inizio del primo periodo comparativo presentato, con l'eventuale effetto cumulativo rilevato a rettifica degli utili portati a nuovo (o di altre componenti del patrimonio netto) a tale data. Inoltre, l'8 novembre 2023, con Regolamento UE 2023/2468, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il 9 novembre 2023, la Commissione Europea ha adottato le modifiche allo IAS 12 che introducono un'eccezione temporanea alla contabilizzazione delle imposte differite connesse all'applicazione del Pillar II dell'OCSE, e alle informazioni integrative. Si ricorda che la riforma fiscale OCSE "Global anti-base erosion model rules" ha introdotto un modello per affrontare le problematiche fiscali derivanti dalla digitalizzazione dell'economia. Le regole del Pillar II mirano a porre un limite alla concorrenza fiscale introducendo un'aliquota minima globale del 15% in ciascuna giurisdizione in cui operano le grandi imprese multinazionali.
- Emendamenti all'IFRS 17 "*Insurance Contracts*". L'IFRS 17 è stato emesso nel maggio 2017, in sostituzione all'IFRS 4, con la finalità di introdurre un modello di valutazione uniforme per i contratti assicurativi, definendone i criteri di rilevazione, misurazione e presentazione. Con tale finalità il principio:
 - ✓ Introduce un unico modello contabile per tutti i contratti assicurativi;
 - ✓ Richiede di fornire informazioni aggiornate in relazione ai rischi e le performance dei contratti assicurativi e alle obbligazioni;
 - ✓ Migliora la trasparenza delle informazioni finanziarie;
 - ✓ Con riferimento all'applicazione di tali principi, emendamenti e nuove interpretazioni, si segnala che non sono stati rilevati effetti sul bilancio consolidato 2023 del Gruppo.

Principi contabili applicabili in esercizi successivi a quello chiuso al 31.12.2023

I seguenti principi contabili, modifiche di principi contabili e interpretazioni emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea alla data di presentazione del bilancio 2023, risultano applicabili obbligatoriamente dagli esercizi successivi al 2023.

- Emendamenti allo IAS 1 "Presentation of financial statements". Le modifiche, emesse in data 31 ottobre 2022 e applicabili dal giorno 1° gennaio 2024 con applicazione anticipata consentita, chiariscono i requisiti da considerare per determinare se, nel prospetto della situazione patrimoniale finanziaria, i debiti e le altre passività con una data di regolamento incerta debbano essere classificati come correnti o non correnti (inclusi i debiti estinguibili mediante conversione in strumenti di capitale). Le modifiche proposte chiariscono che una passività è classificata come corrente quando l'entità, alla data di chiusura dell'esercizio, non ha un diritto a differire il suo regolamento per un periodo di almeno 12 mesi; il diritto a differire il pagamento non deve essere incondizionato, ma deve essere sostanziale ed esistente alla data di chiusura dell'esercizio. È irrilevante l'intenzione dell'entità di esercitare o meno tale diritto nei 12 mesi successivi (es. intenzione di rifinanziare un prestito estendendo la scadenza) ed eventuali decisioni assunte tra la data di chiusura del bilancio e la data della sua pubblicazione (es. decisione di rimborsare anticipatamente il prestito). Inoltre, se il diritto di differire il pagamento oltre 12 mesi di una passività derivante da un contratto di finanziamento è condizionato al rispetto di covenants, la classificazione della passività come corrente o non corrente dovrà tener conto di quanto segue:
 - il rispetto dei covenants contrattuali fino alla data di chiusura del bilancio è rilevante per determinare l'esistenza o meno del diritto a differire il pagamento della passività per un periodo di almeno di 12 mesi;
 - il rispetto dei covenants contrattuali da calcolare dopo la data di chiusura del bilancio non è rilevante per determinare l'esistenza o meno del diritto di differire il pagamento della passività per un periodo di almeno 12 mesi.

Con riferimento all'informativa di bilancio, l'entità deve fornire nelle note al bilancio le seguenti informazioni integrative con riferimento agli eventi successivi che non comportano una rettifica:

rifinanziamento a lungo termine di una passività classificata come corrente;

- risoluzione della violazione di un contratto di finanziamento a lungo termine, classificato come passività corrente;
- concessione da parte del finanziatore di un periodo di tolleranza per sanare la violazione di un contratto di finanziamento a lungo termine, classificato come passività corrente;
- regolamento di una passività classificata come non corrente.

Qualora l'entità abbia delle passività derivanti da accordi di finanziamento classificate come non correnti, il cui diritto a differire il pagamento è condizionato al rispetto di covenants da calcolare nei 12 mesi successivi alla data di chiusura del bilancio, dovrà fornire nelle note al bilancio le seguenti informazioni integrative:

- importo delle passività non correnti che sono soggette al rispetto di covenants nei successivi 12 mesi;
- descrizione dei covenants e indicazione delle date in cui l'entità dovrà rispettarli;
- fatti e circostanze, qualora esistenti, che evidenzino la difficoltà da parte dell'entità di rispettare i covenants (es.: azioni poste in essere prima e/o dopo la data di bilancio per evitare il breach dei covenants; il fatto che i covenants da rispettare nei 12 mesi successivi non sarebbero rispettati utilizzando i dati alla data di chiusura dell'esercizio).

- Emendamenti all'IFRS 16 "Leases: lease liability in a sale and leaseback". Le modifiche, emesse in data 22 settembre 2022 e applicabili dal 1° gennaio 2024 con applicazione anticipata consentita, hanno ad oggetto la contabilizzazione di un'operazione di vendita e retrolocazione, che prevede il pagamento da parte del locatario-venditore di canoni variabili.

- Emendamenti allo IAS 7 “Statement of Cash Flows”. Il 25 maggio ha pubblicato “Supplier Finance Arrangements” che modifica lo IAS 7 per disciplinare i requisiti di presentazione di passività e relativi flussi finanziari derivanti da accordi di finanziamento nella catena di approvvigionamento e relative informazioni integrative. Prima delle modifiche né lo IAS 7 né l’IFRS 7 prevedevano obblighi informativi specifici per il reverse factoring. Il principio richiede di fornire informazioni che consentano agli utilizzatori del proprio bilancio di valutare la natura e l’entità dei rischi derivanti da strumenti finanziari ai quali l’entità è esposta; i reverse factoring spesso danno luogo ad un rischio di liquidità a causa della concentrazione di una parte delle passività con un istituto finanziario. Tali disposizioni sono applicabili dal 1° gennaio 2024.
- Emendamenti allo IAS 21 “The Effects of Changes in Foreign Exchange Rate”. Il 15 agosto 2023 lo IASB ha pubblicato “Lack of Exchangeability” che ha definito principalmente:
 - I requisiti per stabilire quando una valuta è convertibile in un’altra e quando non lo è;
 - I requisiti per stimare il tasso di cambio a pronti quando una valuta non è convertibile in un’altra e i relativi requisiti di informativa aggiuntivi.

Tale emendamento entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2025.

5. RISCHIO DI MERCATO

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 2023 l’indebitamento finanziario del Gruppo è costituito da:

- prestito obbligazionario per euro migliaia 110.000, a tasso fisso del 4,6%, emesso dalla controllata SET S.p.A.;
- prestito obbligazionario per euro migliaia 5.052, a tasso variabile, emesso dalla Dolomiti Energia Holding S.p.A.;
- finanziamenti a tasso variabile parametrati al tasso Euribor di periodo e a tasso fisso.

Nel corso dell’esercizio 2023 è stato estinto un mutuo per euro migliaia 350.000, tasso variabile, stipulato con un pool di banche dalla Dolomiti Energia Holding S.p.A. e assistito per l’80% da garanzia SACE ai sensi del Decreto Aiuti (DL 17 maggio 2022, n. 50) e successive modifiche ed integrazioni

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.

Si riepilogano di seguito le principali caratteristiche degli strumenti derivati sottoscritti dal Gruppo per la copertura del rischio di variazione di tasso di interesse e in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

Al 31 dicembre 2023 - IRS

Data operazione	25/05/2017	26/05/2017
Società	Dolomiti Energia Holding Spa	Dolomiti Energia Holding Spa
Controparte	Unicredit	Intesa San Paolo
Decorrenza	01/01/2021	01/01/2021
Scadenza	30/09/2032	30/09/2032

Nozionale in Euro	36.458.333	36.458.333
Interesse variabile	Euribors 3M (floor -0,80)	Euribors 3M (floor -0,80)
Interesse fisso	1,34%	1,32%
<i>Fair value</i>	1.707.393	1.731.530

AI 31 dicembre 2022 - IRS

Data operazione	25/05/2017	26/05/2017
Società	Dolomiti Energia Holding Spa	Dolomiti Energia Holding Spa
Controparte	Unicredit	Intesa San Paolo
Decorrenza	01/01/2021	01/01/2021
Scadenza	30/09/2032	30/09/2032
Nozionale in Euro	40.625.000	40.625.000
Interesse variabile	Euribors 3M (floor -0,80)	Euribors 3M (floor -0,80)
Interesse fisso	1,3400%	1,3235%
<i>Fair value</i>	3.275.725	3.359.630

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 2023 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:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	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 2022	206	(206)	206	(206)
Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021	1.768	(1.768)	1.768	(1.768)

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 2023 e 2022 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:

<i>Dati in migliaia di euro</i>	Al 31 dicembre 2023 Commodity	Al 31 dicembre 2022 Commodity
Data operazione	2021/2022/2023	2020/2021/2022
Società	Dolomiti Energia Trading SpA	Dolomiti Energia Trading SpA
Controparte	varie (*)	varie (*)
Sottostante	Power/Gas/CO2	Power/Gas/CO2
Scadenza	2024/2025/2026	2023/2024
Nozionali operazioni buy	196.102	817.238
<i>Fair value operazioni buy</i>	(31.562)	289.368
Nozionali operazioni sell	343.343	862.636
<i>Fair value operazioni sell</i>	62.876	(303.994)

(*) 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 2023 e al 31 dicembre 2022 è rappresentata dalla sommatoria delle attività finanziarie iscritte in bilancio, riepilogate di seguito:

<i>in migliaia di Euro</i>	Al 31 dicembre	
	2023	2022
Crediti verso clienti	477.602	654.746
Crediti verso imprese collegate	27	44
Crediti verso altri	96	102
Crediti verso imprese sorelle	1.882	7.829
Fondo svalutazione crediti	(17.592)	(20.009)
Totale	462.015	642.712

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:

(In migliaia di Euro)	Al 31 dicembre 2023		
	Scadenza		
	Entro 1 anno	Tra 1 e 5 anni	Oltre 5 anni
Debiti commerciali	275.265	-	-
Debiti verso banche e altri finanziatori	139.758	65.993	220.543
Passività per imposte correnti	45.915	-	-
Altri debiti	65.743	117.828	-
Totale	526.781	183.821	220.543
(In migliaia di Euro)	Al 31 dicembre 2022		
	Entro 1 anno	Tra 1 e 5 anni	Oltre 5 anni
Debiti commerciali	353.102	-	-
Debiti verso banche e altri finanziatori	768.030	461.508	237.279
Passività per imposte correnti	22.665	-	-
Altri debiti	36.819	112.585	-
Totale	1.180.632	574.093	237.279

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.

