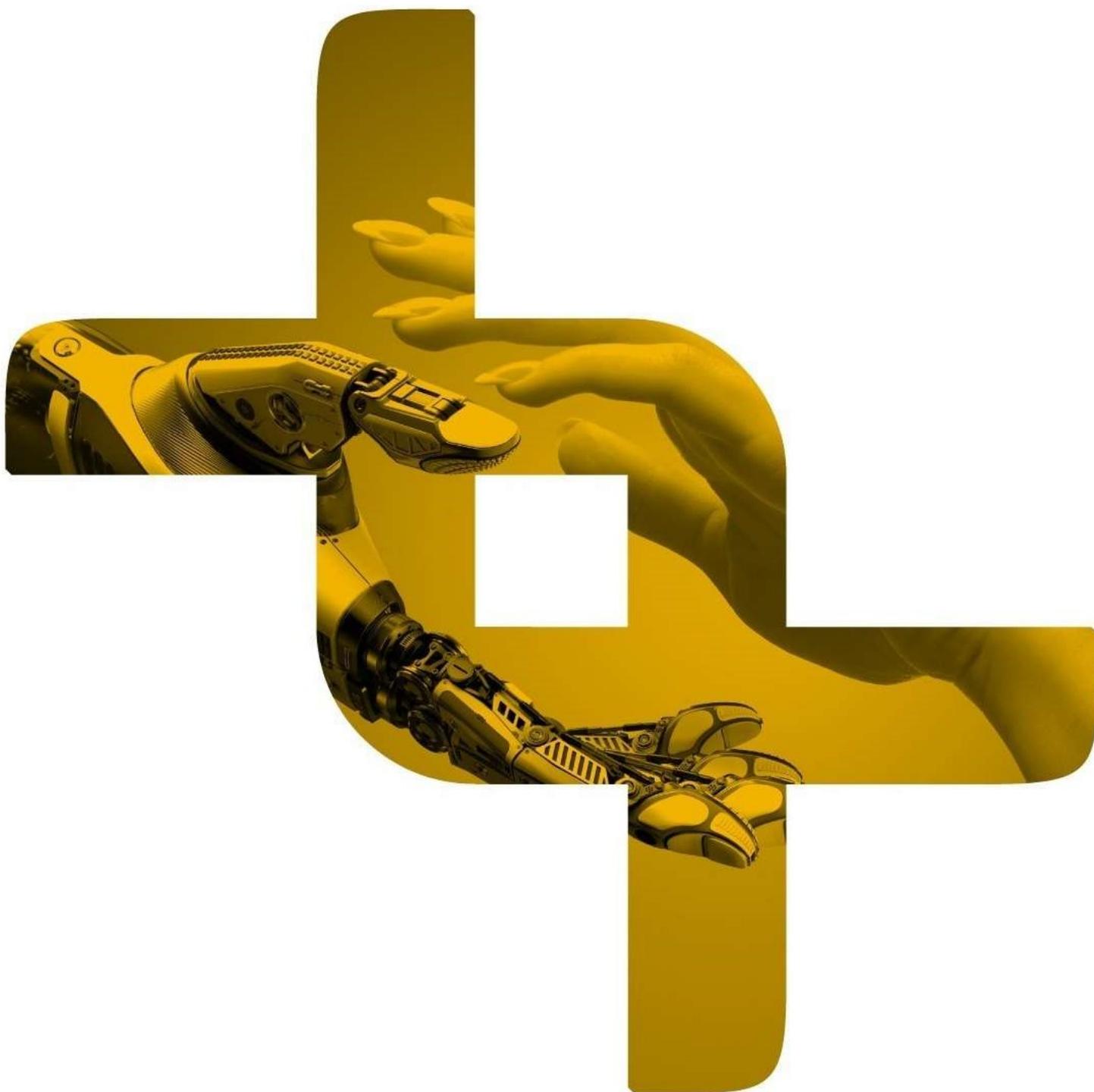


RetiPiù S.r.l.

Bilancio di esercizio 2023

Distribuiamo l'energia
reti più



Sommario

Organi sociali	3
Relazione sulla Gestione	5
Quadro normativo	6
Servizio distribuzione gas naturale	6
Affidamento del servizio di distribuzione gas naturale - Gare d'Ambito	6
La distribuzione dell'energia elettrica	11
Quadro regolatorio e tariffario	11
Regolazione tariffaria	11
Aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas	11
Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2023 e definitive 2022	12
Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2023	12
Determinazione degli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (c.d. IRMA)	12
Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025	12
Riforma della regolazione del servizio di misura del gas naturale	13
Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023	14
Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2023 e definitive 2022	14
Aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (i.e. TIQE): 2020-2023	15
TIQE: Piani di Resilienza per la rete elettrica	15
Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini	15
Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione	15
Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva	16
Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete	16
Titoli di efficienza energetica	16
I risultati economici, patrimoniali e finanziari	16
Gestione operativa	18
Digitalizzazione	18
Efficienza operativa	18
Gare ATEM	19
Innovazione	19
RetiPiu' Meno Co2	19
Persone	19
Salute e sicurezza	20
Sistema di Gestione Energetica Ambientale	20
Sistema di Gestione per la Qualità	20
Titoli di efficienza Energetica	20
Investimenti	21
Profilo patrimoniale	22
Ricerca e sviluppo	23
Fattori di rischio normativo	23
PROGRAMMA DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CRISI AZIENDALE	23

Informativa sui principali rischi e incertezze	23
Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia	24
Rischi strategici	25
Rischi normativi	25
Rischi di sicurezza sul lavoro	25
Ulteriori rischi	25
Contenzioso	26
Erogazioni pubbliche ricevute	26
Altre informazioni.....	26
Rapporti con parti correlate	27
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute	27
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate	27
Evoluzione prevedibile della gestione	27
Distribuzione gas.....	28
Distribuzione energia elettrica.....	28
Sostenibilità ambientale	28
Persone	28
Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari	29
Note Esplicative	34
Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	35
Applicazione dei principi contabili internazionali.....	35
Principio generale	35
Schemi di bilancio	35
Principi contabili	35
Criteri di valutazione	36
Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario	43
Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo	53
Dividendi	58
Informativi sull'impiego di strumenti finanziari	58
Classi di strumenti finanziari	59
Rischio di credito.....	59
Rischio di tasso.....	60
Rischio di liquidità	61
Operazioni con parti correlate	61
Accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale-finanziaria.....	62
Compensi ad amministratori, sindaci e società di revisione	62
Informazioni richieste dalla Legge 124/17 art.1 commi 125-129.....	63
Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	63
Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio.....	63
ALLEGATO A.....	64
Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento	64
ALLEGATO B Prospetto di riclassificazione 2022.....	66
Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale	68

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Nominato in data 14/09/2023; in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio che chiuderà al 31/12/2025

<i>Presidente</i>	Sandro Trabattoni
<i>Consigliere</i>	Francesco Giuseppe Maria Gerli
<i>Consigliere</i>	Daniela Martinazzi Detto Botter

Collegio Sindacale

Nominato in data 14/03/2022; in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio che chiuderà al 31/12/2024

<i>Presidente</i>	Carlo Delladio
<i>Sindaco effettivo</i>	Giovanna Ceribelli
<i>Sindaco effettivo</i>	Chiara Trabattoni

Revisore Legale

Nominato dall'Assemblea degli Azionisti in data 14/03/2023

EY.S.p.A.

Direzione

<i>Direttore Generale</i>	Mario Carlo Borgotti
---------------------------	----------------------

GRANDEZZE SIGNIFICATIVE DELL'ATTIVITA' GESTIONALE:

	2023	2022
RICAVI VENDITE E PRESTAZIONI <small>(Migliaia di euro)</small>	43.217	41.867
MARGINE OPERATIVO LORDO <small>(Migliaia di euro)</small>	23.848	25.384
RISULTATO D'ESERCIZIO <small>(Migliaia di euro)</small>	2.557	7.355
INVESTIMENTI <small>(Migliaia di euro)</small>	29.051	22.349
DIPENDENTI <small>(Numero medio dipendenti)</small>	122	116

Relazione sulla Gestione

Signori soci,

il bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 è stato redatto secondo le disposizioni di legge in materia di bilancio ed è sottoposto a revisione legale completa da parte della società di revisione EY S.p.A.

Nelle Note illustrative sono fornite le notizie attinenti le voci di bilancio al 31 dicembre 2023, mentre nella presente relazione vengono fornite le informazioni relative alla gestione.

Alla data di chiusura del Bilancio 2023 il capitale sociale della Società risultava pari a Euro 110.000.000,00 (centodiecimilioni/zero) detenuto dal socio unico A.E.B. S.p.A , partecipata a sua volta al 33,51% da A2A S.p.A. che esercita l'attività di direzione e coordinamento.

L'attività di direzione e coordinamento è esercitata da A2A SpA nel rispetto degli obblighi fissati dal "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione".

Retipiù S.r.l. al 31/12/2023 svolge l'attività di distribuzione del gas naturale, gestendo circa 290 mila Pdr, e l'attività di distribuzione di energia elettrica, gestendo oltre 25 mila POD. La società tramite un proprio Centro Ispezioni Metrologiche è accreditata ad effettuare le attività di verifica dei dispositivi di conversione del volume associato a contatori gas in conformità a quanto previsto dal D.M. 75/2012.

Nell'ottica di una revisione del modello industriale del Gruppo AEB, ed in coerenza con il proprio Piano Industriale, nel mese di marzo 2023 Retipiù Srl ha ceduto, alla correlata Gelsia srl, il ramo aziendale "Energy Building". Il prezzo di cessione del ramo, identificato tramite un'apposita perizia, è stato quantificato in Euro 95 migliaia. Il valore contabile netto del ramo ceduto ammontava ad Euro 26 migliaia. La plusvalenza da cessione, pari ad Euro 69 migliaia, è stata contabilizzata come incremento del patrimonio netto in quanto l'operazione è stata configurata come una transazione "under common controls".

Quadro normativo

Servizio distribuzione gas naturale

Il servizio di distribuzione gas metano è un servizio pubblico locale, normato dal D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164, che consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR.). Nell'ambito delle attività di distribuzione gas, svolte in regime di concessione, Retipiù Srl deve garantire:

- la connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);
- la continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità). L'attuale normativa stabilisce le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi gestiti, le condizioni economiche e le tariffe da applicare, i livelli minimi di qualità dei servizi da garantire, gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità dei servizi erogati.

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Affidamento del servizio di distribuzione gas naturale - Gare d'Ambito

Il servizio di distribuzione del gas naturale nell'ultimo decennio ha visto il susseguirsi di numerosi interventi legislativi, il più importante dei quali, contenuto nell'art. 46-bis del D.L. 159/2007 e nei successivi decreti ministeriali, ha portato alla definizione di 177 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) sulla base dei quali dovranno essere svolte le gare per il rinnovo di tutte le attuali 6.470 concessioni comunali. Lo scopo di tale intervento normativo è stato di "...garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza" gestiti "...in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi", agevolando "...le relative operazioni di aggregazione", prevedendo di conseguenza che i singoli enti locali appartenenti a ciascun ATEM affidino tale servizio tramite gara unica a un unico operatore.

A questa previsione sono seguiti numerosi provvedimenti che hanno prodotto un articolato e complesso quadro normativo con il fine di definire tutti gli aspetti di gara.

Il 1° aprile 2011 è entrato in vigore il Decreto 19 gennaio 2011, intitolato "Determinazione degli ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale", che ha fissato in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi e stabilito l'impossibilità degli Enti Locali di indire individualmente la gara per l'affidamento delle concessioni gas.

Il 5 maggio 2011 è entrato in vigore il Decreto Interministeriale 21 aprile 2011, recante "Disposizioni per governare gli effetti connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164, recante norme comuni per il mercato del gas", che stabilisce l'obbligo di assunzione da parte del gestore di un numero complessivo di lavoratori determinato da un valore soglia minimo di 1.500 PdR per addetto.

Il 29 giugno 2011 è entrato in vigore il D.Lgs 1 giugno 2011, n. 93, il cui art. 24, comma 4, stabilisce che *"...a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222"*.

Il 18 ottobre 2011 è stato pubblicato il Decreto interministeriale contenente l'elenco dei comuni che rientrano in ciascuno dei 177 ATEM.

Con il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (di seguito: Regolamento gare). Tale Regolamento gare prevede che gli Enti locali concedenti, appartenenti a ciascun ambito, demandino, in linea generale, al Comune capoluogo di provincia il ruolo di stazione appaltante per la gestione delle gare per l'affidamento del servizio, che ha il compito di preparare e pubblicare il bando di gara e il disciplinare di gara e di svolgere e aggiudicare la gara per delega degli Enti locali concedenti. In particolare, nello svolgere dette attività la stazione appaltante deve attenersi agli schemi e alle indicazioni del bando di gara tipo e del disciplinare di gara tipo - di cui, rispettivamente agli allegati 2 e 3 del medesimo Regolamento gare – giustificando eventuali scostamenti; al termine di tali attività, la stazione provvederà ad inviare il bando di gara e il disciplinare di gara, insieme alla nota giustificativa degli scostamenti, all'Autorità, la quale può inviare proprie osservazioni alla stazione appaltante, entro trenta giorni. Lo stesso Regolamento gare, all'articolo 3, ha previsto anche poteri sostitutivi della Regione, nel caso in cui gli Enti locali concedenti non abbiano identificato la stazione appaltante o qualora la stazione appaltante non abbia pubblicato il bando di gara, prevedendo specifiche scadenze dei termini. Nello specifico, l'Allegato 1 del Regolamento gare elenca, per ogni ambito, la data limite entro la quale la provincia, in assenza del comune capoluogo di provincia, convoca i comuni d'ambito per la scelta della stazione appaltante e da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento della Regione.

Successivamente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 è intervenuto a disciplinare il riconoscimento in tariffa del valore di rimborso delle reti esistenti (VIR) da riconoscere al gestore uscente, precisando che l'Autorità, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi, riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (RAB).

Il 13 dicembre 2012 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con la delibera n. 532/2012/R/ gas ha dato attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7, del Decreto sui criteri di gara n. 226/11, stabilendone le regole, i dati ed i formati per l'invio dello stato di consistenza delle reti alle stazioni appaltanti.

Il 5 febbraio 2013 il Ministro dello Sviluppo Economico, su proposta dall'Autorità con la delibera n. 514/2012/R/gas del 6 dicembre 2012, ha approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, ha modificato in modo sostanziale l'art. 15, comma 5, D.Lgs. n. 164/2000, che stabiliva che al gestore uscente fosse riconosciuto un rimborso costituito dal cosiddetto V.I.R. (Valore Industriale Residuo). In particolare, il provvedimento stabilisce che il rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, anche per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, che il Ministero dello Sviluppo Economico può predisporre, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 98/13. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità, per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Delle osservazioni dell'Autorità terrà conto la stazione appaltante, ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara.

Con il decreto 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità con il Regolamento Gare, sono stati definite le linee guida, i criteri e le modalità operative da utilizzare per la valutazione del rimborso degli impianti di distribuzione. Avverso questo provvedimento RetiPiu' Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lazio in data 19 settembre 2014.

Il DL 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla Legge 11 agosto 2014 n. 116, prevede che nella determinazione del valore di rimborso al gestore uscente nel primo periodo si segua la metodologia specificata nei contratti solo se stipulati prima dell'11 febbraio 2012, data di entrata in vigore del DM 11 novembre, 2011 n. 226, altrimenti si deve fare riferimento alle linee guida predisposte da MISE, approvate con DM 22 maggio 2014. Stabilisce, inoltre, un'ulteriore proroga dei termini per la pubblicazione del bando di gara per gli ambiti dei primi sei raggruppamenti, ai fini dell'intervento sostitutivo della regione e delle penali previste dall'art. 4, comma 5, del DL 21 giugno 2013, n. 69.

Con la delibera 26 giugno 2014, n. 310/2014/R/GAS, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10% e le modalità operative per l'acquisizione da parte dell'Autorità dei dati relativi al VIR, necessari per le verifiche di cui al DL 145/13. La deliberazione definisce inoltre le procedure per la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 1, comma 16, del medesimo decreto-legge. Successivamente, in data 7 agosto 2014, con la delibera n. 414/2014/R/GAS, l'Autorità ha definito i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari *benchmark* da utilizzare nell'analisi per indici di cui all'articolo 16, comma 1, della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, ai sensi dell'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13. Avverso questo provvedimento RetiPìù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 10 novembre 2014.

In data 24 luglio 2014, con delibera 367/2014/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro normativo per il quarto periodo regolatorio del servizio di distribuzione del gas naturale (2014-2019), integrando le disposizioni già approvate con la delibera 573/2013/R/gas con norme specifiche per le future gestioni d'Ambito. Il contenuto principale del provvedimento riguarda il riconoscimento tariffario dello stock di asset di proprietà del gestore uscente, che l'Autorità ha stabilito di differenziare distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente. Avverso questo provvedimento RetiPìù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 07 novembre 2014. Ricorso che è stato respinto con sentenza del 19 ottobre 2015. Sentenza appellata al Consiglio di Stato, in data 16 gennaio 2016.

Il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 che ha modificato il Regolamento gare per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e con la regolazione del IV periodo tariffario (2014-2019), definisce le modalità operative da seguire per il rispetto del criterio di gara relativo agli interventi di efficienza energetica nell'ambito ed esplicita i chiarimenti all'art.5 sul calcolo del valore di rimborso già forniti con le Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, approvate con DM 22 maggio 2014.

Nella versione originaria, il Regolamento gare conteneva un cronoprogramma per lo svolgimento delle gare, cadenzato sulla base delle date limite previste per l'intervento sostitutivo della Regione, in caso di mancato avvio della gara da parte dei Comuni. Secondo tale cronoprogramma, le gare per l'affidamento del servizio nei 177 ATEM, avrebbero dovuto svolgersi in un arco temporale di 3 anni a partire dal 2012, declinate in 8 raggruppamenti. Le date limite individuate nel Regolamento gare, sono state oggetto di diversi interventi di modifica, a partire dal decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98 (di seguito: decreto-legge 69/13) e successivamente con il decreto-legge 145/2013, con il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, con il decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192, come convertito dalla legge 27 febbraio 2015, n. 11 e in ultimo con la legge 21/16. In particolare, la legge 21/16 prevede, all'articolo 3, comma 2-bis, ulteriori rinvii rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo, quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe già vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione in analisi. Inoltre la norma ha cassato sia il potere sostitutivo statale in caso di inerzia della Regione, sia l'applicazione delle penalizzazioni economiche per gli enti locali nei casi in cui gli stessi non avessero rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante. In secondo luogo la nuova previsione ha definito che, scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegni alle stazioni appaltanti ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Trascorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministro dello Sviluppo Economico avvia a gara, nominando il commissario.

Con la delibera dell'Autorità 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione

Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

L'autorità, il 27 gennaio 2016, ha reso pubblici ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara.

Con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG.

La Legge n. 21 del 25/02/2016 ha previsto un'altra proroga dei termini per la pubblicazione dei bandi di gara. Nello specifico per gli ambiti appartenenti al primo raggruppamento di cui allegato 1 del DM 226/2011 il termine massimo è stato ulteriormente posticipato di 12 mesi; per gli ambiti appartenenti al secondo, 14 mesi; per quelli del terzo, quarto e quinto raggruppamento, 13 mesi; per gli ambiti del sesto e settimo lotto, 9 mesi; 5 mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento. La stessa norma, ha regolamentato le tempistiche degli interventi sostitutivi delle Regioni, o, in ultima istanza, del Mi.SE ed ha abrogato le sanzioni per il ritardo in precedenza previste a carico dei Comuni.

In data 8 marzo 2016, a fronte del mancato avvio delle procedure di gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas naturale sul modello degli ambiti territoriali ottimali, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e l'Autorità Garante

della Concorrenza e del Mercato, con le rispettive segnalazioni 86/2016/l/gas e S2470, hanno ritenuto di segnalare a Governo e Parlamento le diverse problematiche presenti, ritenendo che queste rappresentino un ostacolo alla piena realizzazione della riforma del settore e limitino l'effettivo confronto concorrenziale previsto dalla normativa. Nello specifico, ai fini di garantire l'assoluto e rigoroso rispetto delle nuove tempistiche, di massimizzare la partecipazione alle gare e la regolarità del loro svolgimento, nonché di minimizzare gli eventuali contenziosi, le Autorità hanno proposto l'adozione di misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure, la reintroduzione di meccanismi sanzionatori nel caso di mancato rispetto delle tempistiche per la pubblicazione dei bandi di gara e l'eliminazione di alcune ingiustificate barriere alla partecipazione alle procedure.

Con la deliberazione 18 maggio 2017 344/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/gas per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico. Sono esclusi i casi in cui siano state applicate alcune disposizioni delle Linee guida 7 aprile 2014 in combinazione con valutazioni basate su accordi riportati nelle concessioni o in convenzioni tra le parti. Come indicato nella deliberazione le semplificazioni non si applicano per valori di rimborso relativi alle reti di distribuzione situate nel Comune dell'ambito con il maggior numero di punti di riconsegna e negli altri Comuni dell'ambito con oltre 100.000 abitanti e con oltre 10.000 punti di riconsegna. Nei casi in cui si applicano le semplificazioni l'Ente locale non deve trasmettere (per il tramite della stazione appaltante) la documentazione di dettaglio prevista dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione 310/2014/R/GAS, ma deve rendere disponibile, tale documentazione su richiesta dell'Autorità. Le previsioni della deliberazione 344/2017/R/gas si applicano a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione. Pertanto non si applicano ai Comuni già acquisiti a piattaforma informatica VIR-RAB prima della data di pubblicazione della medesima deliberazione (19 maggio 2017), per i quali è in corso l'iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB da parte degli Uffici dell'Autorità.

L'articolo 1, comma 93, della legge 4 agosto 2017 n. 124, integra le disposizioni del decreto legislativo 164/00 e, in particolare introduce ulteriori semplificazioni rispetto all'obbligo, posto in capo alle stazioni appaltanti, di trasmettere all'Autorità le valutazioni di dettaglio relative ai valori di rimborso (VIR) che risultino maggiori del 10 per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria. Inoltre, l'articolo 1, comma 94, della legge 124/17, ai fini dell'attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2, del regolamento di cui al decreto 226/11, prevede che l'Autorità, con propri provvedimenti, definisca procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, precisando che in ogni caso, con riferimento ai punteggi massimi previsti per i criteri e i sub-criteri di gara dagli articoli 13, 14 e 15 del citato regolamento di cui al decreto 226/11, la documentazione di gara non possa discostarsi se non nei limiti posti dai medesimi articoli con riguardo ad alcuni sub-criteri.

Il 7 agosto 2017 l'Autorità ha pubblicato i chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'articolo 15 del decreto 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'articolo 5, comma 16, del medesimo decreto

L'Autorità, con la deliberazione 613/2017/R/com del 7 settembre 2017, ha stabilito di avviare specifici procedimenti, rispettivamente in materia di iter per la valutazione dei valori di rimborso in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per adeguare le disposizioni della deliberazione 310/2014/R/GAS in relazione a quanto previsto dall'articolo 1, comma 93, della legge 124/17; in materia iter di valutazione dei bandi di gara, in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per integrare le disposizioni contenute nella deliberazione 113/2013/R/GAS sulla base di quanto previsto dall'articolo 1, comma 94, della legge 124/17;

In data 02 novembre 2017, l'Autorità ha avviato la consultazione 734/2017/R/gas per illustrare i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR) e degli iter di valutazione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Con la delibera 905/2017/R/gas del 27 dicembre 2017, l'Autorità dà attuazione alle disposizioni della legge concorrenza (legge n. 124/2017) in relazione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, introducendo nella regolazione percorsi semplificati per la valutazione degli scostamenti VIR-RAB e per la valutazione dei bandi di gara. Il provvedimento, che segue specifica consultazione (dco 734/2017/R/GAS), con riferimento agli scostamenti VIR-RAB, approva il *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito"* (Allegato A), nel quale vengono fatte confluire le disposizioni contenute nella deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/GAS, s.m.i.. Il Testo integrato chiarisce le modalità di determinazione dello scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito e conferma gli orientamenti del documento di consultazione in relazione alle modalità di certificazione della sussistenza dei presupposti per accedere all'iter semplificato definito dalla legge concorrenza, con l'adozione di schemi-tipo (di prossima definizione da parte degli Uffici dell'Autorità) che dovranno essere utilizzati dagli Enti locali o di soggetti terzi per derogare all'obbligo di trasmissione all'Autorità degli scostamenti VIR-RAB superiori al 10% a livello di singolo Comune. In relazione alla semplificazione dell'iter di valutazione dei bandi di gara, la delibera 905/2017/R/GAS approva il *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di iter di valutazione dei bandi di gara"* (Allegato B), che conferma quanto prospettato in consultazione con l'introduzione di un percorso semplificato, ulteriore rispetto all'ordinario, che riduce l'ambito delle verifiche da parte dell'Autorità.

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite l'apposita piattaforma informatica VIR-RAB e la gestione di una complessa attività istruttoria, nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti. Tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei Bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11 e successive modifiche e integrazioni.

Nel Supplemento Ordinario n. 1 alla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana n. 21 dell'11 maggio 2018, è stata pubblicata la Legge 8 maggio 2018, n. 8, "Legge di stabilità regionale per l'anno 2018", che introduce nuove norme per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nella Regione Sicilia. In particolare, la disciplina regionale stabilisce che nella Regione Sicilia le gare per l'assegnazione del servizio gas avvengano per singolo comune e non per ambito territoriale e secondo criteri disomogenei rispetto alla normativa applicata nel resto del territorio italiano.

Nella riunione del 6 luglio 2018, il Consiglio dei Ministri ha deliberato di impugnare la suddetta Legge regionale, in particolare nella parte che determinerebbe un'accelerazione su base comunale delle gare per la distribuzione gas, in quanto in contrasto con l'art. 117, comma 2, lettera e) della Costituzione, cioè con le norme a tutela della concorrenza previste a livello centrale dallo Stato, e con l'art. 46-bis del D.L. n. 159/2007 (convertito in L. n. 222/2007), che ha disciplinato – secondo criteri di concorrenza e qualità del servizio pubblico locale – le modalità di svolgimento e i criteri di partecipazione alla gara per l'affidamento della gestione del servizio di distribuzione gas.

Con la Determina 11 luglio 2018 8/2018 – DIEU sono state aggiornate le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della deliberazione 905/2017/R/GAS e abrogata la determina 1/2015

Con la Determina 11 luglio 2018 9/2018 – DIEU sono state emanate le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d'ambito ai sensi della legge 124/17, come attuata con deliberazione 905/2017/R/GAS

Con la Determina 07 agosto 2018 12/2018 – DIEU l'ARERA ha reso note le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 22 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara. La determinazione del valore netto parametrico delle immobilizzazioni di località avviene a partire dal valore dell'immobilizzato lordo ottenuto in applicazione della formula di cui all'articolo 22 della RTDG, suddiviso tra i soggetti proprietari (Ente/gestore) sulla base del rapporto tra VRN rispettivo di spettanza e VRN complessivo, e successivamente stratificato per anno e per cespiti in misura percentuale pari alla suddivisione percentuale dei valori costituenti la stratificazione del VRN, e poi degradato sulla base dei coefficienti di degrado riportati nell'Allegato B alla Determina (il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località, espresso a prezzi dell'anno 2012, va rivalutato con il deflatore degli investimenti fissi lordi ai fini di renderlo confrontabile con il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete).

Con la Determinazione 28 dicembre 2018 n. 15/2018 – DIEU, l'Autorità ha aggiornato, per gli anni 2017 e 2018, i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari da utilizzare nell'analisi per indici relativa alla verifica degli scostamenti VIR/RAB. L'aggiornamento viene effettuato applicando il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari, rispettivamente, allo 0,30% per l'anno 2017 e allo 0% per l'anno 2018. I valori di riferimento sono utilizzati dall'Autorità per la determinazione del costo medio benchmark:

- di costruzione condotte (fornitura e posa tubazioni, nonché scavo, rinterro e ripristino per grande Area geografica);
- degli impianti di derivazione d'utenza in bassa e media pressione, nonché per ogni metro aggiuntivo di allacciamento interrato e di parte aerea e per ogni PDR aggiuntivo;
- delle opere civili relative a impianti di derivazione d'utenza.

Con la Determina 4 marzo 2020 4/2020 – DIEU l'ARERA ha reso note le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 24 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara e per la successiva dichiarazione dei dati da utilizzare ai fini delle determinazioni tariffarie.

In data 29 aprile 2020 l'ARERA ha pubblicato i chiarimenti rispetto all'applicazione delle modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette rivalutate nei casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore ai fini della valutazione degli scostamenti VIR-RAB e in relazione ai valori di RAB da inserire nei bandi di gara, stabilite con le Determine 4/2020 e 12/2018.

In data 11 dicembre 2020 l'ARERA ha pubblicato i chiarimenti in materia di riconoscimento degli investimenti relativi al servizio di distribuzione nelle gestioni per ambito. In particolare l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'ammissione al riconoscimento tariffario, gli interventi di estensione delle reti di distribuzione che siano giustificati da un'analisi costi-benefici valutata positivamente dall'Autorità devono rispettare le seguenti condizioni: i) il costo riconosciuto non sia superiore al costo individuato in sede di analisi costi-benefici (fatte salve esigenze di aggiornamento per riflettere le dinamiche dei prezzi dei fattori produttivi); ii) in fase realizzativa siano rispettate le previsioni relative all'acquisizione delle utenze sulla base delle quali sono state formulate le stesse analisi costi-benefici. In particolare, a consuntivo è necessario sia raggiunta una percentuale di connessioni alla rete pari almeno all'80% di quanto assunto nella curva di acquisizione progressiva delle utenze al fine della

predisposizione dell'analisi costi-benefici. Nei casi in cui non sia raggiunta la percentuale dell'80% il riconoscimento dei costi è invece effettuato proporzionalmente alla percentuale di connessioni attive rispetto a quelle previste in fase di analisi costi-benefici. Appare quindi opportuno che gli interventi di estensione siano realizzati solo qualora, prima della realizzazione degli stessi, siano state acquisite manifestazioni di interesse all'allacciamento alla rete da parte dei clienti finali opportunamente formalizzate e vincolanti; iii) non rientrino comunque nella quota parte dell'investimento relativa a quanto le imprese si impegnano a offrire in sede di gara ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13, comma 1, lettera c, del decreto 226/11.

A fronte di un quadro normativo estremamente complesso e non ancora consolidato continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti.

La distribuzione dell'energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPù Srl gestisce l'ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione e si realizza attraverso un'infrastruttura di rete tipica quale è la rete di distribuzione elettrica capillare fino agli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD). Nel dettaglio l'attività di distribuzione dell'energia elettrica comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione, ivi comprese le operazioni fisiche di sospensione, riattivazione e distacco e le attività di natura commerciale connesse all'erogazione del servizio di distribuzione.

Il contesto di riferimento di settore è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

RetiPù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030.

La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025.

Quadro regolatorio e tariffario

I servizi di distribuzione del gas naturale e di distribuzione energia elettrica sono soggetti all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. L'Autorità è un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. In particolare, compito dell'Autorità è quello di regolare tutti gli aspetti connessi all'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio, quali gli standard qualitativi minimi.

Regolazione tariffaria

La regolazione tariffaria rappresenta l'elemento più importante per le imprese di distribuzione, con essa infatti l'Autorità definisce tutti gli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio ed alla valorizzazione degli asset aziendali. Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (Regulatory Asset Base) determinato sulla base del tasso di remunerazione del capitale investito;
- gli ammortamenti, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas

La Delibera 614/2021/R/com ha definito i criteri per l'aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027). Il provvedimento fa seguito ad un'intensa fase di consultazione (DCO 308/2021/R/Com e 488/2021/R/Com), ad una specifica raccolta dati a cura di ARERA per la valutazione del costo del debito delle imprese e a momenti di confronto con operatori ed associazioni di categoria.