Nella tabella di seguito vengono rappresentate le attività e le passività che sono misurate al fair value al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

(in migliaia di Euro)	Al 31 dicembre 2023		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Strumenti finanziari derivati (<i>interest rate swap</i>)	-	3.439	-
Strumenti finanziari derivati (<i>commodities</i>)*	-	31.314	-

* 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. Il fair value negativo degli Strumenti finanziari derivati (*commodities*) è composto da Strumenti finanziari derivati (*commodities*) con fair value positivo e fair value negativo rispettivamente per euro 80.443 migliaia e per euro 49.129 migliaia.

(in migliaia di Euro)	Al 31 dicembre 2022		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Strumenti finanziari derivati (<i>interest rate swap</i>)	-	6.635	-
Strumenti finanziari derivati (<i>commodities</i>)*	-	(14.626)	-

* 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. Il fair value negativo degli Strumenti finanziari derivati (*commodities*) è composto da Strumenti finanziari derivati (*commodities*) con fair value positivo e fair value negativo rispettivamente per euro 684.651 migliaia e per euro 699.277 migliaia.

Si ricorda che i crediti e i debiti commerciali sono stati valutati al valore contabile in quanto si ritiene che lo stesso approssimi il valore corrente.

La tabella seguente fornisce una ripartizione delle attività e passività finanziarie per categoria al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

Al 31 dicembre 2023				
<i>(In migliaia di Euro)</i>	Attività/passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Attività/passività finanziarie valutate al fair value FVOCI	Attività/passività finanziarie valutate al fair value FVTPL	Totale
ATTIVITA' CORRENTI				
Disponibilità liquide	30.760	-	-	30.760
Crediti commerciali	462.015	-	-	462.015
Altre attività correnti	54.954	-	-	54.954
Attività finanziarie correnti	38.475	26.223	54.220	118.918
ATTIVITA' NON CORRENTI				
Altre attività non correnti	23.464	-	-	23.464
Attività finanziarie non correnti	6.983	4.507	-	11.490
PASSIVITA' CORRENTI				
Debiti commerciali	275.365	-	-	275.365
Passività finanziarie correnti	92.449	825	46.484	139.758
Altri debiti correnti	65.743	-	-	65.743
PASSIVITA' NON CORRENTI				
Passività finanziarie non correnti	284.716	24	1.796	286.536
Altri debiti non correnti	117.828	-	-	117.828
Al 31 dicembre 2022				
<i>(In migliaia di Euro)</i>	Attività/passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Attività/passività finanziarie valutate al fair value FVOCI	Attività/passività finanziarie valutate al fair value FVTPL	Totale
ATTIVITA' CORRENTI				
Disponibilità liquide	86.530	-	-	86.530
Crediti commerciali	642.712	-	-	642.712
Altre attività correnti	52.328	-	-	52.328
Attività finanziarie correnti	43.278	46.674	637.977	727.929
ATTIVITA' NON CORRENTI				
Altre attività non correnti	29.607	-	-	29.607
Attività finanziarie non correnti	4.080	6.635	-	10.715
PASSIVITA' CORRENTI				
Debiti commerciali	353.102	-	-	353.102
Passività finanziarie correnti	123.627	29.819	614.584	768.030
Altri debiti correnti	36.819	-	-	36.819
PASSIVITA' NON CORRENTI				
Debiti verso banche e altri finanziatori non correnti	643.912	2.818	52.057	698.787
Altri debiti non correnti	112.585	-	-	112.585

Al 31 dicembre 2023, le passività finanziarie correnti e non correnti includono per euro 117.067 migliaia il valore dei prestiti obbligazionari a tasso fisso (nota 7.18), il cui valore al fair value alla data del 31 dicembre 2023 è negativo per euro 115.395 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 Raffreddamento;
3. Distribuzione e reti;
4. Commerciale e trading;
5. Ciclo idrico e Ambiente;
6. Servizi energetici;
7. Altri servizi minori.

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:

2023

(in migliaia di Euro)	Produzione energia elettrica	Produzione Calore, Vapore e raffreddamento	Distribuzione e reti	Commerciale e trading	Ciclo idrico e Ambiente	Servizi energetici	Altri Servizi Minori	Totale
EBITDA	261.072	4.373	65.732	47.379	9.854	7.671	(3.482)	392.599
EBIT	245.237	2.079	39.197	44.115	2.782	5.129	(13.241)	325.298

2022

(in migliaia di Euro)	Produzione energia elettrica	Produzione Calore, Vapore e raffreddamento	Distribuzione e reti	Commerciale e trading	Ciclo idrico e Ambiente	Servizi energetici	Altri Servizi Minori	Totale
EBITDA	147.166	6.194	64.453	(30.916)	9.203	6.487	(6.084)	196.503
EBIT	132.608	3.922	37.580	(48.450)	1.944	5.552	(14.692)	118.463

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 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di euro)</i>	Diritti d'uso fabbricati	Diritti d'uso altri beni	Totale
Saldo al 31 dicembre 2021	4.240	3.701	7.941
<i>Di cui:</i>			
Costo storico	20.798	6.273	27.071
Fondo ammortamento	(16.558)	(2.572)	(19.130)
Incrementi	666	670	1.336
Ammortamenti	(1.108)	(1.117)	(2.225)
Disinvestimenti	(1.056)	(468)	(1.524)
Decremento fondo	1.056	443	1.499
Variazione fondo			-
Saldo al 31 dicembre 2022	3.798	3.229	7.027
<i>Di cui:</i>			
Costo storico	20.408	6.475	26.883
Fondo ammortamento	(16.610)	(3.246)	(19.856)
Incrementi	363	880	1.243
Ammortamenti	(1.092)	(1.079)	(2.171)
Disinvestimenti	(126)	(1.080)	(1.206)
Decremento fondo	110	1.116	1.226
Variazione fondo			-
Saldo al 31 dicembre 2023	3.053	3.066	6.119
<i>Di cui:</i>			
Costo storico	20.645	6.275	26.920
Fondo ammortamento	(17.592)	(3.209)	(20.801)

“Diritti d'uso di fabbricati”, pari ad euro 3.053 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 3.066 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.

<i>(In migliaia di Euro)</i>	Note	Al 31 dicembre 2023
Ammortamento diritti d'uso	8.7	2.171
Interessi passivi su passività finanziarie per locazioni	8.10	142
Costi relativi a contratti a breve termine	8.5	1.189
Costi relativi a contratti per beni di modesto valore	8.5	652
Costi relativi a contratti 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		4.829
<i>Utili/(perdite) di operazioni di vendita e retrolocazione</i>		-

7.2 Beni in concessione

Si riporta di seguito la movimentazione della voce “Beni in concessione” per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di euro)</i>	Rete elettrica	Rete gas	Rete idrica	Totale
Saldo al 31 dicembre 2021	331.235	214.560	74.609	620.404
<i>Di cui:</i>				
<i>Costo storico</i>	802.122	397.076	149.748	1.348.946
<i>Fondo ammortamento</i>	(470.887)	(182.516)	(75.139)	(728.542)
Incrementi	34.740	24.310	9.145	68.195
Decrementi (costo storico)	(1.312)	(889)	(506)	(2.707)
Decrementi (fondo)	983	290	457	1.730
Riclassifiche (fondo)		-		-
Ammortamenti	(19.191)	(4.561)	(4.200)	(27.952)
Variazione fondo		-		-
Saldo al 31 dicembre 2022	346.455	233.710	79.505	659.670
<i>Di cui:</i>				
<i>Costo storico</i>	835.550	406.401	158.387	1.400.338
<i>Fondo ammortamento</i>	(489.095)	(172.227)	(78.882)	(740.204)
Incrementi	60.742	16.469	8.533	85.744
Decrementi (costo storico)	(14.687)	(631)	(640)	(15.958)
Decrementi (fondo)	10.014	247	149	10.410
Riclassifiche (fondo)		-		-
Ammortamenti	(20.172)	(3.011)	(4.459)	(27.642)
Variazione fondo		-		-
Saldo al 31 dicembre 2023	382.352	247.248	83.088	712.688
<i>Di cui:</i>				
<i>Costo storico</i>	881.605	422.239	166.280	1.470.124
<i>Fondo ammortamento</i>	(499.253)	(174.991)	(83.192)	(757.436)

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 beni 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 agli importi contabilizzati tra i diritti su beni in concessione per la distribuzione dell'energia elettrica.

Il test avviene confrontando il valore contabile (carrying value) dell'attività o del gruppo di attività componenti l'unità generatrice di flussi finanziari (C.G.U.) 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). Ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti dal budget 2024 e dal piano economico finanziario 2024-2027 predisposto dal management, nonché il previsto valore residuo delle opere e dei cespiti realizzati durante il periodo concessorio, che si prevede di ottenere al termine della Concessione.

Ai fini dell'esecuzione del test di impairment il Gruppo ha determinato un'unica C.G.U. coincidente con la società controllata SET.

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 4,4% (6,0% 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 28 novembre 2023 556/2023/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 agli importi contabilizzati tra i diritti su beni in concessione riferiti alla distribuzione dell'energia elettrica e, conseguentemente, non sono state effettuate svalutazioni di tali attività. Anche incrementando del 25% il WACC utilizzato, l'impairment test non evidenzia perdite durevoli di valore.

Per i beni in concessione per la distribuzione del gas, gli accordi con l'ente pubblico prevedono che in caso di scadenza e di conseguente acquisto dei cespiti oggetto della concessione, la remunerazione per la società

concessionaria (Novareti) sia pari al VIR (Valore Industriale Residuo) il quale risulta essere superiore al Valore Netto Contabile dei cespiti.

Per i beni in 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".

Alla luce di dette disposizioni non sono stati individuati impairment indicators per quanto riguarda i beni in concessione per la distribuzione del gas ed i beni in concessione per la distribuzione dell'acqua.