Sono confermate le principali caratteristiche dei meccanismi regolatori in essere (WACC reale pre-tasse, periodo regolatorio di 6 anni suddiviso in due sub-periodi triennali, formula di calcolo basata sul *Capital Asset Pricing Model*) ma vengono introdotte rilevanti novità nella modalità sia di aggiornamento che di definizione dei singoli elementi che lo compongono:

- i. meccanismo di trigger nel primo triennio: previsione di un aggiornamento annuale, qualora dovesse risultare una variazione del WACC, per almeno un servizio, pari o superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore, considerando alcuni specifici parametri di mercati (cfr. parametri *Risk Free* nominale, inflazione *isr* incorporata nel *Risk Free*, *SPREAD* e indice iBoxx BBB). In tal caso il valore del WACC verrebbe aggiornato per tutti i servizi;
- ii. ke (costo del capitale proprio): prevista l'eliminazione del *floor* attualmente esistente (0,5%) per le attività prive di rischio e introduzione di correttivi volti a intercettare le condizioni di mercato effettive (CP – *Convenience Premium*; FP - *Forward Premium* e UP – *Uncertainty Premium*) con un approccio di tipo *forward looking* e finanziario;
- iii. kd (costo del capitale di debito): si è passati da riferimenti di settore (i.e. raccolta e analisi del costo del debito effettivo degli operatori italiani) a quelli di mercato (i.e. indici iBoxx rappresentativi del rendimento delle obbligazioni emesse dalle società con rating BBB), prevedendo anche una ponderazione tra il costo di debito esistente (85%) e quello del nuovo debito (15%). E' stato inoltre introdotto un meccanismo di gradualità, in base a cui alla nuova metodologia di calcolo del Kd è attribuito un peso pari al 33,3% nel primo triennio 2022-2024 e a 66,6% nel secondo triennio 2025-2027.
- iv. diminuzione del costo riconosciuto a copertura della tassazione, riducendo il parametro fiscale *T* dall'attuale 31% al 29,5%.

L'Autorità ha confermato i valori di *gearing* mentre per il *βasset* (parametro che misura la rischiosità dello specifico settore) ha introdotto un aggiornamento straordinario in vigore nel triennio 2022-2024 per i servizi che ad oggi presentano un valore inferiore a 0,4.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2023 e definitive 2022

La Delibera 207/2023/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2023 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale.

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2023

La tabella riporta il valore della RAB di RetiPiu al 31 dicembre 2023:

M€	Cap. Centralizzato	RAB Distribuzione	RAB Misura	Totale
RetiPiu Srl	12	140	35	187

Determinazione degli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (c.d. IRMA)

La Delibera 559/2021/R/gas ha chiuso un lungo procedimento finalizzato ad individuare la modalità di valorizzazione dell'IRMA, generato da una discrepanza a livello di vite utili utilizzate per il calcolo degli ammortamenti residui dei misuratori meccanici di calibro G4/G6 dismessi in quanto sostituiti con misuratori elettronici conformi alle disposizioni dettate dall'Autorità. La Delibera 287/2021/R/gas e la successiva Determina 3/2021 DIEU stabiliscono:

- che le dismissioni dei misuratori tradizionali sostituiti da elettronici dovessero essere rappresentate nelle raccolte tariffarie RAB GAS con il metodo del FIFO applicato ai valori storici lordi e che, di conseguenza, sarebbe stato necessario ri-acquisire i dati delle dismissioni 2014-2019 precedentemente comunicati così da garantire l'omogeneità di applicazione di tale criterio tra gli operatori;
- le modalità tecniche la ri-acquisizione dei dati e le formule per il calcolo dell'IRMA sull'intero parco misuratori meccanici G4/G6 esistente al 31 dicembre 2019 e per i misuratori dismessi nel periodo 2014-2019.

A seguito della specifica raccolta dati per la ri-acquisizione delle dismissioni 2014-2019 l'IRMA riconosciuto ai distributori del Gruppo A2A è stato pari a circa 6 milioni di euro e sarà corrisposto in 5 rate incluse nei ricavi ammessi degli anni dal 2020 al 2024, di cui le prime 3 rate sono già state riconosciute nelle tariffe 2020, 2021 e 2023.

Sempre con riferimento alle quote di ammortamento dei misuratori tradizionali dismessi perché sostituiti con misuratori elettronici, la Delibera 679/2023/R/gas ha, tra le altre cose, rideterminato le tariffe di riferimento definitive 2020 e 2021 al fine di escludere dal calcolo dei ricavi ammessi le quote di ammortamento di misuratori tradizionali di calibro maggiore di G6 sostituiti con elettronici successivamente all'anno 2018, termine ultimo per completare il roll-out di tali strumenti di misura.

Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 che definisce il quadro regolatorio in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). Pur se confermate le caratteristiche della regolazione precedente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- costi operativi riconosciuti: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi del 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del *price cap* considerando, oltre all'inflazione, anche un X-Factor differenziato per attività

(distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, la dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti ed un aumento degli X-Factor relativi alla distribuzione e alla commercializzazione mentre per la misura è confermato il livello previgente;

- **costi di capitale:** revisione del parametro β nel calcolo del WACC della misura al fine di allineare il rendimento riconosciuto a quello vigente per la distribuzione (6,3% per il 2020 e per il 2021). Nel calcolo del capitale investito oggetto di remunerazione, nonché delle relative quote di ammortamento, viene definito uno specifico meccanismo per il rilascio graduale, in un orizzonte di lungo periodo che travalica il singolo periodo regolatorio, dell'ammontare di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 che non era considerato nella definizione delle tariffe.

Unareti S.p.A. ha impugnato al TAR la Delibera 570/2019/R/gas evidenziandone la carenza di istruttoria e il forte impatto, imprevisto e non adeguatamente giustificato, sull'equilibrio economico-finanziario. Nell'ambito del suddetto ricorso, l'attività di verifica, richiesta dai ricorrenti (tra cui anche Unareti S.p.A.), si è conclusa al 30 marzo 2022 con il deposito della Relazione contenente gli esiti delle analisi effettuate dai Verificatori. A valle di ciò, tra aprile e giugno si sono svolte le udienze di discussione delle cause davanti al TAR ma le sentenze non sono ancora disponibili.

La Delibera 737/2022/R/gas ha provveduto all'aggiornamento infra-periodo 2023 – 2025 ma non ha mutato in modo sensibile il quadro regolatorio, limitandosi a declinare operativamente alcune misure già previste, come il riconoscimento parametrico dei costi dei sistemi di telegestione/ telelettura e concentratori, e ad aggiornare alcuni parametri, come nel caso del costo standard degli smart meter gas e del valore unitario dell'acconto a copertura dei costi sostenuti per le verifiche metrologiche. La principale novità, peraltro sollecitata dagli operatori, è il meccanismo di mitigazione degli impatti negativi derivanti da riduzioni dei PdR attivi – e quindi della quota parametrica dei ricavi ammessi a copertura dei costi operativi di località per il servizio di distribuzione, a fronte dei quali permangono comunque alcuni costi fissi connessi ai punti non attivi - in conseguenza della crescente elettrificazione dei consumi. Tale meccanismo, da gestire nell'ambito della perequazione a partire dai ricavi di competenza del 2023, è basato su logiche di trigger da attivare al verificarsi di determinate condizioni.

Riforma della regolazione del servizio di misura del gas naturale

La Delibera 269/2022/R/gas ha riformato la regolazione del servizio di misura del gas naturale prevedendo: (i) un limite temporale fisso (90 gg) oltre il quale lo smart meter gas installato è considerato in servizio (ossia teleletto e telegestito) e, pertanto, (ii) l'applicabilità a tali smart meter degli obblighi di lettura mensile, (iii) l'invio dei dati di misura al SII entro il giorno 7 del mese, (iv) un articolato sistema di indennizzi a favore sia dei clienti finali sia degli utenti della distribuzione e (v) meccanismi di attenuazione dell'onere in capo ai distributori per il riconoscimento di tali indennizzi finalizzato a tenere conto degli effettivi limiti tecnici dei sistemi di telelettura e telegestione utilizzati.

Le disposizioni sono entrate in vigore in parte ad ottobre 2022 (nuovi meccanismi di indennizzo agli utenti della distribuzione) e in parte ad aprile 2023 (messa in servizio, frequenza raccolta dei dati di misura, loro messa a disposizione del SII ed indennizzi a clienti finali).

Meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out

La Delibera 386/2022/R/gas ha definito un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del c.d. Delta IO (i.e. differenza tra il gas immesso nella rete di distribuzione misurato presso la cabina Re.Mi (citygate) e il gas prelevato presso i PdR dei clienti finali/punti di interconnessione con altre reti) finalizzato ad intercettare le situazioni di più manifesta e macroscopica inefficienza.

Il meccanismo si basa sul confronto, per ciascun citygate, tra i valori di riferimento ammissibili minimo e massimo del Delta IO calcolati per gruppi omogenei di impianti e il valore del Delta IO effettivo dello specifico citygate e sulla conseguente valorizzazione del risultato tramite un prezzo unitario di riferimento del gas qualora il valore effettivo dovesse ricadere al di fuori della "fascia di franchigia" determinata dai valori ammissibili minimo e massimo; dal calcolo sono esclusi i quantitativi di gas relativi a perdite localizzate e prelievi fraudolenti rilevati e opportunamente quantificati dai distributori.

La prima applicazione sarà effettuata nella seconda parte del 2024 con riferimento al triennio 2020-2022 utilizzando gli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale del processo di settlement gas.

Riforma della regolazione del servizio di misura del gas naturale

La Delibera 269/2022/R/gas ha riformato la regolazione del servizio di misura del gas naturale prevedendo: (i) un limite temporale fisso (90 gg) oltre il quale lo smart meter gas installato è considerato in servizio (ossia teleletto e telegestito) e, pertanto, (ii) l'applicabilità a tali smart meter degli obblighi di lettura mensile, (iii) l'invio dei dati di misura al SII entro il giorno 7 del mese, (iv) un articolato sistema di indennizzi a favore sia dei clienti finali sia degli utenti della distribuzione e (v) meccanismi di attenuazione dell'onere in capo ai distributori per il riconoscimento di tali indennizzi finalizzato a tenere conto degli effettivi limiti tecnici dei sistemi di telelettura e telegestione utilizzati.

Le disposizioni sono entrate in vigore in parte ad ottobre 2022 (nuovi meccanismi di indennizzo agli utenti della distribuzione) e in parte ad aprile 2023 (messa in servizio, frequenza raccolta dei dati di misura, loro messa a disposizione del SII ed indennizzi a clienti finali).

Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale

La Delibera 590/2023/R/gas ha approvato la graduatoria dei progetti pilota ammissibili all'incentivazione prevista dalla Delibera 404/2022/R/gas che aveva stanziato un tetto massimo di 35 milioni di euro per finanziare sperimentazioni nel settore della distribuzione gas di durata massima triennale e rientranti nei seguenti ambiti progettuali:

- metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti (sviluppo green gas, riduzione emissioni fuggitive);
- utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti (sviluppo green gas);
- interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale (incremento efficienza energetica, digitalizzazione reti).

Per quanto riguarda Retipìù, è stata ammessa all'incentivazione con riferimento al progetto "Retipìù Smart Meno CO2", finalizzato alla riduzione delle emissioni fuggitive da condotte interrante degli impianti di distribuzione gas metano, grazie alla loro individuazione preventiva sfruttando la protezione catodica e analisi vibro-acustica.

Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023

La Delibera 234/2023/R/gas ha approvato i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2024 e i ricavi di riferimento per il calcolo degli stessi, mentre con la Delibera 233/2022/R/gas erano stati approvati i ricavi ammessi per il 2023.

Nell'ambito della RTTG 2024-2027, approvata con Delibera 139/2023/R/gas, i ricavi ammessi possono differire dai ricavi di riferimento per il calcolo dei corrispettivi tariffari a seguito dell'applicazione dei criteri regolatori ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio) specifici per l'attività in esame, definiti dalla Delibera 497/2023/R/com.

I ricavi di riferimento 2024 già approvati:

- subiranno variazioni per l'effetto dell'aggiornamento del WACC 2024 (da 5,1% a 5,9%) e per l'applicazione ex post delle nuove logiche tariffarie ROSS;
- risentono, come i ricavi ammessi definitivi 2023, dell'esclusione dal capitale riconosciuto del segmento di rete "S05 – ValStaffora" riclassificato in rete di distribuzione dal 1° gennaio 2023 con Decreto Direttoriale MASE 25 maggio 2023 nonché del processo di confronto con Gasdotti Alpini S.r.l. e la Provincia Autonoma di Trento finalizzato a coordinare gli sviluppi infrastrutturali proposti dalle parti nell'area trentina in parziale sovrapposizione.

Riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto

La Delibera 512/2021/R/gas conclude il procedimento finalizzato al riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, approvando il nuovo testo contenente la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", in cui sono definite responsabilità e perimetro delle attività di metering e meter reading, requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo, livelli di qualità.

La nuova regolazione è finalizzata a responsabilizzazione maggiormente i vari soggetti coinvolti nella filiera, definendone i ruoli ed introducendo – come già previsto in numerosi altri casi - un articolato sistema di penali ed indennizzi comminati, a fronte di uno specifico monitoraggio a cura dei TSO, ai responsabili dell'attività di metering (i.e. proprietari dell'impianto di misura) e/o di meter reading (TSO cui l'impianto di misura è connesso) al fine di fornirgli un adeguato segnale di prezzo della non-compliance rispetto a determinati livelli di qualità del servizio (in alcuni casi distinti tra minimi e ottimali) e stimolare così interventi volti all'adeguamento degli impianti di misura, con conseguente miglioramento della loro performance, a garanzia di dati di misura di maggior qualità.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2023 e definitive 2022

La Delibera 206/2023/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2023 per i distributori con oltre 25.000 POD.

La Delibera 472/2023/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2018 per distributori con meno di 25.000 POD, tra cui Retipìù S.r.l., mentre la Determina 2/2023 DINE ha fornito disposizioni in materia di perequazione, anche in acconto, per il periodo 2018-2023 la cui liquidazione è avvenuta, per l'anno 2018, a dicembre 2023. La RAB per la società Retipìù è pari a circa 26,4 milioni di euro.

Aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (i.e. TIQE): 2020-2023

La Delibera 566/2019/R/eel ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE - Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, introducendo specifiche misure volte alla riduzione dei divari nella continuità del servizio tra le varie zone del Paese. In particolare, è stata definita, per gli ambiti con il maggior numero di interruzioni, una "regolazione speciale" a carattere volontario che prevede:

- l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale (pari a 1/3 del premio) in caso di mancato conseguimento;
- la possibilità di richiedere la posticipazione dell'anno target dal 2023 al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di un'apposita Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni in considerazione della presenza di criticità strutturali; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

La Delibera 431/2020/R/eel ha approvato l'istanza di Unareti S.p.A. per partecipare alla regolazione speciale per l'ambito territoriale Milano – Altissima Concentrazione, con il ricalcolo dei tendenziali.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una "regolazione per esperimenti", mutuamente esclusiva con la "regolazione speciale", in aree individuate dai distributori. Fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per il 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

TIQE: Piani di Resilienza per la rete elettrica

Il Titolo 10 del TIQE ha definito per le principali imprese distributrici gli obblighi in materia di resilienza della rete elettrica, i contenuti e le tempistiche di realizzazione e pubblicazione periodica del piano di interventi nonché i meccanismi di incentivazione (premi/penali), i cui esiti sono determinati entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025.

La Delibera 614/2023/R/eel aggiorna la vigente regolazione sulla resilienza prevedendo: l'applicazione del meccanismo incentivante alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, l'evoluzione del meccanismo in ottica solo premiale (nessuna penalità prevista per gli interventi ammessi dal 2024), una modifica della formula di calcolo del premio, oltre al completamento della consuntivazione estesa all'anno 2027. Il provvedimento ha, inoltre, introdotto una parziale revisione dal 2024 in materia sia di ammissione dei nuovi investimenti sia di esclusione di quegli interventi, in precedenza ammessi, che soddisfano determinate caratteristiche.

La Delibera 617/2023/R/eel ha introdotto un nuovo meccanismo incentivante per gli interventi di sviluppo sulle reti di distribuzione effettuati da operatori con più di 100.000 POD e soggetti alla predisposizione del piano sviluppo (ex Delibera 296/2023/R/eel). Il nuovo meccanismo ingloba il precedente sistema di incentivazione degli interventi per l'aumento della resilienza. È prevista una fase di prima applicazione, che include gli investimenti avviati a partire dal 1° gennaio 2024 con adesione tramite istanza entro il 28 febbraio 2024, ed una fase a regime che interessa gli investimenti avviati tra il 1° gennaio 2025 e il 31 dicembre 2027 con adesione tramite istanza entro il 30 giugno 2026. In entrambe le fasi saranno comunque esclusi gli investimenti già ricompresi nel meccanismo incentivante definito nel TIQE 2020-2023 e sarà applicabile un sistema di cap.

Entro il 30 giugno 2023 Unareti S.p.A. ha inviato la consuntivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi al meccanismo incentivante per l'incremento della resilienza, sia per gli interventi conclusi nel 2022 che per quelli in fase realizzativa. LD Reti S.r.l. e RetiPù S.r.l. hanno optato per l'adesione posticipata al meccanismo premi/penali, che ha pertanto avuto decorrenza dal 2022.

Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale per il periodo 1° gennaio 2020 – 30 giugno 2023 in materia di censimento ed ammodernamento, con eventuale centralizzazione dei misuratori, delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini.

Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione

L'Autorità, nell'ambito del quadro regolatorio applicabile ai distributori di maggiore dimensione, con la Delibera 278/2020/R/eel ha approvato il piano di messa in servizio di un sistema di smart metering 2G (PMS2) di Unareti S.p.A. Tale piano prevede la sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024 (l'area bresciana è terminata nel 2021 e la posa sta adesso interessando l'area di Milano). L'avanzamento del piano è sostanzialmente in linea con le previsioni, nonostante le difficoltà causate, negli anni scorsi, dalla c.d. crisi dei semiconduttori e i conseguenti impatti sull'approvvigionamento di misuratori.

A seguito dell'ultima rendicontazione degli investimenti effettuati (anno 2022), pari a circa 21 milioni di euro, si stima che l'applicazione dei meccanismi regolatori previsti (Matrice IQI) genererà una penale netta di modesta entità.

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

La Delibera 568/2019/R/eel ha modificato la regolazione dei flussi di energia reattiva sulle reti, definendo in particolare i livelli minimi del fattore di potenza sia per i prelievi che per le immissioni di reattiva, al cui superamento è previsto il pagamento di penali calcolate in base a specifici corrispettivi unitari da applicare sia ai clienti finali in AT e AAT e alle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN, sia ai clienti finali in MT e ai non domestici in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 KW, così come ai punti di scambio tra reti di distribuzione in MT e BT.

La Delibera 232/2022/R/eel ha rimandato al 1° aprile 2023 l'applicazione dei corrispettivi tariffari per l'energia reattiva immessa in F3 per i clienti finali non domestici in BT con potenza superiore a 16,5 kW e per i non domestici in MT, nonché alle interconnessioni tra reti in MT e in BT. La successiva Delibera 712/2022/R/eel ha introdotto corrispettivi per le immissioni di energia reattiva per clienti finali e punti di interconnessioni tra reti in AT e AAT a partire dal 1° aprile 2023. È stata, infine, prevista la possibilità di definire deroghe temporanee.

La Delibera 630/2023/R/eel ha introdotto una semplificazione della struttura dei corrispettivi, stabilendo uno scaglione unico di corrispettivo per gli eccessivi prelievi (oltre il 33% dell'attiva) e per tutte le immissioni di energia reattiva per i punti di clienti finali e interconnessioni in MT e BT, mantenendo le vigenti differenziazioni tra le fasce F1, F2 e F3. Inoltre, la Delibera 615/2023/R/eel, in relazione agli scambi di reattiva in AAT e AT, ha confermato la logica vigente basata sulla maggiorazione dei corrispettivi rispetto al livello "base" per immissioni di energia reattiva nei nodi facenti parte di aree omogenee che sono caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione.

Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete

La Delibera 119/2022/R/eel ha istituito un meccanismo a favore dei distributori di energia elettrica finalizzato a garantire, a determinate condizioni, il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi agli oneri generali di sistema e agli oneri di rete. Tale meccanismo ammette anche i crediti relativi a contratti di trasporto non risolti a causa delle disposizioni normative applicabili nei casi di crisi d'impresa e, con riferimento agli oneri di rete, è prevista una franchigia ed una soglia minima agli importi riconoscibili.

Alcuni distributori del Gruppo A2A hanno partecipato alla sessione 2023 del meccanismo e dovranno restituire complessivamente alla CSEA circa 300.000 euro, pari al saldo netto dei nuovi crediti ammissibili e gli importi già riscossi dagli utenti della distribuzione morosi e precedentemente riconosciuti nell'ambito del meccanismo.

Titoli di efficienza energetica

La Delibera ARERA 340/2023/R/efr ha definito il contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica relativi all'anno d'obbligo 2022 pari a 250,68 €/TEE (250 € di contributo tariffario + 0,68 € di corrispettivo aggiuntivo).

Al fine di contenere l'esposizione finanziaria dei soggetti obbligati, la Delibera 454/2023/R/efr ha rivisto la disciplina di annullamento nella sessione di acconto:

- Il contributo tariffario in acconto è stato incrementato a 250,68 €/TEE (per l'annullamento di novembre 2023) fino al 50% dell'obiettivo specifico annuale e a 240 €/TEE per i titoli eccedenti;
- sono stati incrementati i volumi potenzialmente annullabili nella sessione di acconto, pari al 50% dell'obiettivo specifico dell'anno d'obbligo in corso e al 100% dei residui dei due anni precedenti.

I risultati economici, patrimoniali e finanziari

Nell'esercizio 2023 RetiPiu' Srl ha complessivamente distribuito ai clienti allacciati alla propria rete di distribuzione di gas 349,61 milioni di metri cubi (359,9 milioni di metri cubi nel 2022) e ai clienti allacciati alla propria rete di distribuzione elettrica 131,35 milioni di kWh (130,73 milioni di kWh nel 2021). Al 31 dicembre 2023 i punti medi di fornitura di gas gestiti dalla società sono risultati pari a 284.211 (284.881 al 31 dicembre 2022) mentre i punti di fornitura medi connessi alla rete elettrica sono pari a 26.391 (26.399 al 31 dicembre 2022).

I ricavi dell'esercizio 2023 sono stati pari a 44,9 milioni di euro.

I ricavi hanno beneficiato di un incremento derivato sostanzialmente dai ricavi da tariffa gas +1,5 milioni.

I costi operativi presentano un incremento rispetto al dato 2022 (+2,9 milioni di euro). Le principali voci di costo sono l'incremento per l'autoconsumo combustibile per il funzionamento degli impianti (+0,3 milioni di euro), minori capitalizzazioni effettuati nel corso dell'esercizio per (+0,7 milioni di euro), rilascio del credito d'imposta sui misuratori per (+0,6 milioni di euro) e minusvalenze per la dismissione di asset per (+1,3 milioni di euro).

L'EBITDA risulta pari a 23,8 milioni di euro, in contrazione rispetto al dato del 2022 (+1,5 milioni di euro).

Gli ammortamenti e svalutazioni riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 19,6 milioni di euro. L'incremento rispetto al dato 2022 (+ 4,2 milioni di euro) è dovuto essenzialmente alla modifica di ammortamento sui

misuratori smart meter 2G gas. La modifica è stata attuata per seguire l'evoluzione metrologica e tecnologica degli stessi che ne ha comportato la sostituzione anticipata rispetto alla vita utile prevista dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Non si è provveduto ad un accantonamento a fondi.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 4,2 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -1,1 milioni di euro, sono dovuti principalmente agli oneri per finanziamenti a m/l termine e, in maniera residuale, a proventi per la remunerazione delle giacenze di cassa.

Il risultato prima delle imposte risulta pari a 3,1 milioni di euro (9,8 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Al netto delle imposte sul reddito, il risultato dell'esercizio 2023 è positivo per 2,6 milioni di euro (7,4 milioni di euro al 31 dicembre 2022).

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	31/12/2023	31/12/2022
Ricavi delle vendite delle prestazioni	43.217	41.867
Variazione dei lavori in corso	-	-
Altri ricavi e proventi	1.675	1.705
Totale ricavi operativi	44.893	43.571
Altri costi operativi	(18.319)	(15.918)
Valore aggiunto	26.574	27.653
Costo del personale	(2.726)	(2.268)
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	23.848	25.385
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	-	39
MOL post partite non ricorrenti	23.848	25.424
Amm.ti e svalutaz. di immobilizzazioni	(19.641)	(15.408)
Accant.ti per rischi su crediti e diversi	-	-
Margine Operativo Netto (Ebit)	4.207	10.016
Risultato gestione finanziaria	(1.149)	(188)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte	3.058	9.828
Imposte sul reddito	(501)	(2.473)
Risultato netto	2.557	7.355

Il capitale investito netto nel corso del 2023 è passato da 251,2 a 257,6 milioni di euro.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2023 ammontano a 257 milioni di euro, contro i 249 milioni del 2022.

Il patrimonio netto è passato da 237 a 239 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2023 si attesta a -18 milioni di euro rispetto a -14 milioni di euro del 2022.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 13 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiu' Srl.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Capitale immobilizzato	256.540	248.777	7.763
Capitale circolante	1.024	2.429	(1.405)
Capitale investito netto	257.564	251.206	6.358
Patrimonio netto	239.404	236.788	2.616
Debiti finanziari a m/l termine	13.039	18.305	(5.266)
Posizione finanziaria netta	5.120	(3.887)	9.007
Totale fonti di finanziamento	257.564	251.206	6.358

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	256.540	Mezzi propri	239.404
Magazzino	1.280	Debiti commerciali	12.025
Crediti commerciali	12.054	Debiti per imposte	-
Crediti per imposte	227	Altre passività correnti	11.278
Altre attività correnti	10.766	Finanziamenti a M/L	13.039
Crediti v/controlante	-	Finanziamenti a breve	7.109
Disponibilità liquide	1.988		
Totale	282.856	Totale	282.856

Gestione operativa

Le iniziative attuate nel 2023 hanno coinvolto tutte le strutture, con l'attivazione di specifici progetti finalizzati a potenziare la nostra competitività, riducendo i costi di gestione, e accrescere la qualità del servizio offerto, migliorandone gli standard.

Digitalizzazione

La digitalizzazione degli asset e dei processi aziendali riveste da tempo un ruolo chiave nelle strategie aziendali di RetiPiù, che vuole caratterizzarsi come utility 4.0, fornitrice di nuovi servizi al territorio e realtà che ricerca e sviluppa strumenti per ottimizzare i propri processi, migliorare il servizio e impattare in modo significativo sulla qualità della vita dei cittadini/clienti finali.

L'attività svolta nel 2023 ha come obiettivo di completare la digitalizzazione degli asset aziendali, sfruttando le potenzialità della tecnologia Internet of Things (IoT), la cui sperimentazione è già stata avviata nell'ambito degli smart-meter con buoni risultati in termini di connettività. L'IoT permetterà ai sensori distribuiti lungo la rete di comunicare tra loro, interagire con l'ambiente esterno, rilevare i dati e tramite l'Intelligenza Artificiale e il Machine Learning di prendere decisioni, anche in tempo reale, come ad esempio quella di regolare alcuni parametri di funzionamento degli impianti, prevenire i guasti attraverso la manutenzione predittiva e individuare ancor più rapidamente eventuali perdite. Il grado di autonomia decisionale crescerà nei prossimi anni con la progressiva maturazione delle tecnologie.

Efficienza operativa

Il processo di digitalizzazione ha trasformato e continua a modificare il nostro modo di lavorare: i nostri tecnici eseguono direttamente in campo numerose attività; il nostro personale amministrativo e di staff utilizza un avanzato sistema di gestione documentale e sta sperimentando soluzioni informatiche per migliorare il lavoro di team e permettere uno scambio di idee e comunicazioni in maniera più rapida ed efficace, aprendo nel contempo la possibilità di sviluppare ulteriormente soluzioni di lavoro remoto.

L'adeguamento delle procedure, coniugato con l'adozione di adeguate soluzioni tecnologiche, stanno portando diversi benefici, anche economici, quali:

- l'aumento della produttività, la riduzione dei tempi nell'esecuzione dei lavori e dell'attività amministrative. Va comunque sottolineato che i settori della distribuzione del gas e dell'energia elettrica di RetiPiù sono da tempo caratterizzati da un livello di standard elevati, che consentiranno di raggiungere miglioramenti di performance limitati a causa dell'intrinseca difficoltà di perseguire ulteriori incrementi significativi. L'attenzione sarà comunque concentrata: per il gas, sull'ottimizzazione della gestione delle pressioni di esercizio e dei livelli di odorizzazione; per l'energia elettrica, sugli aspetti di continuità e distribuzione dei carichi; per l'illuminazione pubblica, sul miglioramento dei livelli di qualità della progettazione; per l'efficienza energetica, sulla capacità di sviluppare proposte sostenibili ed innovative dal punto di vista tecnologico;
- l'attivazione del processo di dematerializzazione dei documenti cartacei con conseguente ottimizzazione del processo di archiviazione e riduzione dei costi logistici ad esso correlati;
- la razionalizzazione dei percorsi dei mezzi operativi con la conseguente riduzione dei km percorsi e delle emissioni inquinanti;
- l'ottimizzazione delle attività di inserimento dati, eliminando le attività ripetitive con conseguente riduzione dei margini d'errore dovuti a imprecisioni nella trascrizione dei dati;
- l'introduzione di reportistiche analitiche integrate, dinamiche, interattive e disponibili a richiesta in tempo reale per velocizzare le analisi e rendere più efficaci le conseguenti decisioni

Nel 2023 è proseguita la nostra strategia che da sempre persegue l'ottimizzazione dei costi operativi, con l'obiettivo di migliorare i nostri livelli di qualità, efficacia ed efficienza.

RetiPù nel corso del 2023 ha avviato un percorso di integrazione nella mappa applicativa del Gruppo A2A, con l'obiettivo di ottimizzare i principali processi Corporate e Business. Nel mese di marzo 2023 ha preso il via il primo progetto di integrazione che, in un arco temporale di 22 mesi, porterà la Società ad adottare tutti i sistemi di Asset Management e Commerciali della BU Smart Infrastructures a supporto dei processi commerciali e dei processi operations.

Gare ATEM

Continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti, anche a fronte di un quadro normativo non ancora consolidato, che vede l'Autorità modificare l'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB e dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativamente all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale e mantenere un atteggiamento estremamente rigido su tutti gli aspetti valutativi.

Per quanto riguarda RetiPù Srl nel 2023 la struttura è stata impegnata nelle attività di interlocuzione con le varie Stazioni Appaltanti per fornire ed aggiornare i dati previsti dal D.M. 12 novembre 2011, n. 226.

Innovazione

Nell'ambito di quanto disposto dalla Delibera 404/2023/R/gas e a valle delle comunicazioni di risultanze istruttorie (CRI) inviate lo scorso fine ottobre a ciascun operatore partecipante alla sperimentazione in oggetto, ARERA in data 12 dicembre 2023 ha pubblicato la Delibera 590/2023/R/Gas con cui ha approvato la graduatoria dei 21 progetti ritenuti ammissibili a valle dell'iter di verifica, tra i quali è rientrato il progetto "RetiPù Smart meno CO2", finanziato per € 1.776.518,69. Il progetto di RetiPù si prefigge l'obiettivo di ridurre le emissioni fuggitive da condotte interrato degli impianti di distribuzione gas metano, grazie alla loro individuazione preventiva grazie alla realizzazione di unate neurale digitale basata sulla analisi della modifica dell'impedenza di circuito di un impianto di protezione catodica (per tratte di rete in acciaio) e dei segnali vibro-acustici immessi nelle tubazioni (per tratte in PE).

RetiPù Meno Co2

Tra le varie iniziative avviate da RetiPù al fine di rendere le reti di distribuzione dell'energia sempre più sostenibili, sicure e compatibili con l'ambiente un'importanza particolare è rappresentata dal progetto di digitalizzazione dell'attività di individuazione e l'eliminazione delle dispersioni presenti sulla rete di distribuzione denominato "RetiPù Meno Co2".