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 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di euro)</i>	Avviamento	Concessioni	Diritti brevetto ind. e di utiliz.oper. ing.	Altre	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Saldo al 31 dicembre 2021	36.853	21.849	14.725	2.382	8.212	84.021
<i>Di cui:</i>						
Costo storico	37.079	67.104	63.952	10.524	8.360	187.019
Fondo ammortamento	(226)	(45.255)	(49.227)	(8.142)	(148)	(102.998)
Incrementi	81	116	12.593	2.149	4.386	19.325
Decrementi (costo storico)	-	-	(2.537)	-	(2.932)	(5.469)
Decrementi (fondo)	-	-	2.190	-	-	2.190
Ammortamenti	(104)	(6.009)	(8.285)	(1.037)	-	(15.435)
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Variazione area di consolidam ^{te}	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 dicembre 2022	36.830	15.956	18.686	3.494	9.666	84.632
<i>Di cui:</i>						
Costo storico	37.160	67.220	74.008	12.673	9.814	200.875
Fondo ammortamento	(330)	(51.264)	(55.322)	(9.179)	(148)	(116.243)
Incrementi	139	-	7.501	573	12.277	20.490
Decrementi (costo storico)	-	-	(2)	-	(68)	(70)
Decrementi (fondo)	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(103)	(5.810)	(8.776)	(943)	-	(15.632)
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Variazione area di consolidam ^{te}	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 dicembre 2023	36.866	10.146	17.409	3.124	21.875	89.420
<i>Di cui:</i>						
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)

Impairment test dell'avviamento al 31 dicembre 2023

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 CGU coincidenti con le società SET Distribuzione (distribuzione energia elettrica) e Dolomiti Energia (vendita energia elettrica e gas). Il test avviene confrontando il valore contabile (carrying value) dell'attività o del gruppo di attività componenti l'unità generatrice di flussi finanziari (C.G.U.) 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 avviamento ammonta ad euro 30.415 migliaia, ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti dal budget 2024 e piano industriale 2025-2027 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 4,38% (6,0% 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 28 novembre 2023 556/2023/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 2023 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 5.589 migliaia, ai fini dello svolgimento del test di impairment sono stati utilizzati i flussi di cassa espliciti previsti dal budget 2024 e industriale 2025-2027 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'9,5%, 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 2023 e, conseguentemente, non sono state effettuate svalutazioni di tali attività.

Per entrambe le CGU, anche incrementando del 25% il WACC utilizzato, l'impairment test non evidenzerebbe perdite durevoli di valore.

Le "concessioni" includono principalmente il valore allocato a tale voce in sede di primo consolidamento integrale della partecipata Hydro Dolomiti Energia Srl, avvenuto con decorrenza 1° marzo 2016.

I "diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno" includono interamente i costi relativi all'acquisizione, implementazione e sviluppo dei software a servizio delle attività espletate dalle società appartenenti al Gruppo Dolomiti Energia.

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 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di euro)</i>	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Saldo al 31 dicembre 2021	92.564	815.945	7.088	7.235	1.761	924.593
<i>Di cui:</i>						
Costo storico	138.476	1.483.184	25.429	29.928	1.761	1.678.778
Fondo ammortamento	(45.912)	(667.239)	(18.341)	(22.693)	-	(754.185)
Incrementi	988	10.123	849	1.112	5.423	18.495
Decrementi (costo storico)	(7)	(3.556)	(25)	(238)	(2.883)	(6.709)
Decrementi (fondo)	-	2.448	24	228	-	2.700
Riclassifiche (costo storico)	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche (fondo)	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(1.624)	(10.180)	(412)	(1.612)	-	(13.828)
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 dicembre 2022	91.921	814.780	7.524	6.725	4.301	925.251
<i>Di cui:</i>						
Costo storico	140.121	1.442.365	26.253	30.802	4.301	1.643.842
Fondo ammortamento	(48.200)	(627.585)	(18.729)	(24.077)	-	(718.591)
Incrementi	2.313	7.462	580	2.776	6.201	19.332
Decrementi (costo storico)	(251)	(3.242)	(2)	(100)	-	(3.595)
Decrementi (fondo)	96	1.503	2	98	-	1.699
Riclassifiche (costo storico)	-	-	-	-	(1.334)	(1.334)
Riclassifiche (fondo)	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(1.726)	(11.010)	(366)	(1.490)	(7)	(14.599)
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 dicembre 2023	92.353	809.493	7.738	8.009	9.161	926.754
<i>Di cui:</i>						
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)

Gli investimenti dell'esercizio sono principalmente riferiti a manutenzioni straordinarie, interventi per adeguamenti normativi e ampliamenti delle reti di proprietà, nonché degli impianti idroelettrici.

Le altre variazioni dell'esercizio sono riconducibili al normale andamento degli investimenti e degli ammortamenti.

Con riferimento agli impianti idroelettrici, le cui concessioni sono in buona parte in scadenza nei prossimi anni, si riporta a seguire una sintesi del quadro normativo di riferimento per le concessioni di grandi derivazioni, che prevede quanto segue.

Quadro normativo e tariffario

La riassegnazione delle concessioni di derivazione

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 nel bilancio relativo all'esercizio precedente, integrate sulla base degli sviluppi intercorsi nell'anno 2023.

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 agosto 1972, n. 670 e della L.P. 6 marzo 1998, n. 4".

Alla luce di quanto sopra ed in considerazione dell'ulteriore spostamento del termine del 31 dicembre 2023 al 31 dicembre 2024 per effetto delle norme intervenute nell'anno 2022 più avanti descritte, le società controllate Hydro Dolomiti Energia Srl e Dolomiti Edison Energy Srl hanno proceduto alla rimodulazione degli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili nel corso dell'esercizio 2022.

Il precetto di cui al punto b) di cui sopra è stato declinato, ancorché non esaustivamente disciplinato, dall'art. 26 quater dell'aggiornata Legge Provinciale n. 4/1998; il citato articolo stabilisce che il concessionario uscente matura il diritto al riconoscimento di un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato alle seguenti condizioni:

- I. esclusivamente in riferimento a investimenti sui beni di cui al primo comma dell'articolo 25 del regio decreto n. 1775 del 1933, anche previsti dagli atti di concessione, previa autorizzazione della Provincia, purché si realizzi l'aumento della produttività complessiva dell'impianto ovvero della sua capacità modulante o del rendimento complessivo dello stesso;

II. il concessionario abbia affidato i lavori, le forniture e i servizi effettuati per realizzare gli investimenti sui beni nel rispetto delle procedure di evidenza pubblica previste dalla normativa in materia di appalti pubblici.

In considerazione della non sussistenza di investimenti che posseggono le caratteristiche di cui al punto I. precedente e alla luce della mancata definizione della modalità di calcolo dell'indennizzo, che la Legge Provinciale n. 4/1998 affida ad una specifica Deliberazione di Giunta, è stata confermata l'assunzione di azzeramento a fine concessione del valore netto contabile afferente alle cosiddette "opere bagnate".

Ulteriori elementi salienti contenuti nella citata Legge Provinciale 21 ottobre 2020 n. 9 citata sono i seguenti:

- in riferimento alla modalità di valutazione delle opere cosiddette "asciutte" (in sostanza centrali idroelettriche e loro contenuto), è ribadito, diversamente 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, 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 08/07/1976 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.

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 agosto 1972, 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 spostata al mese di maggio 2024. Alla data di redazione della presente relazione non sono prevedibili né gli esiti della discussione né gli esiti della controversia. La situazione di stallo instauratasi ha impedito l'attivazione della procedura prevista dalla LP n. 16/2022 e del conseguente spostamento del termine di riassegnazione al 2029, poiché non è stato emanato il regolamento attuativo previsto dalla medesima norma.

Nel quadro di forte incertezza sopra rappresentato, l'azione degli enti concedenti è stata nel corso del 2023 confusa e scoordinata; nonostante la norma vigente nelle Regioni a statuto ordinario prevedesse e preveda tuttora la data del 31 dicembre 2023 quale termine 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 (senza pubblicazione di bando) ed emettendo la seconda, con Determina dell'Agenzia Regionale per la Committenza di data 31 dicembre 2023, un bando di gara per tre concessioni.

Da segnalare infine l'avvenuta valutazione di fattibilità nel corso dell'anno 2023 da parte della Regione Piemonte di una proposta di partenariato pubblico privato presentata da parte del concessionario uscente relativa a n°6 concessioni.

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:

in migliaia di Euro	Al 31 dicembre	
	2023	2022
Partecipazioni in imprese collegate	74.018	55.067
Partecipazioni in altre imprese	23.854	23.854
Totale Partecipazioni	97.872	78.921

Nelle società collegate sono incluse le imprese valutate con il metodo del patrimonio netto. Per una descrizione delle società partecipate si rinvia alle pagine successive.

Si riporta la movimentazione delle partecipazioni in imprese collegate e in altre imprese per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

(in migliaia di Euro)	% capitale sociale al 31 dicembre 2023	Al 1 gennaio 2022	Acquisizioni - Cessioni	Altre Variazioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Al 31 dicembre 2022	Acquisizioni - Cessioni	Altre Variazioni	Svalutazioni Rettifiche	Al 31 dicembre 2023
Società collegate											
SF ENERGY	50,00%	25.756	-	-	(843)	24.913				(661)	24.252
IVI GNL	50,00%	508	-	-	(18)	490				(15)	475
NEOGY	50,00%	456	-	-	(456)	-		500		(500)	-
ECOPUGLIA ENEGIA	42,73%							15.958		254	16.212
GIUDICARIE GAS	43,35%	1.417	-	-	-	1.417				42	1.459
EPQ	33,33%	11.582	-	-	(389)	11.193	245			265	11.703
RABBIES ENERGIA	31,02%	2.393	-	-	125	2.518				41	2.559
TECNO DATA	25,00%	372	36	-	(35)	373				(47)	326
BIOENERGIA TRENTO	24,90%	1.613	-	-	(75)	1.538				675	2.213
MASOENERGIA	26,25%	1.536	-	-	(38)	1.498				55	1.553
AGS Riva del Garda	20,00%	10.749	-	-	(125)	10.624				2.104	12.728
SG ELETRICA BRASIL	20,00%	7	-	-	-	7					7
VERMIGLIANA	20,00%	444	-	-	30	474				35	509
RENEVABILITY		-	20	-	-	20					20
ENERGY_NET	20,00%	2	-	-	-	2					2
Totale Società Collegate		56.835	56	-	-	(1.824)	55.067	16.203	-	2.748	74.018
Altre Imprese											
PRIMIERO ENERGIA	19,94%	4.615	-	-	-	4.615					4.615
INIZIATIVE BRESCIANE	16,53%	17.660	-	-	-	17.660					17.660
BIO ENERGIA FIEMME	11,46%	785	-	-	-	785					785
CHERRYCHAIN	10,00%	300	-	-	-	300					300
DISTR. TECNOL. TRENTO S. Cons.	1,77%	5	-	-	-	5					5
ISTITUTO ATESINO SVILUPPO	0,32%	387	-	-	-	387					387
SPREENTECH	-	-	100	-	-	100					100

COOPERATIVA ENERGYLAND	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	1
CONS.ASSINDUSTRIA ENERGIA	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Totale Altre Imprese		23.754	100	-	-	-	23.854	100	-	-	23.854
		80.589	156			1.824	78.921	16.203	-	2.748	97.872

La valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni nelle società collegate è stata eseguita utilizzando i relativi bilanci al 31 dicembre 2023 approvati dai rispettivi organi amministrativi, ad eccezione delle partecipazioni in Rabbies Energia, Tecnodata, Bioenergia Trentino, Masoenergia, AGS Riva del Garda e Vermigliana per le quali si è utilizzato il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022 (non essendo ancora disponibili i bilanci al 31 dicembre 2023).