Il progetto oltre a migliorare la sicurezza della rete, si prefigge di ottenere una riduzione delle emissioni di Co2 in atmosfera, eliminando le cosiddette emissioni fuggitive di metano, obiettivo riconosciuto come strategico e prioritario nell'ambito del percorso di decarbonizzazione tracciato dal Green Deal Europeo. Per ottenere questo risultato RetiPù Srl ha adottato la tecnologia del "Picarro Surveyor", la più innovativa attualmente sul mercato, che rende più efficiente l'attività di monitoraggio delle dispersioni di gas sulla rete di distribuzione cittadina: può infatti rilevare le dispersioni con una sensibilità di tre ordini di grandezza superiore a quelle attualmente in uso (parti per miliardo vs parti per milione). Questo consente di rendere più efficiente l'attività di monitoraggio delle dispersioni di gas sulla rete di distribuzione cittadina, aprendo la strada all'ottimizzazione delle ispezioni grazie ad algoritmi di machine learning, in grado di monitorare queste perdite, pianificare interventi di manutenzione sulla rete e ridurre le emissioni di metano e, quindi, di Co2 in atmosfera.

Nel corso del 2023 sono state ispezionate oltre 2.618 km, pari al 91% del totale delle reti gestite, individuando 988 dispersioni. Inoltre nell'ottica di ottimizzazione delle sinergie di Gruppo sono state ispezionate in service per altre società del Gruppo circa 450 Km di rete.

Persone

Le persone di RetiPù Srl svolgono la propria attività nella condivisione e nel rispetto dei seguenti valori, che ne guidano le decisioni e le modalità operative:

- Eticità e sostenibilità. Ci sentiamo e siamo responsabili, come azienda nel suo complesso e come singoli, verso la società, il territorio e l'ambiente in cui operiamo. Per questo crediamo che la sostenibilità sia innanzitutto passione per il lavoro, un valore che custodiamo e rispettiamo da oltre 100 anni. Senza passione per il lavoro non ci può essere futuro e, quindi, sostenibilità. Ogni giorno lavoriamo perché il domani sia migliore di oggi.
- Innovazione e miglioramento. La nostra storia ci ha insegnato che ogni risultato raggiunto è solo un nuovo punto da cui ripartire, consapevoli che per migliorare occorre avere il coraggio di imboccare strade nuove e "scoprire" nuovi paesaggi.
- Efficienza e attenzione alle persone. Bisogna usare tutte le energie disponibili nel migliore dei modi. Le donne e gli uomini di RetiPù Srl sono la nostra energia "rinnovabile" e per questo inesauribile, a cui prestiamo la massima attenzione, cercando di premiare il merito di chi mette ogni giorno la propria energia al servizio dell'azienda.

Anche nel 2023 la struttura organizzativa della società presenta una carenza di organico data in particolare dalla difficoltà nel reperire i profili professionali ricercati, confermando una tendenza negativa osservabile negli ultimi tre anni che ha visto assestarsi il delta FTE organico previsto intorno al 15%.

Alla data del 31 dicembre 2023 l'organico di RetiPù Srl, risultava il seguente:

Numero dipendenti al 31/12/2023	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2022
122	117,2	116

A tutti i lavoratori di RetiPù Srl viene applicato il CCNL Gas e Acqua.

Salute e sicurezza

Nel 2023 gli infortuni totali registrati sono stati 2 riconducibili a incidenti sul lavoro. Gli infortuni totali hanno comportato 40 giorni di assenza totali. Secondo i criteri definiti dalla norma UNI 7249 l'indice, si ha un indice di gravità pari a 0,2, mentre l'indice di frequenza è pari a 9,81 e un indice ponderato (IF x IG) pari a 1,92.

Nel corso dell'anno è pervenuta da parte dell'INAIL la comunicazione di una richiesta di malattie professionali da parte di un dipendente aziendale posto in quiescenza.

Per il personale che risulta esposto a specifici fattori di rischio, RetiPù Srl attua la sorveglianza sanitaria periodica è stata eseguita sulla base del Protocollo sanitario del Medico competente.

L'attività di formazione in materia di salute e sicurezza, oltre ai corsi specifici di addestramento all'utilizzo di attrezzature e quelli previsti dall'accordo Stato/Regioni, si è concentrata sulla formazione comportamentale per creare una "cultura" diffusa in tema di prevenzione dei comportamenti a rischio.

Sistema di Gestione Energetica Ambientale

RetiPù Srl, consapevole dell'importanza di un uso razionale ed efficiente dell'energia e della gestione degli impatti ambientali delle proprie attività e lavorazioni in un'ottica di sostenibilità e circolarizzazione delle risorse utilizzate, ha sviluppato ed adottato un Sistema di Gestione Energetica Ambientale. L'adozione volontaria di un SGEA ha permesso di sviluppare nel corso degli anni un approccio sistemico alla gestione e razionalizzazione dell'uso dell'energia, focalizzando l'attenzione sulla promozione dell'efficienza energetica e la riduzione degli impatti ambientali. Dal 2011 a oggi, nonostante l'incremento di territori, impianti gestiti, personale dipendente, flotta aziendale e numero di attività in genere, il SGEA ha contribuito con esito positivo a limitare la crescita del consumo dei vettori energetici, grazie al continuo processo di miglioramento ed a contenere riduzione delle emissioni di CO2.

Sistema di Gestione per la Qualità

RetiPù Srl ha un Sistema di Gestione Integrato Qualità dei requisiti dettati dalle norme di riferimento ISO 9001:2015 "Sistemi di Gestione per la Qualità", BS OHSAS 45001:2018 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro", ISO 50001:2018 "Sistema di Gestione dell'Energia", ISO 14001:2015 "Sistemi di Gestione Ambientale", ISO/IEC 17020/2012. Nel 2023 sono state rinnovate le Certificazioni ISO 14001/2015 e ISO 50001/2018 "Sistema di Gestione dell'Energia". Le visite ispettive dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alle norme, si sono concluse tutte con esito positivo.

RetiPù Srl da sempre sfrutta il sistema integrato per valutare l'organizzazione ed il suo contesto, attraverso un'attenta analisi dei fattori esterni (ad esempio l'analisi del mercato e della concorrenza) e dei fattori interni (ad esempio valori e cultura) ritenuti rilevanti per le nostre finalità ed indirizzi strategici e che possono influenzare la nostra capacità di conseguire i risultati attesi. L'analisi dei punti di forza e di debolezza dell'organizzazione deve essere finalizzata a comprendere le capacità di soddisfare i requisiti dei clienti e delle altre parti interessate (stakeholders) anche nel medio-lungo periodo. Inoltre, per tutti i processi aziendali diventa infatti fondamentale individuare, valutare e gestire i rischi. La qualità è un risultato della corretta gestione di questi rischi: non ci può essere qualità se non si è in grado di offrire al cliente, a lungo termine, un prodotto e un servizio conforme.

Titoli di efficienza Energetica

Il meccanismo dei TEE è stato introdotto dai decreti ministeriali del 24 aprile 2001, con la finalità di incentivare la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli usi finali al fine di ottemperare agli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio in capo ai soggetti obbligati, ed è stato gradualmente modificato nel corso degli anni coerentemente con l'evoluzione legislativa e, soprattutto, alla luce dei sempre più importanti obiettivi di risparmio energetico a cui il meccanismo è chiamato a contribuire.

Ogni singola impresa di distribuzione di gas naturale adempie pro quota agli obblighi di produzione dei TEE; tale quota è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla sua rete, e da essa autocertificata, e la quantità di gas distribuito sul territorio nazionale da tutti i soggetti distributori a livello nazionale, determinata annualmente dall'Autorità, conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso. Entro il 31 gennaio di ogni anno, l'Autorità comunica al Ministero dello sviluppo economico e al GSE la quota parte degli obblighi, che ciascuno dei soggetti obbligati deve adempiere.

Con la Determinazione DMSE 3/2003 ARERA ha comunicato gli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno d'obbligo 2023. Per quanto riguarda RetiPìù Srl l'obbligo è pari a 19.921 TEE.

In data 25 maggio 2023 RetiPìù Srl ha richiesto l'annullamento di 8.480 TEE pari al 60% dell'obbligo 2023 ed in data 16 novembre 2023 5.664 TEE pari al 28% dell'obbligo 2023

Investimenti

RetiPìù Srl da sempre investe molte risorse per mantenere un costante livello di efficienza e sicurezza dei propri impianti, ricercando soluzioni innovative e tecnologicamente avanzate per accrescere la propria efficienza operativa.

Con specifico riferimento agli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali, il 2023 vede un incremento rispetto all'anno precedente, riconducibile al mantenimento e allo sviluppo delle reti di distribuzione gas ed energia elettrica nel loro complesso, all'attività di misura destinata all'implementazione del programma di installazione dei contatori elettronici (*smart meter*), in linea con le delibere dell'ARERA, nonché al completamento delle costruzioni di nuove reti.

RetiPìù Srl nel 2023 ha avuto un incremento delle immobilizzazioni per 29 milioni di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture della BU gas, pari a 22,3 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 4,6 milioni di euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione del gas naturale per 9,8 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 6,6 milioni di euro, al progetto di convergenza dei sistemi di RetiPìù verso quelli di A2A per 1 milione di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di decompressione per 269 mila euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture della BU energia elettrica, pari a 5,3 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 103 mila euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica per 2,7 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 1,2 milioni di euro, al progetto di convergenza dei sistemi di RetiPìù verso quelli di A2A per 1 milione di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di trasformazione per 288 mila euro.

Sono stati inoltre realizzati investimenti pari a 1,1 milioni di euro, relativi a software e hardware per estendere la digitalizzazione a tutte le procedure aziendali per 0,3 milioni di euro, per automezzi, mobili e arredi, attrezzature e spese incrementative su beni di terzi per 0,8 milioni di euro.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2023.

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	0
Marchi	3
Software	1.326
Altre immobilizzazioni immateriali	5
Concessioni	21.375
Immobilizzazioni immateriali in corso	1.026
Totale immobilizzazioni immateriali	23.735

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)
Terreni e fabbricati	289
Rete e impianti	2.774
Diritti d'uso IFRS16	352
Attrezzature e strumenti di misura	1.495
Altri beni	390
Impianti in costruzione	16
Totale immobilizzazioni materiali	5.316

Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2023 è di 257.564 migliaia di euro, contro i 251.206 migliaia di euro del 2022.

PROFILO PATRIMONIALE (in migliaia di euro)	31.12.2023	31.12.2022
Immobilizzazioni materiali	33.706	30.699
Immobilizzazioni immateriali	228.536	225.319
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-
Altre attività/(passività) non correnti	(441)	(10.743)
Attività/(passività) fiscali differite	274	9.824
Fondi per il personale	(582)	(683)
Altri fondi rischi	(4.952)	(5.638)
A - Capitale immobilizzato	256.540	248.777
Rimanenze	1.280	2.430
Crediti commerciali	12.054	4.501
Debiti commerciali	(12.025)	(30.365)
Crediti/(debiti) per imposte	227	(335)
Altre attività/(passività) correnti	(513)	26.198
B - Capitale circolante	1.024	2.429
C - Capitale investito netto	257.564	251.206
Capitale	110.000	110.000
Riserve e utili a nuovo	126.847	119.433
Utile d'esercizio	2.557	7.355
D - Patrimonio netto	239.404	236.788
Finanziamenti a medio e lungo termine	13.039	18.305
Finanziamenti a breve termine	7.109	1.453
Attività finanziarie a breve	-	(5.336)
Disponibilità liquide	(1.988)	(4)
E - Posizione finanziaria netta	18.160	14.419
F - Fonti di finanziamento	257.564	251.206

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2023 si attesta a -18 milioni di euro rispetto ai -14 milioni di euro del 2022. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono il totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPiù Srl, caratterizzata da un elevato livello di immobilizzazioni.

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato nel seguente prospetto:

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (in migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022
Denaro e altri valori in cassa	1.988	4
Depositi bancari e postali	-	-
Crediti verso controllante a breve termine	-	5.336
Debiti verso banche a breve	-	(875)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(261)	(578)

Debiti verso controllante a breve termine	(6.848)	-
PFN corrente	(5.120)	3.887
Debiti verso banche a medio lungo termine	-	(332)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(13.039)	(17.973)
PFN non corrente	(13.039)	(18.305)
PFN TOTALE	(18.160)	(14.419)

Si riportano di seguito i principali indicatori reddituali e di liquidità della società:

Indici finanziari e di redditività	2023	2022
ROE netto	1,1%	3,1%
ROE lordo	1,3%	4,2%
ROI operativo (NAT x ROS)	1,6%	4,0%
ROS operativo	9,4%	23,0%

Margini finanziari e solvibilità (Euro '000)	2023	2022
Margine primario di struttura	(33.842)	(30.693)
Margine secondario di struttura	(4.097)	6.316
Margine di disponibilità	(4.097)	6.316
Margine di tesoreria	(5.377)	3.886

Ricerca e sviluppo

RetiPiu' Srl, nell'anno 2023 non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

Fattori di rischio normativo

PROGRAMMA DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CRISI AZIENDALE

Informativa sui principali rischi e incertezze

RetiPiu', con il supporto della struttura organizzativa della Controllante si è dotata di un processo di assessment e reporting dei rischi ispirato alla metodologia dell'Enterprise Risk Management del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO report) e alle best practice in ambito Risk Management. Il Gruppo ha inoltre implementato una specifica procedura che definisce in dettaglio ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di Enterprise Risk Management (ERM).

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche della società, della vocazione multi-business delle società del Perimetro AEB e del settore di appartenenza. Tale modello sarà soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione della società e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi a cui la Società è soggetta. In tale ottica viene effettuato il processo di risk assessment che, attraverso il coinvolgimento di tutte le principali strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi e i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei Risk Owner quali responsabili dell'identificazione, della valutazione e dell'aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti alle attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto e il coordinamento della struttura organizzativa di Risk Management di AEB, attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati. Da un lato mira a evolvere ulteriormente l'assessment rischi con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare e integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale evoluzione è svolta in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del Management e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio.

I rischi per la Società sono strettamente legati al tipo di attività svolta, oltre a quelli più generali riguardanti il sistema ed il contesto normativo in cui la stessa opera.

La Società, unitamente al resto del Gruppo, dispone di un idoneo sistema di auditing interno per prevenire il rischio di reati da parte del personale nello svolgimento delle mansioni allo stesso assegnato.

Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia

Nell'anno 2023 l'economia globale è cresciuta ad un ritmo moderato ma costante, in un contesto caratterizzato dal vigore dei consumi privati e dalla tenuta dei mercati del lavoro. L'attività economica mondiale è stata sorretta dalle economie emergenti, compresa la Cina, e tra le economie avanzate, dagli Stati Uniti. Secondo la stima preliminare della World Bank, la crescita del PIL mondiale dovrebbe attestarsi al +2,6% nella media del 2023 rispetto ad una crescita del +3,0% dell'anno precedente.

Relativamente alle economie avanzate, la Federal Reserve stima il PIL degli Stati Uniti in crescita del +2,6% nel 2023, in recupero rispetto al +1,9% dell'anno precedente nonostante l'ultima parte dell'anno sia stata caratterizzata da un calo dei consumi privati. Il PIL ha accelerato nettamente in Giappone dove è atteso a +1,7% nella media del 2023 contro una crescita del +0,9% del 2022. Il PIL della Cina è aumentato del +5,2% nel 2023, leggermente al di sotto delle previsioni degli analisti del +5,3% ma sopra l'obiettivo governativo del +5,0%, consolidando il trend positivo di ripresa economica.

Secondo le stime preliminari degli esperti della BCE pubblicate in dicembre il PIL dell'Area Euro, dal +3,4% del 2022, rallenterà al +0,6% nel 2023 a causa dell'impatto sull'economia reale delle misure stringenti di politica monetaria adottate e dell'inasprimento delle condizioni di offerta del credito.

Per quanto concerne l'Italia la crescita è rimasta pressoché nulla negli ultimi mesi del 2023, frenata dalla restrizione monetaria, dai prezzi energetici ancora elevati e dalla debolezza della domanda estera. Secondo le stime della Banca d'Italia, nel complesso del 2023, il PIL dovrebbe aumentare del +0,7%.

Secondo la stima resa nota da Eurostat, l'inflazione nell'Area Euro si è attestata al +2,9% a dicembre 2023, rispetto al +2,4% di novembre ed al +9,2% del corrispondente mese del 2022. A dicembre, il contributo più elevato al tasso annuo di inflazione è venuto dai servizi (+1,74%), seguiti da alimentari, alcol e tabacco (+1,21%), beni industriali non energetici (+0,66%). Nella media d'anno l'inflazione acquisita è pari al +5,5%.