Di seguito si riportano il riepilogo dei dati economici finanziari per le joint venture e per le società collegate rilevanti per l'entità al 31 dicembre 2023 e 2022:

Dati di sintesi al 31.12.2023 <i>(in migliaia di Euro)</i>	SF Energy Srl 50%	Neogy Srl 50%
Dividendi percepiti	-	-
CONTO ECONOMICO		
Ricavi	20.307	8.089
Margine Operativo lordo	2.008	(297)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.223)	(1.004)
Risultato operativo netto	785	(1.301)
Interessi attivi	28	-
Interessi passivi	(360)	(100)
Imposte sul reddito	(64)	-
Risultato d'esercizio	389	(1.401)
SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA		
Totale attività	47.136	13.240
Patrimonio netto	19.384	(509)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.012	797
Passività finanziarie correnti	-	10.000
Passività finanziarie non correnti	16.000	-
Dati di sintesi al 31.12.2022 <i>(in migliaia di Euro)</i>	SF Energy Srl 50%	Neogy Srl 50%
Dividendi percepiti	-	-
CONTO ECONOMICO		
Ricavi	16.678	4.424
Margine Operativo lordo	1.544	(2.149)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.063)	(830)
Risultato operativo netto	481	(2.979)
Interessi attivi	11	-
Interessi passivi	(200)	(57)
Imposte sul reddito	(264)	(6)
Risultato d'esercizio	28	(3.042)
SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA		
Totale attività	31.659	9.670
Patrimonio netto	18.995	2.912
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.189	646
Passività finanziarie correnti	50	5.516
Passività finanziarie non correnti	8.000	-

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 Srl – Bolzano. Capitale sociale euro 7.500.000 interamente versato, suddiviso in n. 7.500.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding detiene il 50,00% del Capitale Sociale pari a n. 3.750.000 quote del valore nominale di euro 3.750.000. La società è concessionaria dell'impianto idroelettrico di grande derivazione di San Floriano (Egna); la valutazione della partecipazione riflette aspettative di significativi flussi di cassa futuri legati alla durata delle concessioni.

NEOGY Srl – Bolzano. Capitale sociale euro 750.000 interamente versato, suddiviso in n. 750.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding 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 Holding 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. In questa fase di espansione dell'attività, nel corso dell'esercizio la società è stata ricapitalizzata in conto capitale per euro 500 migliaia; analizzando le perdite pregresse e quelle dell'esercizio in corso, si è provveduto prudenzialmente a svalutare totalmente il valore residuo della partecipazione (euro 500 migliaia).

IVI GNL Srl – Santa Giusta Oristano. Capitale Sociale euro 1.100.000 interamente versato, suddiviso in n. 1.100.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding detiene il 50% del Capitale Sociale pari a n. 550.000 azioni del valore nominale di euro 550.000. IVI GNL opera nel settore della distribuzione di combustibili gassosi e nella realizzazione di impianti di rigassificazione e di stoccaggio di gas metano liquido.

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 Holding 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.

EPQ Srl – Trento. Capitale Sociale euro 100.000 interamente versato, suddiviso in n. 100.000 azioni da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding detiene il 33% del Capitale Sociale pari a n. 33.000 azioni del valore nominale di euro 33.000. La partecipazione nella società si occupa di energy management e transizione energetica. Nei primi mesi del 2024 è stato acquisito il restante 67% del Capitale Sociale.

TECNODATA TRENTINA Srl – Trento. Capitale Sociale euro 12.560 interamente versato, suddiviso in n. 12.560 azioni da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding 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 TRENINO Srl – 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 Holding 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 Holding 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 SpA 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 srl e Dolomiti Energia Wind Power srl 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 Holding 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 Holding 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.

SPREENTECH VENTURES Srl – Rovereto (TN). Capitale Sociale euro 50.000 interamente versato, suddiviso in n. 50.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding detiene il 12,05% del Capitale Sociale pari a n. 6.024 quote del valore nominale di euro 6.024. 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 Holding detiene il 11,46% del Capitale Sociale pari a n. 134.800 azioni del valore nominale di euro 808.800. La società è 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 Srl – Pergine Valsugana. Capitale sociale euro 265.000, interamente versato, suddiviso in n. 265.000 azioni da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding 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 TRENINO Soc. Cons. a r.l. – Rovereto. Capitale Sociale euro 189.000 interamente versato, suddiviso in 189.000 quote da euro 1 cadauna; Dolomiti Energia Holding detiene il 2,76% del Capitale Sociale pari a n. 5.221 quote del valore nominale di euro 5.221. 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 Holding 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 Attività finanziarie non correnti

Si riporta di seguito il dettaglio delle attività finanziarie non correnti al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Titoli presso il Fondo Immobiliare Clesio	-	-
Crediti finanziari verso collegate	8.000	4.000
Strumenti finanziari derivati	3.439	6.635

Altri	51	80
Attività finanziarie non correnti	11.490	10.715

La voce "Attività finanziarie non correnti" include il Fondo Immobiliare Clesio (valore netto contabile nullo al 31 dicembre 2023 e alla fine del precedente esercizio), 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.

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 tranches 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 4.000 migliaia, così da arrivare ad un totale erogati di euro 8.000 al 31 dicembre 2023.

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 2023 dei derivati è risultato positivo per euro 3.439 migliaia (positivo per euro 6.635 migliaia al 31 dicembre 2022), iscritto tra le attività finanziarie non correnti in contropartita ad apposita riserva di patrimonio netto.

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 2023 e al 31 dicembre 2022.

Imposte anticipate

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Immobilizzazioni	37.337	38.751
Fondo svalutazione crediti	3.420	3.554
Premi di produzione	1.382	1.202
Fondi rischi e oneri	4.763	7.021
Fair value derivati	1.477	20.151
Interessi passivi indeducibili	932	936
Svalutazione fondi immobiliari	3.763	3.763
Benefici a dipendenti	1.035	1.085
Altre minori	385	388
Totale imposte anticipate	54.494	76.851

Imposte differite

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Immobilizzazioni materiali	125.927	126.052
Immobilizzazioni immateriali	26.493	28.570
Avviamento	9.891	9.442
Fondo svalutazione crediti	57	57
Derivati	10.357	19.821
Altre minori	37	38
Totale imposte differite	172.762	183.980

7.8 Altre attività non correnti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Altre attività non correnti" al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Ratei e risconti attivi	2.014	1.5265
Depositi cauzionali	5.615	25.683
Altri	15.835	2.659
Totale Altre attività non correnti	23.464	29.607

Nel 2022 la voce altre attività non correnti accoglieva depositi cauzionali ed in particolare depositi infruttiferi versati a titolo di garanzia al Gestore dei Mercati Energetici (GME) per poter operare in netting sui mercati della Borsa Elettrica Italiana (IPEX) e del gas (MGAS), sulla Piattaforma Conti Energia a termine e sul Mercato dei Prodotti Giornalieri dell'energia (MPEG) per euro 4.004 migliaia. Nel corso dell'esercizio tali depositi sono stati completamente rimborsati in quanto sostituiti da garanzie fideiussorie.

Il saldo include inoltre depositi a garanzia delle operazioni effettuate sui mercati borsistici internazionali per euro 1.120 migliaia (euro 5.652 migliaia alla fine del precedente esercizio), in sensibile calo rispetto al saldo di fine 2022 a seguito della riduzione 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 20.609 migliaia e versamenti per euro 16.075 migliaia.

Il saldo a fine esercizio include, tra gli altri, anche depositi non fruttiferi a favore di Terna Spa per complessivi euro 3.612 migliaia (euro 6.529 migliaia al 31 dicembre 2022), corrisposti in adempimento delle previsioni disciplinari per il Mercato della Capacità. I depositi a favore di SNAM Rete GAS pari ad euro 4.540 migliaia al 31 dicembre 2022 risulta completamente rimborsato al 31 dicembre 2023. La voce "Altri" include i crediti tributari relativi agli interventi di ristrutturazione ed efficientamento energetico compensabili dal 2025. L'incremento deriva dalla finalizzazione dell'iter di cessione.

7.9 Rimanenze

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Rimanenze" al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Materie prime, sussidiarie e di consumo	18.261	78.694
Altre rimanenze	1.424	2.381
Totale	19.685	81.075

Le rimanenze di materie prime, pari ad euro 18.261 migliaia, includono per euro 18.222 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 e giacenze di gas naturale (euro 78.694 migliaia al 31 dicembre 2022). Nel corso dell'esercizio non si è provveduto a gestire lo stoccaggio di gas naturale e la riduzione delle giacenze è dovuta quasi esclusivamente a questo evento.

Nell'esercizio 2022 le rimanenze comprendevano il valore della giacenza di gas naturale e gnl in stoccaggio per euro 47.959 migliaia. La variazione rispetto al precedente esercizio riflette le politiche strategiche ed operative aziendali; in particolare nel 2022 tutti gli Stati europei, Italia compresa, hanno stabilito un programma forzato di riempimento degli stoccaggi durante l'estate 2022 in modo da poter far fronte ai picchi di domanda durante l'inverno 2022/2023.

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 2023.

7.10 Crediti commerciali

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Crediti commerciali" al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Crediti verso clienti	477.602	654.746
Crediti verso imprese collegate	27	44
Crediti verso altri	96	102
Crediti verso imprese sorelle	1.882	7.829
Fondo svalutazione crediti	(17.592)	(20.009)
Totale	462.015	642.712

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 forte riduzione rispetto al 31 dicembre 2022, principalmente per effetto della dinamica prezzi di mercato di energia e gas.