In Italia, secondo le stime dell'ISTAT, nel mese di dicembre 2023 l'inflazione ha registrato un aumento del +0,2% su base mensile e del +0,6% su base annua, da +0,7% del mese precedente e da +11,6% di dicembre 2022. In media nel 2023 i prezzi al consumo registrano una crescita del +5,7%, in netto rallentamento dal +8,1% del 2022. Tale rallentamento è dovuto per lo più ai prezzi dei Beni energetici regolamentati che accentuano la loro flessione (da -34,9% a -41,6%).

Nelle riunioni di ottobre e dicembre il Consiglio direttivo della BCE ha deciso di lasciare invariati i tassi di riferimento, mantenendo il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principali al 4,5%. I precedenti incrementi dei tassi di interesse continuano a trasmettersi con vigore all'economia. Le condizioni di finanziamento, divenute più restrittive, stanno frenando la domanda contribuendo al calo dell'inflazione. In dicembre la Federal Reserve ha lasciato invariati i tassi di riferimento per la terza riunione consecutiva, in una forchetta fra il 5,25% e il 5,50%, ai massimi da 22 anni.

Da gennaio 2023, la medesima politica monetaria attuata sia negli Stati Uniti che nell'Area Euro, ha favorito la sostanziale stabilità del cambio euro-dollaro. Nella media dell'anno 2023 il tasso di cambio EUR/USD è stato pari a 1,08 dollari, in aumento del 2,6% rispetto all'anno precedente.

Secondo le proiezioni degli esperti della BCE pubblicate in dicembre, il PIL dell'Area Euro dovrebbe accelerare al +0,8% nel 2024 e al +1,5% nel biennio 2025-2026. Rispetto allo scenario precedente la stima sul 2024 è stata rivista al ribasso principalmente per effetto del mercato irrigidimento delle condizioni di finanziamento per famiglie e imprese. All'interno dell'Area Euro la Germania avrà una crescita modesta del +0,6% quest'anno e del +1,2% il successivo, mentre la Francia farà poco meglio: +0,8% nel 2024 e +1,2% nel 2025.

Per quanto concerne l'Italia, secondo le stime più recenti della Banca d'Italia, il PIL dovrebbe aumentare del +0,6% nel 2024 (dal +0,7% del 2023) e del +1,1% sia nel 2025 che nel 2026. Dopo avere ristagnato nella seconda parte del 2023, l'attività economica si dovrebbe rafforzare gradualmente nel corso di quest'anno, sostenuta dalla ripresa del reddito disponibile e della domanda estera. Il tasso di disoccupazione dovrebbe scendere lentamente ma costantemente, portandosi al 7,4 per cento nel 2026.

Le proiezioni macroeconomiche formulate a dicembre 2023 dagli esperti dell'Eurosistema prevedono che l'inflazione complessiva continuerà il suo percorso discendente, collocandosi, in media d'anno, al +2,7% nel 2024, al +2,1% nel 2025 e al +1,9% nel 2026.

Per quanto attiene l'Italia l'indice dei prezzi al consumo dovrebbe attestarsi al +1,9% nella media di quest'anno e diminuire al +1,8% nel 2025 e al +1,7% nel 2026. La discesa rifletterebbe principalmente il netto ridimensionamento dei prezzi delle materie prime e dei prodotti intermedi, solo in parte compensato dall'accelerazione delle retribuzioni. Rispetto alle previsioni precedenti, l'inflazione al consumo è stata rivista al ribasso in misura particolarmente marcata nel 2024 di 0,5 punti percentuali, riflettendo una più rapida discesa dei prezzi dei vettori energetici.

Il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea (BCE), ha segnalato che le decisioni future assicureranno che i tassi di riferimento siano fissati a livelli sufficientemente restrittivi da conseguire un ritorno tempestivo dell'inflazione all'obiettivo del 2% nel medio termine e siano mantenuti su tali livelli finché necessario. Il Consiglio inoltre ha deciso di ridurre gradualmente durante la seconda metà del 2024, fino ad azzerarli, i reinvestimenti dei titoli in scadenza acquistati nell'ambito del programma di acquisto di titoli pubblici e privati per l'emergenza pandemica. Anche la Federal Reserve ha comunicato che l'orientamento della politica monetaria rimarrà restrittivo finché l'inflazione non sarà tornata su livelli compatibili con i propri obiettivi. La

maggior parte dei membri del Federal Open Market Committee ritiene appropriato, se le condizioni lo consentiranno, allentare la restrizione monetaria già a partire dal 2024.

Le proiezioni formulate dagli esperti della BCE in dicembre, in un contesto di restringimento del differenziale dei tassi di interesse con gli Stati Uniti che ha portato ad un apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, vedono il tasso di cambio EUR/USD a 1,08 dollari in media d'anno 2024, nonché per il biennio 2025-2026.

Rischi strategici

Alla data del 31 dicembre 2023, RetiPiù Srl è titolare in Lombardia di un portafoglio di concessioni di distribuzione di gas naturale. In base a quanto stabilito dalla vigente normativa, le gare per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione del gas saranno bandite non più per singolo Comune, ma esclusivamente per gli ambiti territoriali determinati con i Decreti Ministeriali del 19 gennaio 2011 e del 18 ottobre 2011, e secondo le scadenze temporali indicate nell'Allegato 1 al Decreto Ministeriale sui criteri di gara e di valutazione delle offerte, emanato il 12 novembre 2011. Con il progressivo svolgimento delle gare, RetiPiù Srl potrebbe non aggiudicarsi la titolarità di uno o più Ambiti, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica e patrimoniale, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, relativamente ai comuni precedentemente gestiti dall'impresa, l'incasso del valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente. Ad oggi, non sono state bandite gare per i territori di riferimento.

Rischi normativi

Il rischio per la società RetiPiù è legato alla costante evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento che ha effetti sui piani tariffari (e.g. adozione del ROSS Base), sui livelli di qualità del servizio richiesti, sugli adempimenti tecnico-operativi e, con riferimento alle gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas, sugli esiti delle stesse nonché sulle condizioni di partecipazione ovvero sui valori di indennizzo da riconoscere al Gestore uscente. La Società si avvale del supporto della struttura legale di Gruppo per attuare una politica di monitoraggio e gestione finalizzata a mitigarne, per quanto possibile, gli effetti.

RetiPiù Srl, in ottemperanza alle disposizioni emanate dall'ARERA, ha effettuato l'installazione di misuratori gas elettronici in sostituzione di misuratori tradizionali. Non si può escludere che si presentino livelli di malfunzionamento dei misuratori teleletti che generino per la società oneri di gestione della lettura e manutenzione. La Società ha avviato la sostituzione dei contatori gas a tecnologia 2G con contatori digitalmente evoluti, a tecnologia di comunicazione NB-IoT e proseguirà tale sostituzione seguendo i piani di ammortamento dei contatori medesimi. La Società ha anche avviato una massiva sostituzione dei contatori gas che presentano problemi nell'invio del segnale anche per non incorrere in possibili sanzioni da parte di ARERA.

Rischi di sicurezza sul lavoro

RetiPiù Srl dedica massima cura alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, ponendo particolare attenzione alla formazione del personale sui pericoli che derivano dallo svolgimento delle attività operative (specialmente l'attuazione delle prescrizioni di sicurezza da adottare a salvaguardia della propria e dell'altrui incolumità), sulle disposizioni per la tutela dell'ambiente e sulla salvaguardia delle risorse. Tale attenzione viene esplicitata anche nei confronti delle società appaltatrici, attraverso continue attività di controllo, allo scopo di assicurare un adeguato livello di sicurezza presso i cantieri della Società. Questa attenzione si esplica, in particolare, attraverso attività di aggiornamento formativo dei dipendenti in materia di salute e sicurezza, il monitoraggio, in caso di lavori svolti da parte di ditte appaltatrici, del rispetto da parte di queste ultime delle norme di sicurezza, in fase sia di prequalifica sia di esecuzione dei lavori sui cantieri, l'ispezione periodica di cantieri.

I servizi prestati dalla società sono soggetti all'ottenimento di titoli autorizzativi che richiedono la conformità di processi e modalità di gestione alle più recenti disposizioni normative e regolamentari su temi ambientali e di salute e sicurezza. A tal riguardo, RetiPiù si è dotata, tra le altre, di certificazioni UNI EN ISO 14001 (Sistemi di Gestione Ambientale), UNI ISO 45001 (Sistemi di Gestione per la Salute e Sicurezza sul Lavoro)

Inoltre, RetiPiù, consapevole dell'importanza di un uso razionale ed efficiente dell'energia e della gestione degli impatti ambientali delle proprie attività e lavorazioni in un'ottica di sostenibilità e di economia circolare, ha sviluppato e adottato un Sistema di Gestione Energetica Ambientale, che ha contribuito con esito positivo a limitare la crescita del consumo dei vettori energetici, grazie al continuo processo di miglioramento, e a contenere le emissioni di CO₂.

Ulteriori rischi

Rischi operativi

RetiPiù Srl ha adottato specifici sistemi di gestione integrati di qualità certificati con l'obiettivo di presidiare i processi e le attività aziendali, assicurarne la continuità, nel rispetto della salute e sicurezza dei lavoratori, della salvaguardia dell'ambiente, della qualità e del risparmio energetico.

L'impegno di RetiPiù Srl nel cercare di ridurre al minimo qualsiasi fattore di rischio collegato alle proprie attività si è tradotto nell'adozione di una politica di qualità che ha visto confermate le certificazioni di conformità del Sistema di Gestione Integrato ai requisiti dettati dalle norme di riferimento UNI EN ISO 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità" e UNI EN ISO 50001/2011 "Sistema di Gestione dell'Energia" e ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale".

La gestione dei sistemi di distribuzione del gas e dell'energia elettrica, per la loro complessità, ampiezza e articolazione, implica potenziali rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio, non dipendenti dalla volontà della Società, in quanto

imputabili ad incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ovvero a eventi straordinari, quali esplosioni, incendi, terremoti, o altri simili eventi di forza maggiore. Tra le potenziali cause rientrano inoltre gli eventi climatici estremi quali, a titolo esemplificativo, ondate di calore e intense precipitazioni atmosferiche. Tali eventi potrebbero, inoltre, causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Le eventuali interruzioni di servizio potrebbero comportare impatti sia a livello reputazionale, sia a livello economico-finanziario, in relazione ad obblighi di risarcimento con una conseguente riduzione di ricavi e/o incremento di costi.

Per minimizzare i rischi di natura operativa la società ha organizzato una struttura di controllo che, nel rispetto delle procedure stabilite dall'Autorità e delle norme di settore, ha il compito di prevenire qualsiasi pericolo. In ogni caso la società, anche tramite il Gruppo, ha sottoscritto con primarie compagnie di assicurazioni idonei contratti a copertura dei rischi operativi.

In relazione alla gestione del rischio di interruzione del servizio, RetiPiù ha adottato, per la distribuzione gas, uno strumento per la rilevazione avanzata di potenziali dispersioni sulla rete di distribuzione gas e, per la distribuzione elettrica, ha formalizzato piani di intervento per la mitigazione dei rischi correlati a eventi climatici estremi.

Il piano industriale prevede significativi investimenti, relativi anche alla telegestione degli impianti, per garantire la continuità del servizio sia sulla rete di distribuzione del gas naturale, sia sulla rete di distribuzione elettrica gestita. RetiPiù Srl, in quanto distributore gas con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete, ha l'obbligo di conseguire specifici obiettivi di risparmio di energia primaria attraverso il meccanismo dei certificati bianchi, il cui annullamento origina un rimborso da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali. Esiste un rischio potenziale di perdita economica dovuto all'eventuale differenza negativa tra il valore medio di acquisto dei titoli e il contributo tariffario riconosciuto e all'eventuale mancato raggiungimento degli obiettivi assegnati.

In conseguenza delle tensioni sulle catene di fornitura globali dovute a ragioni geopolitiche e dinamiche macroeconomiche, si sono verificate alcune criticità sulle società operative in relazione ai tempi di consegna delle forniture, con potenziali impatti sulla realizzazione degli investimenti previsti a Piano. Consapevole di questa mutata realtà, la società ha posto in essere presidi volti a garantire l'approvvigionamento di risorse essenziali per i fabbisogni operativi facendo leva tanto sugli accordi quadro di fornitura stipulati dal Gruppo quanto su più oculate politiche di pianificazione dei fabbisogni.

Rischio credito

Il fatturato di RetiPiù Srl è caratterizzato da una forte concentrazione relativa a società di vendita di gas ed energia elettrica rientranti nel perimetro del Gruppo A2A. Tale evidenza, in considerazione del grado di solvibilità delle stesse, riduce sostanzialmente il rischio di credito per la società. Il rischio è ulteriormente mitigato dal costante monitoraggio della qualità del credito e degli incassi.

Rischio liquidità

Rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. RetiPiù utilizza il servizio di tesoreria centralizzata di AEB attraverso il quale la controllante ottimizza il sistema fonti-impieghi finanziari gestendo centralmente i flussi di liquidità corrisposti alle controllate attraverso appositi conti correnti di corrispondenza. A tal proposito si segnala che AEB pone particolare attenzione al costante presidio del rischio di liquidità garantendo il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie per far fronte agli impegni.

Contenzioso

Non si segnalano contenziosi di rilievo

Erogazioni pubbliche ricevute

Con riferimento alle novità introdotte dalla Legge n. 124 del 4 agosto 2017 "Legge annuale per la concorrenza", all'art. 1 co.125-129, si segnala che nel corso del 2023 non sono stati incassati contributi da Enti pubblici:

Altre informazioni

Di seguito presentiamo ulteriori informazioni utili alla comprensione della situazione societaria.

Segnaliamo che nella Società nel corso del 2023 non vi sono stati:

- incidenti sul lavoro relativi al personale con conseguenze gravi;
- addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing;
- danni causati all'ambiente;
- sanzioni o pene inflitte alla Società per reati o danni ambientali.

Ai sensi dell'art. 2428, comma 3, n. 6-bis del Codice Civile si segnala che la Società non ha effettuato operazioni di copertura a fronte dei rischi finanziari.

La Società non ha compiuto nessuna operazione atipica o inusuale.

La società opera tramite insediamenti stabili di seguito specificati, denunciati al competente ufficio delle imprese oltre che al Collegio Sindacale nel contesto degli ordinari doveri di spettanza ai sensi dell'art. 2403 c.c.:

- Sede legale: via G. Giusti 38 – 20832 Desio (MB)
- Sede secondarie: Via Vittorio Veneto, 125 - 24020 Songavazzo (BG)

Rapporti con parti correlate

RetiPù Srl dal 1° novembre 2020 fa parte del Gruppo A2A ed è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di A2A SpA art. 2497 e ss. del Codice Civile.

RetiPù Srl fruisce e fornisce dalle/alle altre società collegate prestazioni di servizio a condizioni di mercato definite in specifici contratti. Per i rapporti economici e patrimoniali con le società controllanti e correlate si rimanda al punto 37 delle note esplicative.

Sulla base dell'attuale assetto proprietario di RetiPù Srl, le parti correlate sono rappresentate, oltre che dalle imprese collegate e a controllo congiunto del gruppo, anche dalle società e dalle Amministrazioni Comunali proprietarie di quote sociali. Le operazioni con tali soggetti riguardano lo scambio di beni e la prestazione di servizi.

Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo A2A.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, RetiPù Srl ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale delle operazioni con parte correlate, realizzate dalla Società stessa.

Gli Amministratori, i Sindaci e il Management aziendale segnalano per tempo al Consiglio di Amministrazione e al Direttore Generale il sorgere di potenziali conflitti di interessi rispetto alle singole operazioni e/o attività che la società intende compiere.

Gli aspetti economici e patrimoniali dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi di cassa, sono evidenziate nel paragrafo 37 delle note esplicative.

Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute

La Società, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 2474 del Codice Civile per le società a responsabilità limitata, non possiede, né ha accettato in garanzia, quote di partecipazione proprie, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona. La Società non possiede azioni o quote di società controllanti, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate

La Società, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 2474 del Codice Civile per le società a responsabilità limitata, non ha acquistato nel corso dell'esercizio, né ha accettato in garanzia, quote di partecipazioni proprie, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona. La Società non ha acquistato nel corso dell'esercizio azioni o quote di società controllanti, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Evoluzione prevedibile della gestione

La mission di RetiPù Srl è di essere tra le prime aziende italiane nella distribuzione di energia per qualità del servizio offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente, capacità innovativa, sicurezza e forte radicamento sul territorio.

RetiPù Srl, quindi, persegue una strategia di sviluppo finalizzata alla creazione di valore, basata sulla crescita interna ed esterna, cercando di massimizzare l'efficiamento organizzativo e di mantenere un forte radicamento sul territorio di riferimento.

In particolare l'azione aziendale a breve-medio termine sarà focalizzata a perseguire i propri obiettivi industriali attraverso la digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, la realizzazione degli investimenti, l'eccellenza nella qualità del servizio erogato, la razionalizzazione dei costi operativi e l'ottimizzazione della struttura finanziaria, mantenendo nel contempo una costante attenzione alle opportunità di sviluppo.

Per quanto riguarda il piano investimenti, nel prossimo triennio, RetiPìù Srl prevede di realizzare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per circa 60 milioni di euro. Gli interventi pianificati consentiranno di sostenere lo sviluppo aziendale, garantendo i più elevati standard in tema di continuità e sicurezza del servizio e di proseguire nel programma di rinnovamento tecnologico delle reti gestite, dei sistemi informativi e delle apparecchiature utilizzate dal personale. In particolare, per quanto riguarda il 2024, RetiPìù Srl prevede un focus degli investimenti sul mantenimento e allo sviluppo delle reti, sul programma di digitalizzazione degli asset e dei processi aziendali.

Distribuzione gas

Per quanto riguarda il settore della distribuzione gas, l'obiettivo di RetiPìù Srl è quello di sfruttare le gare d'Ambito per consolidare la propria presenza nei territori in cui è attualmente presente ed espanderla in altri ambiti territoriali, per ampliare le proprie quote di mercato. Pertanto, RetiPìù Srl, parteciperà alle gare per il rinnovo delle concessioni di interesse strategico al fine di perseguire gli obiettivi di sviluppo volti a mantenere e incrementare la propria quota di mercato nel business della distribuzione gas in Italia.

Distribuzione energia elettrica

Rispetto al settore distribuzione energia elettrica è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato. RetiPìù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030. La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025.

Sostenibilità ambientale

I rischi correlati alla sostenibilità ambientale sono destinati ad aumentare nel breve periodo, diventando un "permanent risk" strategico, di importanza prioritaria. Pertanto RetiPìù Srl, tramite il progetto "RetiPìù Meno Co2" potenzierà e svilupperà iniziative specifiche finalizzate a supportare il costante impegno di RetiPìù Srl nella ricerca e utilizzo di tecnologie innovative atte a migliorare l'impatto ambientale della propria attività per renderla sempre più sostenibile e migliorare la qualità della vita delle persone che abitano nei territori gestiti.

Persone

La ricerca e gestione dei talenti è sempre stato uno dei punti fondamentali di attenzione per le organizzazioni aziendali. Negli ultimi anni le difficoltà di reperire e fidelizzare il capitale umano stanno diventando sempre più critiche e in grado di condizionare non solo lo sviluppo aziendale, ma se sottovalutate la stessa continuità operativa.

Desio, 6 febbraio 2024

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente
Sandro Trabattoni

Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro		
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2023	31.12.2022	Variazione
Attività non correnti				
1	Immobilizzazioni materiali	33.705.929	30.699.181	3.006.748
3	Immobilizzazioni immateriali	228.536.103	225.318.691	3.217.412
4	Partecipazioni	-	-	-
5	Altre attività finanziarie non correnti	26.541	729.856	- 703.315
6	Attività per imposte anticipate	10.714.996	10.455.301	259.695
7	Altre attività non correnti	262.707	277.817	- 15.110
Totale Attività non correnti		273.246.276	267.480.846	5.765.430
Attività correnti				
9	Rimanenze	1.279.692	2.429.883	- 1.150.191
10	Crediti commerciali	12.054.308	4.500.649	7.553.659
11	Altre attività correnti	10.765.518	29.241.793	- 18.476.275
12	Altre attività finanziarie correnti	-	5.336.228	- 5.336.228
13	Attività per imposte correnti	227.331	-	227.331
14	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.988.499	3.616	1.984.883
Totale Attività correnti		26.315.348	41.512.169	- 15.196.821
Totale Attivo		299.561.624	308.993.015	- 9.431.391
Passività				
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2023	31.12.2022	Variazione
16	Patrimonio netto			
	Capitale Sociale	110.000.000	110.000.000	-
	Azioni proprie	-	-	-
	Riserve	126.847.370	119.433.025	7.414.345
	Utile (perdita) dell'esercizio	2.556.547	7.354.657	- 4.798.110
Totale Patrimonio netto		239.403.917	236.787.682	2.616.235
Passività non correnti				
17	Passività finanziarie non correnti	13.039.467	18.305.206	- 5.265.739
18	Passività per imposte differite	10.441.060	11.751.032	- 1.309.972
19	Benefici a dipendenti	582.451	683.145	- 100.694
20	Fondi rischi, oneri e passività per scariche	4.952.274	5.638.407	- 686.133
21	Altre passività non correnti	730.205	631.060	99.145
Totale Passività non correnti		29.745.457	37.008.850	- 7.263.393
Passività correnti				
22	Debiti Commerciali	12.024.936	30.364.991	- 18.340.055
23	Altre passività correnti	11.278.364	3.043.431	8.234.933
24	Passività finanziarie correnti	7.108.950	1.453.151	5.655.799
25	Debiti per imposte	-	334.910	- 334.910
Totale Passività correnti		30.412.250	35.196.483	- 4.784.233
Totale Patrimonio netto e passività		299.561.624	308.993.015	- 9.431.391

Conto economico complessivo		Valori espressi in euro		
Rif.Nota		31.12.2023	31.12.2022	Variazione
Ricavi delle vendite				
27	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	43.217.310	41.866.576	1.350.734
28	Altri ricavi e proventi	1.675.371	1.704.673 -	29.302
Totale Ricavi delle vendite		44.892.681	43.571.249	1.321.432
Costi operativi				
29	Costi per materie prime e servizi	- 8.437.610 -	8.158.484 -	279.126
30	Altri costi operativi	- 9.881.312 -	7.759.780 -	2.121.532
Totale costi operativi		- 18.318.922 -	15.918.264 -	2.400.658
31	Costi per il personale	- 2.725.755 -	2.268.181 -	457.574
Margine operativo lordo		23.848.004	25.384.804 -	1.536.800
32	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	- 19.640.594 -	15.407.928 -	4.232.666
Risultato operativo netto		4.207.410	9.976.876 -	5.769.466
32b	Risultato da transazioni non ricorrenti	-	39.277 -	39.277
Gestione finanziaria				
33	Proventi finanziari	36.290	12.919	23.371
34	Oneri finanziari	- 1.185.707 -	201.130	984.577
35	Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni			-
36	Risultato da cessione altre partecipazioni			-
Totale gestione finanziaria		- 1.149.417 -	188.211 -	961.206
Risultato al lordo delle imposte		3.057.993	9.827.942 -	6.769.949
37	Oneri/proventi per imposte sui redditi	- 501.446 -	2.473.285 -	1.971.839
Utile (perdita) dell'esercizio		2.556.547	7.354.657 -	4.798.110
Componenti del conto economico complessivo		59.688	127.891 -	68.203
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		2.616.235	7.482.548 -	4.866.313

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)	31.12.2023	31.12.2022
A) Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)		
Utile (perdita) dell'esercizio	2.556.547	7.354.657
Imposte sul reddito	501.446	2.473.285
Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	1.149.417	188.211
(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	2.025.508	1.170.133
1 Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,	6.232.918	11.186.286
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>		
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	0	8.300
Ammortamento delle immobilizzazioni	20.745.395	15.407.928
Svalutazione crediti		
Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali		
Altre rettifiche per elementi non monetari	-2.784.708	-804.596
Totale rettifiche per elementi non monetari	17.960.687	14.611.632
2 Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	24.193.605	25.797.918
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
Decremento/(incremento) delle rimanenze	1.150.191	1.342.277
Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	-7.553.659	6.975.909
Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	-18.340.055	19.539.649
Altre variazioni del capitale circolante netto	26.074.891	-23.787.896
Totale variazioni del capitale circolante netto	1.331.368	4.069.939
3 Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	25.524.973	29.867.857
<i>Altre rettifiche</i>		
Interessi incassati/(pagati)	-629.459	-13.597
Imposte sul reddito (pagate)/incassate	-485.646	-5.297.943
Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	-26.379	-69.602
Totale altre rettifiche	-1.141.484	-5.381.142
Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	24.383.489	24.486.715
B) Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
(Investimenti)	-5.573.904	-2.913.663
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
(Investimenti)	-23.463.561	-20.076.407
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
<i>Altre finanziarie</i>		
(Investimenti)		
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
<i>Altre attività e passività non correnti</i>	817.570	-189.043
Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	-28.219.895	-23.179.113
C) Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
<i>Mezzi di terzi</i>		
Accensione finanziamenti	-5.000.000	14.000.000
Rimborso finanziamenti verso banche	-1.207.317	-1.314.142
Incremento/(decremento) debiti verso banche		0
Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	-228.176	-624.483
Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori	0	
Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso AEB	5.336.228	-3.806.110
Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso A2A	6.825.554	0
<i>Mezzi propri</i>		
Pagamento dividendi	0	-14.000.000
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	5.726.289	-5.744.735
D) Operazione straordinaria di conferimento		
Cessione ramo	98.431	2.841.996
Altri debiti/crediti	-3.431	-1.996
Flusso finanziario operazione straordinaria di conferimento (D)	95.000	2.840.000
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C) +/-) D)	1.984.883	-1.597.133
<i>Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio</i>	1.988.499	3.616
Denaro e valori in cassa	2.422	1.974
Depositi bancari e postali	1.986.077	1.642
<i>Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio</i>	3.616	1.600.749
Denaro e valori in cassa	1.974	1.149
Depositi bancari e postali	1.642	1.599.600

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Altre riserve	Riserve IFRS/IAS	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile del periodo	Totale PN
Patrimonio Netto al 31.12.2020	110.000.000	87.382.578	2.775.770	18.336.590	325.023	8.352.676	5.485.191	232.657.828
Destinazione risultato esercizio 2020	-	-	274.260	-	-	-	- 5.485.191	- 5.210.931
Applicazione IAS 19	-	-	-	-	19.408	-	-	19.408
Riserva da cessione ramo d'azienda	-	-	-	750.542	-	-	-	750.542
Risultato dell'esercizio 2021	-	-	-	-	-	-	15.088.287	15.088.287
Patrimonio Netto al 31.12.2021	110.000.000	87.382.578	3.050.030	19.087.132	344.431	8.352.676	15.088.287	243.305.134
Destinazione risultato esercizio 2021	-	-	754.414	333.873	-	-	-15.088.287	- 14.000.000
Applicazione IAS 19	-	-	-	-	127.891	-	-	127.891
Risultato dell'esercizio 2022	-	-	-	-	-	-	7.354.657	7.354.657
Patrimonio Netto al 31.12.2022	110.000.000	87.382.578	3.804.444	19.421.005	472.322	8.352.676	7.354.657	236.787.682
Destinazione risultato esercizio 2022	-	-	367.733	-	-	6.986.924	- 7.354.657	-
Cessione ramo consociate	-	-	-	-	69.235	-	-	69.235
Applicazione IAS 19	-	-	-	-	- 9.547	-	-	- 9.547
Risultato dell'esercizio 2023	-	-	-	-	-	-	2.556.547	2.556.547
Patrimonio Netto al 31.12.2023	110.000.000	87.382.578	4.172.177	19.421.005	532.010	15.339.600	2.556.547	239.403.917

Note Esplicative

Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 di RetiPù S.r.l. è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ("IFRS/IAS") emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea, incluse tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC").

Il bilancio, redatto in unità di euro e comparato con il bilancio dell'esercizio precedente redatto in omogeneità di criteri, è costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle presenti note esplicative.

Applicazione dei principi contabili internazionali

Principio generale

RetiPù S.r.l. ha optato per l'adozione dei principi contabili IFRS/IAS a partire dalla redazione del bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, come consentito dal D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005.

Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

- Un prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria che espone separatamente le attività correnti e non correnti, il Patrimonio Netto e le passività correnti e non correnti;
- Un prospetto di conto economico complessivo che espone i costi ed i ricavi usando una classificazione basata sulla natura degli stessi;
- Un rendiconto finanziario che presenta i flussi finanziari derivanti dall'attività operativa utilizzando il metodo indiretto;
- Un prospetto delle variazioni del Patrimonio netto.

L'adozione di tali schemi permette la rappresentazione più significativa della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società.

Principi contabili

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022. Di seguito si riporta una descrizione dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni da adottare dal 1° gennaio 2023 che tuttavia non hanno avuto impatto sul bilancio della società.

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dalla società dal presente esercizio" sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1° gennaio 2023.

Nel paragrafo a seguire, "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea" vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, non ancora omologati dall'Unione Europea, e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 31 dicembre 2023, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili nel presente esercizio

A decorrere dal 1° gennaio 2023 risultano applicabili alla Società le seguenti integrazioni a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dalla Società nei precedenti esercizi:

- **IAS 1 "Presentazione del bilancio"**: emesso dallo IASB in data 12 febbraio 2021 ed omologato in data 2 marzo 2022, nel quale forniscono linee guida ed esempi per aiutare le entità ad applicare giudizi di materialità all'informativa sui principi contabili. Le modifiche mirano ad aiutare le entità a fornire informazioni sui principi contabili più utili sostituendo l'obbligo per le entità di fornire le proprie politiche contabili "significative" con l'obbligo di fornire informativa sui propri principi contabili "rilevanti"; inoltre, sono aggiunte linee guida su come le entità applicano il concetto di rilevanza nel prendere decisioni in merito all'informativa sui principi contabili. La Società ha aggiornato la propria informativa sulla base del nuovo concetto di rilevanza, senza rilevare impatti significativi sulla disclosure delle accounting policies.
- **IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori"**: emesso dallo IASB in data 12 febbraio 2021 ed omologato in data 2 marzo 2022. Le modifiche chiariscono la distinzione tra cambiamenti nelle stime contabili e cambiamenti nei principi contabili e correzione di errori. Inoltre, chiariscono come le entità utilizzano tecniche di misurazione e input per sviluppare stime contabili. Le modifiche non hanno avuto impatti sul bilancio della Società;
- **IAS 12 "Imposte sul reddito"**: emesso dallo IASB in data 7 maggio 2021 ed omologato in data 11 agosto 2022 in cui chiarisce come contabilizzare le imposte differite su operazioni quali leasing e fondi decommissioning. In particolare, viene eliminata l'opzione, prima prevista, di non procedere a calcolare la fiscalità differita alla prima rilevazione di attività e passività conseguenti contratti di leasing e/o fondi decommissioning. Con tale integrazione si chiarisce, quindi, che tutte le società sono tenute a rilevare la fiscalità differita sulle operazioni in oggetto. Le modifiche non hanno avuto

impatti sul bilancio della Società;