Il fondo svalutazione crediti ha evidenziato la seguente movimentazione nel corso dell'esercizio:

<i>(in migliaia di Euro)</i>	F.do svalutazione crediti
Al 31 dicembre 2022	20.009
Accantonamenti	3.812
Utilizzi	(6.229)
Al 31 dicembre 2023	17.592

Nel corso del mese di dicembre 2022, il Gruppo aveva posto in essere un'operazione di cessione di crediti commerciali verso terzi pro-soluto per complessivi euro 26.839 migliaia. La cessione dei crediti non scaduti era avvenuta senza notifica ai debitori ceduti, ma trasferendo la totalità dei diritti e dei rischi in capo al cessionario (factor), al quale il Gruppo ha garantito l'esistenza e la validità dei crediti. Il Gruppo ha mantenuto quindi il diritto contrattuale a ricevere l'incasso di tali crediti da parte dei clienti, obbligandosi nel contempo alla restituzione al factor di quanto incassato. Il Gruppo non ha ricorso alla cessione del credito per le poste al 31 dicembre 2023.

7.11 Crediti per imposte correnti

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Crediti per imposte correnti" al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
IRES	2.669	8.106
IRAP	210	1.211
Totale	2.879	9.317

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 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Finanziamenti collegate	34.800	3.932
Finanziamento verso altri	1.529	39.128
Strumenti finanziari derivati	80.443	684.651
Altri crediti	177	218
Titoli di Stato - BOT	1.969	-
Attività finanziarie correnti	118.918	727.929

La voce Crediti finanziari verso altri, che ammonta ad euro 1.529 migliaia (euro 39.128 migliaia al 31 dicembre 2022), comprende anche 494 migliaia quale pagamento anticipato del fair value di contratti derivati su commodity stipulati su mercati regolamentati ed aventi delivery 2024/2025; il significativo decremento rispetto al precedente esercizio è conseguente soprattutto alla contrazione dei volumi trattati sui mercati borsistici internazionali.

La voce strumenti finanziari derivati pari ad euro 80 milioni (euro 685 milioni al 31 dicembre 2022) rappresenta per euro 27 milioni il fair value al 31 dicembre 2023 di contratti derivati positivi su commodity stipulati a copertura di operazioni programmate altamente probabili relative alla compravendita di energia elettrica e gas e, limitatamente al 31 dicembre 2022, anche a copertura del fair value delle giacenze di gas naturale. 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. La variazione di fair value di derivati stipulati a copertura del fair value della giacenza di gas naturale, la cui relazione di copertura con l'elemento coperto è risultata efficace, è stata iscritta a conto economico nell'esercizio tra i proventi ed oneri finanziari.

Per 53 milioni è incluso il fair value al 31 dicembre 2023 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 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Crediti imposte EE/gas	13.047	143
Crediti IVA di Gruppo	2	626
Crediti tributari diversi	220	2
Ratei e risconti attivi	14.773	14.003
Crediti ecobonus	7.355	-
Crediti diversi	1.581	1.875
Crediti gestione derivati	-	-
Crediti verso CSEA	5.908	23.832
Certificati fonti rinnovabili	6.553	9.170
Anticipi/Cauzioni	4.345	2.362
Crediti v/Enti previdenziali	65	93
Crediti v/Enti pubblici per contributi	878	16
Crediti v/Enti pubblici	227	205
Totale Altre attività correnti	54.954	52.328

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 5.253 migliaia). Sono inoltre inclusi crediti per titoli di efficienza energetica (TEE), in calo rispetto al 2022 per effetto degli incassi ricevuti da CSEA relativi all'esercizio 2021 e per il fatto che, nel corso del 2023, non sono stati riconosciuti contributi GRIN.

La voce crediti imposte EE/GAS, pari ad euro 13.047, fa riferimento alle accise dovute sulle commodity energia e gas mentre il credito Ecobonus, pari ad euro 7.355 migliaia, fa riferimento ai crediti tributari acquisti dai clienti tramite il meccanismo dello sconto in fattura, relativamente a lavori di ristrutturazione ed efficientamento energetico.

In significativa riduzione rispetto al precedente esercizio anche gli anticipi contrattuali versati ai fornitori a fronte di prossime acquisizioni di energia elettrica.

7.14 Disponibilità liquide

Si riporta di seguito il dettaglio della voce “Disponibilità liquide” al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Depositi bancari e postali	30.754	86.524
Denaro e valori in cassa	6	6
Totale	30.760	86.530

Il saldo include i valori in cassa e depositi bancari effettivamente disponibili e prontamente realizzabili alla data di chiusura dell'esercizio.

7.15 Patrimonio netto

La movimentazione delle riserve di patrimonio netto è riportata negli schemi del presente bilancio consolidato.

Al 31 dicembre 2023 il capitale sociale della Società capogruppo ammonta ad Euro 18.000.000.

Al 31 dicembre 2023 la controllata Dolomiti Energia Holding SpA 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 8.504 migliaia al 31 dicembre 2023 e risulta essere così composta:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Fondo rischi e oneri	2.867	12.648
Fondo premio di risultato	5.637	4.434
Totale fondo rischi ed oneri correnti	8.504	17.082

Il Fondo rischi oneri comprende i costi stimati di competenza dell'esercizio, ma che avranno la loro manifestazione finanziaria nell'esercizio 2024.

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 867 migliaia al 31 dicembre 2023. Infine, il Gruppo ha ritenuto opportuno accantonare euro 2.000 migliaia a fronte di contestazioni in corso per la definizione di rapporti con propri fornitori.

Al 31 dicembre 2022 i Fondi per rischi ed oneri correnti includevano euro 10.766 migliaia stanziati a fronte del rischio di perdita per taluni contratti che erano stati stipulati per la fornitura di gas a prezzo fisso con clienti finali del comparto retail; tale importo è stato integralmente utilizzato nell'esercizio 2023.

Il Fondo premio di risultato stima la passività per premi di risultato a dipendenti, da corrispondere nel 2024 sulla base di risultati da consuntivare relativi all'esercizio 2023. Alla fine del precedente esercizio è stato stimato un fondo di euro 4.434 migliaia, utilizzato nell'esercizio per 3.801 ed incrementato mediante un accantonamento di euro 5.004.

La voce “Fondi per rischi e oneri non correnti” ammonta a euro 24.132 migliaia al 31 dicembre 2023 e risulta essere così composta:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Fondo rischi e oneri	21.939	22.006
Fondo copertura oneri di smaltimento	1.148	1.148
Fondo trattamento quiescenza	1.045	951
Totale fondo rischi ed oneri non correnti	24.132	24.105

Fondi rischi e oneri

Il **fondo rischi impianti** pari a euro 6.691 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 Srl); nel corso dell'esercizio è stato utilizzato per 1.955 migliaia di euro e incrementato per 1.259 migliaia.

Il **fondo oneri per accertamenti fiscali** pari a euro 2.814 migliaia - si riferisce a quanto accantonato a fronte di contestazioni dell'Agenzia delle Entrate del 2019/2020, in merito all'aliquota IRAP applicata per l'anno 2014 e 2015.

Il **fondo rischi ed oneri per contenziosi** pari ad euro 70 migliaia – destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie o da altri contenziosi in corso. Il fondo nel corso dell'esercizio è stato utilizzato per euro 25 migliaia.

Il **fondo IMU** pari a euro 8.497 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 tabolare 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 2023 il Fondo IMU si è movimentato per accantonamenti pari a euro 296 migliaia e utilizzi per euro 672 migliaia.

Il **Fondo energia agevolata ai consorzi irrigui** pari a euro 3.827 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 2023 di euro 3.827 migliaia.

Altri fondi per euro 40 migliaia.

Fondi copertura oneri smaltimento

Il **fondo copertura oneri di smaltimento** pari a euro 1.148 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.

Fondi trattamento quiescenza

Si riferisce al **fondo indennità suppletiva di clientela** pari a euro 1.045 migliaia - costituito a fronte dei rapporti di agenzia in essere con i propri agenti.

La movimentazione dei fondi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022 è riportata di seguito:

<i>(in migliaia di Euro)</i>	Fondo rischi e oneri	Fondo copertura oneri di smaltimento	Fondo trattamento quiescenza
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

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.

NOVARETI S.P.A. /ARERA – TAR LOMBARDIA – MILANO N.R.G. 2468/2017 (Delibera n. 384/2017 e determinazione n. 139/2017)

Il ricorso introduttivo del giudizio promosso innanzi al TAR Lombardia contro ARERA è ancora pendente e, a seguito del deposito in data 2/12/2022 di una nuova istanza di fissazione udienza, è stata fissata l'udienza di smaltimento del 28/05/2024.

NOVARETI S.P.A. /ARERA – TAR LOMBARDIA – MILANO N.R.G. 514/2020

In data 24 febbraio 2020, è stato notificato il ricorso promosso avanti il TAR Lombardia, per l'annullamento non in toto, bensì limitatamente ad alcuni profili, della deliberazione 27 dicembre 2019 570/2019/R/gas adottata dall'ARERA. Nell'ambito del medesimo giudizio, con un primo ricorso per motivi aggiunti la società Novareti ha chiesto l'annullamento delle due delibere ARERA n. 106/2020/R/gas e 107/2020/R/gas in cui vengono determinate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2018 e 2019. Con secondo ricorso per motivi aggiunti la società Novareti ha impugnato la delibera ARERA 117/2021/R/gas con cui ARERA ha approvato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020. Con terzo ricorso per motivi aggiunti la società Novareti ha impugnato anche la delibera ARERA n. 350/2021/R/gas che, tra le altre cose, ha

approvato la tariffa di riferimento definitiva per l'anno 2020 anche per la località di Lavis gestita da Novareti. Con il quarto ricorso per motivi aggiunti Novareti ha impugnato la deliberazione ARERA 154/2022/R/gas recante "Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021. Modifiche della RTDG" e l'art. 33.3 della RTDG come modificato dall'art. 1.2 della deliberazione ARERA 154/2022/R/gas. Con il quinto ricorso per motivi aggiunti Novareti ha impugnato altresì la delibera 525/2022/R/gas con la quale ARERA, a completamento della disciplina di cui all'art. 33.3. della RTDG, ha adottato disposizioni volte a definire le modalità applicative del tetto al riconoscimento tariffario degli investimenti nelle località in avviamento. Con il sesto ricorso per motivi aggiunti Novareti ha impugnato altresì la deliberazione ARERA, recante "rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni dal 2009 al 2021", la deliberazione ARERA 737/2022/R/gas "aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il triennio 2023-2025. Approvazione della RTDG per il triennio 2023-2025 e modifiche al codice di rete tipo per il servizio di distribuzione gas" e quali atti presupposti, la deliberazione ARERA 406/2022/R/gas recante "avvio di procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della RTDG" e il DCO 571/2022/R/gas recante "Criteri per l'aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)". Durante l'udienza per la discussione del 05/04/2023, il giudizio in oggetto è poi stato rinviato a nuova udienza in data 6/12/2023 con contestuale ordine del Giudice ad ARERA di depositare in giudizio la delibera con cui la stessa avrebbe provveduto a correggere gli errori di calcolo emersi in sede di verifica circa COR e X-FACTOR. Durante l'udienza pubblica del 6/12/2023 il giudizio è stato ulteriormente rinviato all'udienza del 3/04/2024.

NOVARETI S.P.A./ARERA – TAR LOMBARDIA N.R.G. 7/2023

Con ricorso notificato in data 23.12.2022, Novareti ha impugnato la Delibera 528/2022/R/gas perché comporta la disapplicazione dell'art. 114 -ter del D.L. n. 34/2000 (Decreto Rilancio), norma che pone in capo all'Autorità l'obbligo di riconoscere un'integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e impianti in comuni metanizzati o da metanizzare, tra l'altro, in fascia climatica F e classificati come territori montani. Con sentenza del 23/05/2023, n. 1230, il TAR ha respinto il ricorso presentato da Novareti.

NOVARETI S.P.A./COMUNE DI LAVIS – TRENINO RISCOSSIONI – CORTE DI APPELLO DI TRENTO – N.R.G. 94/2023

La società ha impugnato la sentenza n. 240/2023 con la quale il Tribunale di Trento ha rigettato le domande di Novareti in ordine all'applicazione del COSAP per le reti di distribuzione gas situate nel Comune. La prossima udienza è stata fissata in data 21/03/2024 e sarà sostituita ex art. 127-ter c.p.c. da note scritte.

NOVARETI 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 TrentoFrutta 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 di Stato. Allo stato, non risulta ancora fissata l'udienza di discussione.

DOLOMITI ENERGIA 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 Entrate per gli eventuali importi da restituire ai clienti, trattandosi di imposte indirette prelevate in capo a quest'ultimi e versate totalmente all'Erario, si è ritenuto di non procedere ad alcun accantonamento nell'esercizio.

Come già evidenziato nel bilancio relativo all'esercizio precedente si ricorda che l'Autorità Garante Concorrenza e Mercato (AGCM) aveva avviato nell'ottobre 2022 un procedimento, relativo alla contestata violazione dell'articolo 3 del decreto-legge 115/2022 (DL aiuti bis) nell'ambito di modifiche unilaterali delle condizioni economiche di clienti, adottando nei confronti della società un provvedimento cautelare di sospensione provvisoria di attuazione delle nuove condizioni economiche di fornitura di energia elettrica e gas a seguito delle modifiche contrattuali già comunicate, ma non ancora applicate e perfezionate. La società aveva impugnato il provvedimento ed il Consiglio di Stato aveva accolto l'appello cautelare limitatamente alle condizioni economiche in scadenza/scadute. Il TAR nel giudizio di merito tenutosi il 22 febbraio 2023, la cui sentenza è stata pubblicata il 23 giugno 2023, ha confermato la posizione non ravvisando una pratica commerciale scorretta nell'ambito di tali comunicazioni, ha invece congelato le modifiche unilaterali non perfezionate, modifiche che la società aveva già a suo tempo sospeso e mai applicato ai clienti finali. Alla luce di tutto quanto sopra, il TAR, confermando la legittimità delle comunicazioni di aggiornamento delle condizioni economiche di contratto scadute o in scadenza effettuate dalla società, e ritenendo non sussistere la pretesa aggressività della condotta dell'operatore, ha accolto il ricorso annullando di conseguenza il provvedimento di sospensione dell'AGCM impugnato.

L'AGCM ha successivamente chiuso il procedimento con l'emissione di un provvedimento, comunicato in data 15 novembre 2023, con cui ha riconosciuto che in generale la condotta della società è stata corretta, censurando unicamente un'interpretazione della norma legata ad alcune situazioni particolari determinate dalla sovrapposizione temporale fra le comunicazioni inviate ai clienti e l'entrata in vigore della suindicata norma. Sulla base di tali elementi, è stata applicata una sanzione amministrativa pecuniaria estremamente ridotta, nella misura di euro 50 migliaia, anche considerando la pronta e totale collaborazione che la società ha fornito all'AGCM e al fatto che dopo l'emanazione dei provvedimenti iniziali, la società ha disposto prontamente la sospensione dell'applicazione delle nuove condizioni contrattuali proposte, in sostanza eliminando qualsiasi impatto negativo sui clienti finali.

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 Entrate per gli eventuali importi da restituire agli ex clienti, trattandosi di imposte indirette prelevate in capo a questi ultimi e versate 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 2023 si compone per euro 8.820 migliaia dal fondo Trattamento di Fine Rapporto e per euro 3.656 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 2023 e al 31 dicembre 2022 è di seguito riportata:

Al 31 Dicembre 2023 (in migliaia di Euro)	TFR	Premi Fedeltà	Mensilità Aggiuntive	Sconti energia	Medaglie	Totale
Passività all'inizio del periodo	9.263	1.693	1.122	616	571	13.265
Costo corrente del servizio	213	144	47	-	54	458
Interessi da attualizzazione	203	40	22	-	13	278
Benefici Pagati	(837)	(121)	(96)	(113)	(60)	(1.227)
Perdite/(utili) attuariali	111	72	166	(582)	63	(170)
Perdite/(utili) al momento dell'estinzione	23	5	-	-	-	28
Altri Movimenti	(156)	251	(26)	79	(14)	135
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-
Passività alla fine del periodo	8.820	2.084	1.235	-	627	12.766

Al 31 Dicembre 2022 (in migliaia di Euro)	TFR	Premi Fedeltà	Mensilità Aggiuntive	Sconti energia	Medaglie	Totale
Passività all'inizio del periodo	11.552	2.009	1.534	871	660	16.626
Costo corrente del servizio	55	-	-	-	-	55
Interessi da attualizzazione	100	154	61	-	58	373
Benefici Pagati	(965)	(135)	(116)	(293)	(37)	(1.546)
Perdite/(utili) attuariali	(1.196)	(336)	(343)	-	(94)	(1.969)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	-
Altri Movimenti	(283)	1	(14)	38	(16)	(274)
Variazione perimetro consolidato	-	-	-	-	-	-
Passività alla fine del periodo	9.263	1.693	1.122	616	571	13.265

Si riporta di seguito il dettaglio delle assunzioni economiche e demografiche utilizzate ai fini delle valutazioni attuariali:

Al 31 dicembre	2023
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	3,17% – 3,08%
Tasso annuo d'inflazione	2,00%
Tasso annuo aumento retribuzioni complessivo	3,00%
Turn annuo incremento TFR	3,00%

Si riporta di seguito un'analisi di sensitività, al 31 dicembre 2023, 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:

Al 31 Dicembre 2023 (in migliaia di Euro)	Tasso di Attualizzazione +0,50%	Tasso di Attualizzazione -0,50%	Tasso di Inflazione +0,25%	Tasso di Inflazione -0,25%	Tasso di turnover +2,00%	Tasso di turnover -2,00%
TFR	8.506	9.153	8.911	8.728	8.854	8.811

7.18 Passività finanziarie (correnti e non correnti)

La tabella di seguito allegata riporta le passività finanziarie correnti e non correnti al 31 dicembre 2023 e 2022:

Al 31 Dicembre (in migliaia di Euro)	2023		2022	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Debiti verso banche	88.483	164.583	118.989	522.903
Prestiti obbligazionari	2.106	114.960	2.107	114.949
Debiti verso Soci per finanziamento	-	-	-	-
Debiti per derivati passivi	47.309	1.820	644.403	54.875
Derivati verso altri finanziatori	1.860	5.173	2.532	6.060
Totale	139.758	286.536	768.030	698.787

Al 31 dicembre 2023, tra i debiti verso banche sono iscritti due mutui passivi aventi le seguenti caratteristiche:

- Mutuo da Banca Europea degli investimenti (BEI) per nominali euro 100.000 migliaia, avente scadenza nel 2032 e valore residuo al 31 dicembre 2023 di euro 72.917 migliaia (euro 81.250 migliaia alla fine del precedente esercizio). Il contratto prevede il pagamento di rate trimestrali posticipate a tasso variabile; a copertura del rischio tasso di interesse il Gruppo ha stipulato contratti derivati IRS per un valore nozionale di euro 100.000 migliaia, il cui fair value al 31 dicembre 2023 è risultato essere positivo per euro 3.439 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 2022 di euro 100.000 migliaia, invariato rispetto alla fine del precedente esercizio. Il contratto prevede il pagamento di rate trimestrali posticipate a tasso fisso, la prima delle quali avente scadenza 30 giugno 2025 e l'ultima 31 marzo 2037.
- Mutuo In data 21 dicembre 2023 è stato integralmente rimborsato il mutuo erogato il 28 dicembre 2022 alla Dolomiti Energia Holding SpA da un pool di banche per euro 350.000 migliaia, avente scadenza 30 settembre 2025. La linea di credito era assistita da una garanzia rilasciata da SACE S.p.A. ai sensi del Decreto Aiuti (DL 17 maggio 2022, n 50 e successive modifiche ed integrazioni) per un importo pari al 80% delle somme erogate in linea capitale oltre interessi e oneri accessori. In applicazione di quanto previsto dagli accordi contrattuali con le banche finanziatrici, il finanziamento era stato erogato alla Dolomiti Energia Holding SpA ed era stato utilizzato per il sostegno del capitale circolante della Dolomiti Energia SpA. I mutui BEI sopra indicati prevedono, come usuale per operazioni finanziarie di questo genere, una serie di impegni a carico del Gruppo ("Covenants") e una serie di limitazioni alla possibilità di effettuare alcune operazioni, se non nel rispetto di determinati parametri finanziari 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. Sulla base dell'ultima verifica effettuata dal Gruppo tutti i covenants risultano rispettati.

I debiti verso banche includono inoltre debiti per erogazione di "denaro caldo" per euro 30.000 migliaia.

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 Spa – 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 Spa– 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 Spa– 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 (ISE).

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 (Irish Stock Exchange) 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, e sarà rimborsato alla pari in un'unica soluzione alla data di scadenza.

Al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022, Il Gruppo presenta i seguenti prestiti obbligazionari, valutati con il metodo del costo ammortizzato:

Al 31 dicembre 2023 (In migliaia di Euro)	Società	Accensione	Scadenza	Importo iniziale (in unità di valuta originaria)	Saldo contabile			
					Totale	di cui entro 1 anno	di cui tra 1 e 5 anni	di cui oltre 5 anni
Dolomiti Energia Holding SpA – Subordinato – tasso variabile 2010 /2029	Dolomiti Energia Holding SpA	10-feb-10	01-ago-29	€ 5.052	5.052	-	-	5.052
SET distribuzione Tasso fisso 4,6 2006/2029	Set Distribuzione SpA	01-ago-06	01-ago-29	€ 110.000	112.015	2.106	-	109.909
					117.067	2.106	-	114.961

Al 31 dicembre 2022 (In migliaia di Euro)	Società	Accensione	Scadenza	Importo iniziale (in unità di valuta originaria)	Saldo contabile			
					Totale	di cui entro 1 anno	di cui tra 1 e 5 anni	di cui oltre 5 anni
Dolomiti Energia Holding SpA – Subordinato – tasso variabile 2010 /2029	Dolomiti Energia Holding SpA	10-feb-10	01-ago-29	€ 5.051.800	5.052	-	-	5.052
SET distribuzione Tasso fisso 4,6 2006/2029	Set Distribuzione SpA	01-ago-06	01-ago-29	€ 110.000	112.005	2.107	-	109.898
					117.057	2.107	-	114.950

La voce derivati passivi include derivati su commodities pari ad euro 50 milioni (euro 699 milioni al 31 dicembre 2022), che rappresenta per euro 1 milione il fair value al 31 dicembre 2023 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 48 milioni è incluso il fair value al 31 dicembre 2023 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 2023 dei derivati risulta positivo per euro 3.439 migliaia (positivo per euro 6.635 migliaia al 31 dicembre 2022 – 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 31.12.2022	Nuovi contratti	Rimborsi	al 31.12.2021	di cui quota corrente
Debiti finanziari per fabbricati	4.621	469	(1.396)	3.694	1.081
Debiti finanziari per altri beni mobili	3.280	918	(1.085)	3.113	966
Debiti v/altri finanziatori per locazioni e noleggi	7.901	1.387	(2.481)	6.807	2.047

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 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Ratei e risconti passivi	109.221	104.906
Depositi cauzionali	8.608	7.625
Totale Altre passività non correnti	117.829	112.585

I ratei e risconti passivi sono prevalentemente dovuti ai contributi per allacciamenti per il gas naturale (euro 12.552 migliaia) e per allacciamenti per energia elettrica (euro 66.718 migliaia) e per allacciamenti al servizio idrico (euro 8.880 migliaia); contributi conto impianti relativi al gas naturale (euro 3.858 migliaia) e contributi conto impianti relativi al servizio idrico (euro 7.534 migliaia).

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Debiti verso istituti previdenziali. e sic. sociale	5.608	4.594
Ratei e risconti passivi	216	153
Imposte EE/Gas	-	5.040
Imposte altre	72	31
Irpef e IVA	3.706	2.927
Imposta sostitutiva	-	1.630
Debiti diversi	47.596	13.906
Canone RAI	1.330	1.458
Debiti verso dipendenti	3.524	3.024
Debito verso PAT	391	368
Canone depurazione	3.300	3.687
Totale Altre passività correnti	65.743	36.819

Il Gruppo ha quantificato in euro 44.226 migliaia il debito per oneri maturati e non fatturati dal GSE al 31 dicembre 2023, 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. Il debito è iscritto alla voce Debiti diversi. 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 275.365 migliaia al 31 dicembre 2023 in forte decrescita nel confronto dell'esercizio precedente (euro 353.102 migliaia al 31 dicembre 2022).

7.21 Passività per imposte correnti

La voce "Passività per imposte correnti", pari ad euro 45.915 migliaia al 31 dicembre 2023, si riferisce alla posizione a debito verso l'Erario per imposte correnti IRES ed IRAP (euro 1.407 migliaia al 31 dicembre 2022). Nell'esercizio 2022 i debiti per imposte includevano inoltre euro 21.258 relativi al "contributo di solidarietà" introdotto dalla Legge di Bilancio 2023.

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
IRES	41.130	359
IRAP	4.785	1.052
EXTRAPROFITTI	-	21.258
Totale	45.915	22.669

8. NOTE AL CONTO ECONOMICO

8.1 Ricavi

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Ricavi" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

<i>(In migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Ricavi energia elettrica	1.593.773	2.424.992
Ricavi risorse idriche	22.676	23.588
Ricavi gas naturale	457.869	681.696
Ricavi calore	8.809	11.819
Ricavi igiene ambientale	32.458	31.230
Ricavi diversi	78.490	66.165
Ricavi depurazione	1.083	1.597
Totale	2.195.159	3.241.087

I ricavi relativi alle commodity energia elettrica e gas evidenziano un forte ridimensionamento, derivante principalmente dalla considerevole riduzione dei prezzi degli stessi.

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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023		2022	
	Ricavi	Costi	Ricavi	Costi
Rete elettrica	53.128	(51.850)	33.352	(32.537)
Rete gas	16.470	(16.068)	24.357	(23.763)
Rete idrica	8.533	(8.533)	9.192	(9.192)
Totale	78.131	(76.451)	66.901	(65.492)

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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Sopravvenienze attive caratteristiche	45.371	21.370
Efficienza energetica	5.960	4.050
Contributi c/esercizio	1.652	2.258
Prestazioni a terzi	1.118	1.427
Plusvalenze gestione caratteristica	1.607	175
Contributi c/impianto	970	960
Ricavi per gestione impianti	669	752
Proventi immobiliari	430	1.129
Ricavi diversi	10.225	13.604
Totale	68.002	45.724

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 2022 riconducibili alla commodity energia elettrica e gas.

La voce "efficienza energetica", pari ad euro 5.960 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 2023 si segnalano principalmente conguagli verso l'utenza finale per le commodity energia elettrica e gas e riferiti a componenti positive degli esercizi precedenti (euro 26.694 migliaia) che trovano compensazione tra le sopravvenienze passive incluse alla voce Costi per materie prime, di consumo e merci e negli altri costi operativi.

Inoltre, tra le sopravvenienze attive dell'esercizio 2023 sono inclusi euro 8.944 migliaia, relativi agli extraprofitto che erano stati stanziati, a bilancio 2022, per un quantitativo maggiore rispetto a quello determinato in sede di conguaglio. Si segnala, inoltre, il premio di continuità ricevuto da CSEA sulla distribuzione di energia elettrica pari ad euro 1.928 migliaia, il rilascio del fondo rischi relativo alla bonifica dei terreni pari ad euro 1.304 migliaia e il conguaglio dei titoli di efficienza energetica per euro 2.763 migliaia.

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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Acquisti materie prime EE	753.884	1.870.850
Acquisti materie prime Gas	312.457	651.439
Acquisti magazzino	14.932	17.642
Acquisto carburanti e ricambi automezzi	1.575	1.488
Acquisti laboratorio e prodotti chimici	484	429
Var. rim. mat. prime, suss., di cons. e merci	47.015	(53.645)
Certificati	16.833	18.153
Altri acquisti	5.316	5.648
Sopravvenienze	5.995	11.361
Totale	1.158.492	2.523.365

Come già accennato in precedenza la forte riduzione dei prezzi delle materie prime quali il gas e l'energia elettrica ha comportato una sensibile riduzione del costo complessivo delle stesse.

Per un'analisi più approfondita dell'andamento dei prezzi di mercato 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 per circa 6 milioni di euro, che trovano 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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Servizi esterni di manutenzione	51.891	44.194
Servizi ass.vi, bancari e fin.	9.270	6.267
Altri servizi	24.629	21.237

Servizi commerciali	351.785	235.265
Servizi generali	4.141	4.060
Certificazione bilancio	371	385
Collegio sindacale	319	341
Amministratori	876	894
Oneri vari	235	163
Affitti passivi	403	321
Canoni noleggio	1.355	1.598
Servitù	5	19
Oneri contratti di servizio	979	987
Affitto ramo aziendale	97	547
Canoni derivazioni idriche	97.615	109.942
Sopravvenienze	1.725	1.597
Totale	545.696	427.815

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. Risultano significativamente aumentati rispetto all'esercizio precedente a seguito del ripristino degli oneri di sistema e della riduzione della tariffa sociale e delle componenti che erano state sensibilmente ridotte nel 2022 per calmierare l'aumento del prezzo delle commodity energia e gas (UG2).

Il costo per "Canoni derivazioni idriche" mostra una sensibile riduzione dovuta ai costi relativi all'energia gratuita ex art. 13 DPR 670/1972 e derivante dalla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica.

La diminuzione dell'accantonamento al fondo svalutazione crediti, rispetto al 2022, deriva dalla diminuzione dei prezzi delle commodity, che hanno comportato una riduzione dei crediti, e dal fatto che sono state stipulate delle polizze assicurative sui crediti commerciali.

8.6 Costo del personale

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Costo del personale" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Salari e stipendi	51.275	45.544
Oneri sociali	19.333	17.859
Trattamento di fine rapporto	4.217	3.682
Altri costi	3.511	1.917
Totale	78.335	69.002

Il Gruppo risulta avere 1.544 dipendenti al 31 dicembre 2023.

L'incremento rispetto all'esercizio precedente dipende in gran parte da assunzioni avvenute nel settembre 2023 con l'acquisizione della gestione dell'attività di igiene urbana nel Comprensorio della Vallagarina e per il potenziamento delle strutture di staff della Dolomiti Energia Holding SpA.

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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	15.632	15.435
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	14.599	13.828

Ammortamenti beni in concessione	27.642	27.952
Ammortamenti diritti d'uso	2.171	2.225
Accantonamenti per rischi	1.707	11.177
Svalutazioni	1.950	-
Totale	63.701	70.617

Gli ammortamenti del 2023 sono in linea rispetto al precedente esercizio.

La voce accantonamenti per rischi dell'esercizio è pari a euro 1.707 migliaia. ed include un l'accantonamento di euro 1.030 migliaia per vertenze Biffis e euro 676 migliaia per rischi su cantieri Ecobonus. Nel 2022 la voce conteneva euro 10.766 migliaia riferito ai costi stimati relativi all'aumento di situazioni di rischio nei contratti retail a prezzo fisso di gas naturale, fattispecie non più presente nel 2023.

La voce svalutazioni comprende la svalutazione relativa al progetto per la realizzazione del nuovo blocco uffici presso la sede di Trento Via Fersina (euro 1.134 migliaia) e svalutazione di impianti inutilizzati.

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Svalutazioni crediti compresi nell'attivo circolante	2.834	7.042
Perdite su crediti	766	381
Totale	3.600	7.423

8.8 Altri costi operativi

Si riporta di seguito il dettaglio della voce "Altri costi operativi" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Oneri efficienza energetica	4.968	3.393
Sopravvenienze passive caratteristiche	13.586	2.839
ICI	5.841	7.840
Oneri diversi	4.138	3.383
Oneri e convenzioni comuni	1.886	1.914
Tariffa sociale/cts	941	962
Altre imposte e tasse	1.024	890
TOSAP/COSAP	9	14
Minusvalenze gestione caratteristica	2.405	2.075
Altri costi	61.943	49.739
Totale	96.744	73.048

La "voce oneri efficienza energetica", pari ad euro 4.968 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 2022 è dovuto ai conguagli relativi alla commodity gas (euro 2.623 migliaia), ai conguagli relativi alla commodity energia (euro 5.786 migliaia) e alle rettifiche di stime rispetto a quanto contabilizzato nel bilancio 2022 (euro 5.177 migliaia), di importo significativo a causa delle fluttuazioni del prezzo dell'energia e del gas.

Il forte incremento della voce "Altri costi" deriva dall'incremento del contributo extraprofitti ex art. 15 bis del DL 4/2022, pari ad euro 45.450 migliaia (euro 34.638 migliaia nell'esercizio 2022), per la cui disamina si rimanda a quanto commentato nel precedente paragrafo "Le misure sugli extraprofitti", ed euro 14.658 migliaia relativi all'acquisto di

garanzie di origine e certificati. Nell'esercizio 2022 la voce includeva euro 12.310 migliaia riferiti ai differenziali maturati su contratti swap finanziari stipulati dalle società produttive a copertura dell'energia prodotta e venduta nel 2022, per i quali però i quantitativi di energia oggetto di copertura erano risultati superiori a quelli effettivamente prodotti (nel 2023 tale fattispecie non è presente in quanto le produzioni sono sempre state superiori ai volumi coperti).

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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Dividendi ed altri proventi da altre imprese	3.863	2.009
Rivalutazioni di partecipazioni	8.944	1.805
Svalutazioni di partecipazioni e titoli	(5.905)	(2.432)
Utili da partecipazioni in società collegate	-	-
Totale	6.902	1.382

I dividendi da altre imprese comprendono i dividendi delle società Primiero Energia, Iniziative Bresciane, BioEnergia Fiemme, ISA, Tecnodata, EPQ, AGS Riva del Garda e BioEnergia Trentino.

Le voci rivalutazione e svalutazione delle partecipazioni e titoli comprende principalmente la valutazione dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

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 2023 e 2022:

Proventi finanziari <i>(in migliaia di Euro)</i>	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Proventi finanziari verso imprese collegate	282	129
Proventi finanziari verso altre imprese	7.725	798
Strumenti finanziari derivati	4.870	-
Totale	12.877	927

Oneri finanziari <i>(in migliaia di Euro)</i>	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Oneri finanziari verso altre imprese	(22.799)	(9.450)
Oneri finanziari diritti d'uso	(142)	(211)
Oneri finanziari da attualizzazione	(560)	(137)
Strumenti finanziari derivati	(188)	(8)
Altro	(8)	-
Totale	(23.697)	(10.196)

I proventi e oneri per strumenti finanziari derivati sono stati rilevati compensando le partite positive (euro 281.035 migliaia per l'esercizio 2023; euro 1.138.402 per l'esercizio 2022) e negative (euro 276.165 migliaia per l'esercizio 2023; euro 1.138.012 per l'esercizio 2021) per evidenziare il margine di contribuzione dell'attività/passività. La voce "Strumenti finanziari derivati" include quindi la variazione del fair value al 31 dicembre 2022 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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Imposte correnti	86.173	35.206
Imposte differite	(1.037)	(1.961)
Imposte anticipate	2.964	(2.547)
Proventi/oneri da consolidato fiscale	(4.517)	-
Imposte anni precedenti	(1.075)	82
Extraprofiti	-	54.435
Sopravvenienze attive	39	(129)
Totale	82.547	85.086

Si fornisce di seguito il prospetto di riconciliazione fra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	%	2022	%
Risultato prima delle imposte	314.355		109.063	
Imposte sul reddito teoriche	75.445	24,0%	26.175	24,0%
IRES	75.448	24,0%	43.394	39,8%
IRAP	10.725	3,4%	6.024	5,5%
EXTRAPROFITTI	-	-	54.435	49,9%
Effetto fiscale differenze permanenti ed altre differenze	(3.626)	(1,2%)	(18.767)	(17,2%)
Totale	82.547		85.086	

La percentuale di imposte raffrontata al risultato d'esercizio lordo per l'esercizio 2022 è pesantemente influenzata dai provvedimenti legislativi in merito ai cosiddetti "extraprofiti", pari a complessivi euro 54.435 migliaia, dovuti al "Prelievo straordinario (DL 50/2022)" di euro 33.178 migliaia ed al "Contributo di solidarietà (Legge 197/2022)" di euro 21.257 migliaia. Tali provvedimenti non sono stati riproposti nell'esercizio 2023.

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 e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022, le principali transazioni con parti correlate hanno riguardato:

Al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023					2022				
	Crediti com.li	Crediti finanziari	Crediti Dividendi	Debiti com.li	Debiti finanziari	Crediti com.li	Crediti finanziari	Crediti Dividendi	Debiti com.li	Debiti finanziari
SF Energy	1.001	8.000	-	-	-	575	4.050	-	686	-
Totale	1.001	8.000	-	-	-	575	4.050	-	686	-

Al 31 dicembre (in migliaia di Euro)	2023								2022							
	Ricavi			Acquisti			Proventi finanziari	Oneri finanziari	Ricavi			Acquisti			Proventi finanziari	Oneri finanziari
	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro			Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		
SF Energy	-	3.730	-	10.116	-	-	179	-	-	1.720	-	8.312	-	-	100	-
Totale	-	3.730	-	10.116	-	-	179	-	-	1.720	-	8.312	-	-	100	-

10 GARANZIE E IMPEGNI

Si riportano di seguito i dettagli delle garanzie e impegni a favore e assunti dal Gruppo al 31 dicembre 2023 e 2022:

(in migliaia di Euro)	Al 31 dicembre	
	2023	2022
Garanzie e impegni a favore di Terzi		
Garanzie rilasciate a Terzi	8.539	3.138
Pegni su quote prestati dalla società a Terzi	3.482	3.356
Impegni finanziari a favore di Terzi	1.598	1.598
Totale	13.619	8.092
Garanzie ricevute da Terzi		
Garanzie ricevute da Terzi a favore di banche per finanziamenti	115.500	115.500
Utilizzo linee di firma per emissione fidejussioni bancarie e assicurative	132.191	188.401
Totale	247.691	303.901

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 2023 e 2022:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre (in migliaia di Euro)	2023	2022
Collegio sindacale	321	341
Amministratori	879	894
Totale	1.200	1.235

12 COMPENSI DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

Si riporta nella tabella di seguito i corrispettivi percepiti dalla società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. per i servizi di revisione dei bilanci d'esercizio delle società del Gruppo e del bilancio consolidato per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022, oltre che compensi erogati per altri servizi:

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre <i>(in migliaia di Euro)</i>	2023	2022
Revisione Legale	299	291
Altri servizi di verifica	110	91
Totale	409	382

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 2023.

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

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 2023.

16 TASSAZIONE MINIMA GLOBALE DEI GRUPPI MULTINAZIONALI (*GLOBAL MINIMUM TAX*)

Il decreto attuativo, in recepimento della Direttiva 2022/2523, introduce 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.

Sulla base delle analisi preliminari svolte, non sono attesi impatti significativi per il Gruppo conseguenti all'applicazione della suddetta normativa.

Allegato A al Bilancio Consolidato

Perimetro di consolidamento

Il perimetro di consolidamento include oltre alla FinDolomiti Energia Srl, le seguenti società del Gruppo Dolomiti Energia, di cui FinDolomiti Energia Srl detiene il 51,83%; le percentuali indicate nella seguente tabella sono riferite alla quota detenuta dal Gruppo Dolomiti Energia.

FINDOLOMITI ENERGIA	tipo	Capitale sociale	2023	metodo di consolidamento
DOLOMITI ENERGIA HOLDING	spa	411.496.169	100,00%	integrale
DOLOMITI AMBIENTE	srl	2.000.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA HYDRO POWER	srl	100.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA SOLUTIONS	srl	120.000	100,00%	integrale
DOLOMITI GNL	srl	600.000	100,00%	integrale
GASDOTTI ALPINI	srl	10.000	100,00%	integrale
NOVARETI	spa	28.500.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA WIND POWER	srl	100.000	100,00%	integrale
DOLOMITI ENERGIA TRADING	spa	2.478.429	98,72%	integrale
DOLOMITI ENERGIA	spa	20.405.332	82,89%	integrale
SET DISTRIBUZIONE	spa	120.175.728	68,58%	integrale
DOLOMITI TRANSITION ASSET	srl	1.000.000	100,00%	integrale
HYDRO DOLOMITI ENERGIA	srl	3.000.000	60,00%	integrale
DOLOMITI EDISON ENERGY	srl	5.000.000	51,00%	integrale
IVI GNL	srl	1.100.000	50,00%	patrimonio netto
NEOGY	srl	750.000	50,00%	patrimonio netto
SF ENERGY	srl	7.500.000	50,00%	patrimonio netto
GIUDICARIE GAS	spa	1.780.023	43,35%	patrimonio netto
ECO PUGLIA	srl	20.000	42,73%	patrimonio netto
EPQ	srl	100.000	33,00%	patrimonio netto
RABBIES ENERGIA	srl	518.120	31,02%	patrimonio netto
MASOENERGIA	srl	1.350.000	26,25%	patrimonio netto
TECNODATA	srl	12.560	25,00%	patrimonio netto
BIO ENERGIA TRENTO	srl	3.000.000	24,90%	patrimonio netto
AGS RIVA DEL GARDA	spa	23.234.016	20,00%	patrimonio netto
VERMIGLIANA	spa	273.580	20,00%	patrimonio netto

Trento, 27 maggio 2024

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Dott. Carlo Moser

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

Ai Soci della
FinDolomiti Energia Srl

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 2023, dal conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio 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 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società FinDolomiti Energia Srl 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 e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

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 agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 I.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132511 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 241111 - **Foggia** 71012 Via S. Maria 10 Tel. 0881 4545711 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 0429 501111 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 606911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 1 Tel. 0432 285039 - **Verona** 37135 Via Franzlunger 43 Tel. 0322 285039 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0322 285039 - **Venezia** 30100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo FinDolomiti Energia Srl 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 prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

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

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a 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 un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi



- acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
 - abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

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

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della FinDolomiti Energia Srl sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del gruppo FinDolomiti Energia al 31 dicembre 2023, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato del gruppo FinDolomiti Energia al 31 dicembre 2023 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato del gruppo FinDolomiti Energia al 31 dicembre 2023 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Verona, 11 giugno 2024

PricewaterhouseCoopers SpA



Paolo Vesentini
(Revisore legale)