- **IFRS 17 “Contratti assicurativi”**: emesso dallo IASB in data 18 maggio 2017 ed omologato in data 19 novembre 2021, rivolto alle imprese che emettono contratti assicurativi. Le modifiche non hanno avuto impatti sul bilancio della Società;
- **IFRS 17 “Contratti assicurativi”**:
- emesso dallo IASB in data 9 dicembre 2021 ed omologato in data 8 settembre 2022 in cui aggiunge un’opzione di transizione relativa alle informazioni comparative presentate in sede di prima applicazione dell’IFRS 17 e dell’IFRS 9. L’emendamento è volto ad aiutare le entità ad evitare disallineamenti contabili temporanei tra attività finanziarie e passività di contratti assicurativi e, quindi, a migliorare l’utilità delle informazioni comparative del bilancio. Le modifiche non hanno avuto impatti sul bilancio della Società;
- **IAS 12 “Imposte sul reddito” denominato “Riforma fiscale internazionale: regole per l’applicazione del secondo pilastro”**: emesso in data 23 maggio 2023 ed omologato in data 9 novembre 2023. Gli emendamenti chiariscono che lo IAS 12 si applica alle imposte sul reddito derivanti dalla legge fiscale emanata o promulgata per attuare le regole stabilite dal “secondo pilastro” OCSE che stabilisce un co-sistema coordinato per garantire che le imprese multinazionali con entrate superiori a 750 milioni di euro paghino un’imposta di almeno il 15% sul reddito derivante in ciascuna delle giurisdizioni in cui operano e che dovrebbe entrare in vigore nel 2024. Gli emendamenti introducono: un’eccezione temporanea obbligatoria alla contabilizzazione delle imposte differite derivanti dall’attuazione giurisdizionale delle regole e obblighi di informativa per aiutare gli utenti del bilancio a comprendere meglio l’esposizione della società alle imposte sul reddito derivanti da tale legislazione, prima della sua data di entrata in vigore. L’eccezione temporanea obbligatoria si applica immediatamente, mentre gli altri obblighi di informativa si applicano per gli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2023 o dopo tale data, ma non per gli esercizi intermedi che terminano entro il 31 dicembre 2023. Le modifiche non hanno avuto impatti sul bilancio della Società.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati nel presente esercizio ed applicabili a partire dagli esercizi successivi

- lo IASB, in data 23 gennaio 2020, 15 luglio 2020 e 31 ottobre 2022, ha emesso tre integrazioni al principio IAS 1 “Presentation of the financial statements” che mirano a definire meglio il concetto di passività e la relativa classificazione tra breve e medio lungo termine. Le integrazioni sono state omologate in data 20 dicembre 2023. Nello specifico si dà enfasi al concetto temporale di trasferimento di denaro o altre risorse alla controparte, per estinguere la passività. Vengono anche chiariti i seguenti aspetti: cosa si intende per diritto di postergazione della scadenza; che il diritto di postergazione deve esistere alla chiusura dell’esercizio; la classificazione non è impattata dalla probabilità con cui l’entità eserciterà il proprio diritto di postergazione; solamente se un derivato implicito in una passività convertibile è esso stesso uno strumento di capitale la scadenza della passività non ha impatto sulla sua classificazione. Inoltre, con l’ultimo emendamento, viene specificato che solo i covenant che un’entità deve rispettare entro la data di riferimento del bilancio influiranno sulla classificazione di una passività come corrente o non corrente. Tali integrazioni saranno applicabili ai bilanci chiusi a partire dal 1° gennaio 2024. La Società sta attualmente valutando gli impatti di tali modifiche;
- lo IASB, in data 22 settembre 2022, ha emesso un’integrazione al principio IFRS 16 “Leases” chiarendo come si contabilizza un’operazione di sale and leaseback che prevede dei pagamenti variabili basati sulla performance o sull’uso del bene oggetto della transazione. L’integrazione è stata omologata in data 21 novembre 2023 e sarà applicabile ai bilanci chiusi a partire dal 1° gennaio 2024. Non si prevedono impatti sulla Situazione economico-finanziaria della Società.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea

- lo IASB, in data 25 maggio 2023, ha emesso un’integrazione ai principi IAS 7 “Rendiconto finanziario” e IFRS 7 “Strumenti finanziari: informazioni integrative”. Gli emendamenti chiariscono le caratteristiche degli accordi di finanziamento dei fornitori (quali ad esempio gli strumenti di reverse factoring) e definiscono le informazioni che devono essere fornite in merito all’impatto di questi accordi sulle passività e sui flussi di cassa della società (es. termini e condizioni, valore contabile e voce di bilancio in cui risultano iscritti i debiti finanziari, con indicazione di quelli per cui il fornitore finanziario ha già saldato la corrispondente quota di debito commerciale, fasce di scadenza dei debiti finanziari e dei debiti commerciali comparabili, ma non inseriti in accordi). Tali integrazioni saranno applicabili ai bilanci chiusi a partire dal 1° gennaio 2024. La Società sta attualmente valutando gli impatti di tali modifiche;
- lo IASB, in data 15 agosto 2023, ha emesso un’integrazione al principio IAS 21 “Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere” per regolamentare le procedure da seguire in caso di mancanza di convertibilità delle valute. Gli emendamenti introducono i requisiti per stabilire quando una valuta è convertibile in un’altra valuta e quando non lo è ed impongono a un’entità di stimare il tasso di cambio a pronti quando determina che una valuta non è convertibile in un’altra valuta. Tali integrazioni saranno applicabili ai bilanci chiusi a partire dal 1° gennaio 2025. La Società sta attualmente valutando gli impatti di tali modifiche.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d’esercizio al 31 dicembre 2023 sono di seguito riportati:

Immobilizzazioni materiali

Gli immobili, impianti e macchinari sono stati iscritti, alla data di Transizione, al costo di acquisto o di costruzione o al valore di conferimento, al netto dell'ammontare complessivo degli ammortamenti e delle perdite per riduzione durevole di valore accumulati secondo quanto previsto dai principi contabili internazionale IAS 16 e IFRIC 12.

Considerate la natura e le caratteristiche specifiche degli Immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, si è ritenuto di confermare la valutazione degli stessi mantenendoli iscritti in bilancio al costo, al netto degli ammortamenti accumulati, previa verifica della non sussistenza di eventuali perdite di valore, quindi non si è optato per la rideterminazione del valore come previsto dal paragrafo n. 31 del principio contabile internazionale IAS 16.

In particolare, per quanto riguarda gli impianti di distribuzione, alla luce delle complessità interpretative che caratterizzano la disciplina delle concessioni nell'attuale fase transitoria, pur in presenza di significativi plusvalori latenti, si è ritenuto preferibile applicare il criterio sopra indicato rispetto alla rideterminazione del valore, stante l'oggettiva incertezza riguardo alla possibilità di determinare in modo univoco il relativo fair value.

Le quote di ammortamento annuale sono calcolate sulla base di specifici piani di ammortamento che ripartiscono sistematicamente il costo dei beni in relazione alla loro vita utile stimata.

Il costo degli immobili, impianti e macchinari viene pertanto ammortizzato in ciascun esercizio sulla base di aliquote ritenute idonee a ripartire il costo di ciascuna categoria di beni in relazione alla rispettiva possibilità di utilizzazione e alla durata media del loro concorso alla realizzazione dell'attività aziendale.

Per gli impianti sono state utilizzate le aliquote di ammortamento stabilite dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

Di seguito si riportano le aliquote ordinarie che si è ritenuto essere espressione dei criteri sopra elencati.

Descrizione categoria cespite	Aliquote %
Impianti di decompressione	5
Rete distribuzione	2
Linee mt	3,33
Linee bt	3,33
Stazioni elettriche	3,33
Allacciamenti	2,5/3,33
Strumenti di misura e controllo	5/6,66
Attrezzature di reparto	12,5
Attrezzature comuni	12,5
Autovetture	20
Autoveicoli	20
Hardware e software di base	20
Mobili e arredi	8,3
Cartografia	10

I costi di manutenzione ordinaria sono spesi nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespite sono capitalizzati ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei cespiti ai quali si riferiscono.

Beni in leasing

Le immobilizzazioni acquisite tramite contratti di locazione finanziaria e che sostanzialmente trasferiscono al locatore tutti i rischi ed i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato sono contabilizzate, secondo la metodologia finanziaria, alla data di inizio del leasing al valore equo del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni devono essere ripartiti pro quota fra quota di capitale e quota di interessi in modo da ottenere un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. In contropartita dell'iscrizione del bene vengono contabilizzati i debiti verso l'ente finanziario locatore. Gli oneri finanziari devono essere imputati direttamente a conto economico. I beni devono essere esposti tra le attività al valore di acquisto diminuito delle quote di ammortamento. L'ammortamento di tali beni viene riflesso nei prospetti annuali applicando lo stesso criterio seguito per gli immobili, impianti e macchinari di proprietà. RetiPiù non ha beni in leasing.

Immobilizzazioni immateriali

Le attività immateriali acquistate separatamente o prodotte internamente sono iscritte nell'attivo, secondo quanto disposto dallo IAS 38, quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Le attività immateriali acquisite tramite operazioni di aggregazione sono valutate al fair value.

Le attività immateriali a vita utile definita sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, al netto dei relativi ammortamenti accumulati ed ammortizzate a quote costanti lungo la loro vita utile stimata e sottoposte a test di congruità ogni volta che vi siano indicazioni di perdite durevoli di valore.

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" ha definito i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione, nei casi in cui il soggetto concedente controlla/regola, determinandone il prezzo, i servizi di pubblica utilità che sono offerti dalle società concessionarie tramite le infrastrutture che il concessionario ottiene in gestione o realizza, e mantiene, tramite la proprietà o in altri modi, un interesse residuo sull'attività.

Per RetiPù il principio è applicabile alle attività di distribuzione dell'energia elettrica e del gas. La natura delle concessioni della Società, gran parte delle quali derivano da affidamenti risalenti ad anni non recenti o da operazioni straordinarie (conferimenti), unitamente alle incertezze legate al quadro regolatorio ed alle inevitabili complessità interpretative che si manifestano nell'attuale fase transitoria, ne hanno suggerito l'applicazione relativamente alle fattispecie chiaramente identificabili come rientranti nel nuovo regime concessorio.

L'applicazione dell'IFRIC 12 ha pertanto comportato nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria la classificazione delle infrastrutture già rientranti nel nuovo regime concessorio tra le attività immateriali.

Le percentuali di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

Descrizione categoria cespiti	Aliquote
Software gestionali	20%
Concessioni	Il piano d'ammortamento è effettuato in funzione della durata delle concessioni
Infrastrutture per accordi in concessione (IFRIC 12)	Il processo di ammortamento delle infrastrutture relative agli accordi in concessione è effettuato per quote costanti secondo le attese di ritorno di benefici economici futuri derivanti dal loro utilizzo e dal loro valore residuo a scadenza, oppure utilizzando le aliquote di ammortamento stabilite dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

Nel corso del 2023 la società sulla base di una valutazione tecnica interna ha provveduto a rideterminare la vita utile residua dei misuratori smart meter 2G gas. La modifica delle quote di ammortamento dei cespiti relativi ai misuratori gas è stata necessaria per seguire l'evoluzione metrologica e tecnologica degli stessi che ne comporta la sostituzione anticipata rispetto alla vita utile prevista dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

La delibera ARERA 22 ottobre 2008 - ARG/gas 155/08, così come integrato e modificato dalle deliberazioni ARG/gas 42/09, ARG/gas 168/10, 28/2012/R/ GAS, 193/2012/R/GAS, 575/2012/R/GAS, 179/2013/R/ GAS, 631/2013/R/gas, 651/2014/R/gas, 117/2015/R/gas, 554/2015/R/gas, 821/2016/R/gas, 669/2018/R/gas, 501/2020/R/gas e 269/2022/R/gas, ha reso obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, la messa in servizio, per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, di gruppi di misura caratterizzati dai requisiti funzionali minimi in materia di telegestione e telelettura, i cosiddetti smart meter gas. RetiPù, in ottemperanza a tali obblighi, ad oggi ha installato in campo circa 242.475 000 smart meter gas punto-punto con tecnologia di comunicazione GPRS (cioè con SIM 2G), in quanto questa tecnologia di comunicazione punto-punto, sino al 2021, era l'unica disponibile sul mercato in grado di rispettare i requisiti funzionali stabiliti dalle deliberazione dell'ARERA.

Dal 2022 il mercato ha iniziato a produrre e commercializzare misuratori smart meter gas punto-punto basati sulla nuova tecnologia NB-IoT, dando la possibilità a RetiPù di installare circa 35.000 misuratori smart meter gas NB-IoT.

Considerando che la data di End of Service della tecnologia 2G (EoS) è fissata al 31 dicembre 2029, termine di scadenza delle concessioni in essere, tenendo conto del fatto che la vita utile degli smart meter è stabilita in 15 anni e che la maggior parte dei 250.000 smart meter 2G sono stati installati in tempi recenti, si giunge alla conclusione che tali misuratori dovranno necessariamente essere dismessi in anticipo e sostituiti con misuratori smart meter gas NB-IoT per garantire il servizio di telelettura e telegestione e rispettare gli obblighi imposti da ARERA.

Sul punto si ricorda che il cambio della tecnologia di comunicazione di uno smart meter ne implica l'intera sostituzione, non essendo tecnicamente possibile sostituire la sola SIM.

Sulla base della capacità operativa, rapportata al piano investimenti finalizzati a garantire la continuità e sicurezza degli impianti gas, si è provveduto a predisporre un piano di roll out dei misuratori smart meter gas 2G attualmente in servizio, con i nuovi misuratori smart meter gas NB-IoT da concludersi entro il 31 dicembre 2029. Questo ha comportato una revisione della vita utile dei misuratori smart meter gas 2G adeguandola al piano di sostituzione con misuratori smart meter gas NB-IoT predisposto per garantire il mantenimento delle funzionalità di telegestione e telelettura stabiliti dalle vigenti disposizioni emanata da ARERA.

Tale variazione ha comportato un incremento significativo sulla determinazione degli ammortamenti rilevati a conto economico.

Perdita di valore delle immobilizzazioni materiali e delle immobilizzazioni immateriali

In presenza di indicatori tali da far supporre l'esistenza di una perdita duratura di valore, le immobilizzazioni materiali e le immobilizzazioni immateriali sono soggette ad una verifica di perdita di valore ("Impairment Test").

Nel caso dell'avviamento, di altre immobilizzazioni immateriali a vita utile indefinita o di immobilizzazioni non disponibili per l'uso, l'Impairment Test è effettuato almeno annualmente o più frequentemente ogniqualvolta vi sia un'indicazione che l'immobilizzazione possa aver subito una perdita di valore.

La verifica consiste nel confronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione.

Il valore recuperabile di un'immobilizzazione è il maggiore tra il fair value al netto dei costi di vendita ed il suo valore d'uso. Per determinare il valore d'uso di un'immobilizzazione la società calcola il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati, sulla base di piani aziendali predisposti dal management al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'immobilizzazione. Se il valore recuperabile di un'immobilizzazione è inferiore al valore contabile viene rilevata una perdita a Conto economico. Quando successivamente una perdita registrata su un'attività, diversa dall'avviamento, dovesse venir meno o ridursi, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla nuova stima del valore recuperabile, che non può comunque eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a Conto economico.

Quando non è possibile stimare il valore recuperabile della singola attività, il valore recuperabile è determinato in relazione all'unità generatrice di flussi finanziari (CGU - Cash Generating Unit) o all'insieme di CGU cui tale attività appartiene e/o può essere allocata ragionevolmente.

Le CGU sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di business, come aggregazioni omogenee che generano flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo delle attività a esse imputabili.

Partecipazioni

Le partecipazioni rappresentano un investimento duraturo e strategico da parte della società e sono valutate, nel rispetto del principio della continuità di applicazione dei criteri di valutazione, al costo di acquisto o di sottoscrizione, eventualmente ridotto per perdite durevoli di valore. Tale riduzione non può essere mantenuta negli esercizi successivi se sono venuti meno i motivi della rettifica.

Le partecipazioni che non presentano le sopraccitate caratteristiche sono classificate nelle attività finanziarie non correnti.

Altre Attività finanziarie

Le attività finanziarie sono iscritte al minore tra il loro valore contabile ed il relativo valore equo o di presumibile realizzo.

Altre Attività

Le altre attività correnti e non correnti sono iscritte al loro presumibile valore di realizzo.

Rimanenze

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo di acquisto ed il presumibile valore di realizzo. Il costo è determinato secondo il metodo del costo medio ponderato.

Crediti

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzo. L'adeguamento del loro valore nominale al minor valore di realizzo viene effettuato mediante lo stanziamento di un apposito fondo a rettifica diretta della voce sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide, costituite da depositi bancari e valori di cassa, sono iscritte al valore nominale, coincidente con il valore di realizzo con scadenza a breve.

Fondi per rischi ed oneri

I fondi per rischi ed oneri sono stanziati per coprire perdite e debiti, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura del periodo non erano determinabili l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Gli stanziamenti sono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria solo qualora esista una obbligazione legale o implicita che determini l'impiego di risorse atte a produrre effetti economici per l'adempimento della stessa e se ne possa determinare una stima attendibile dell'ammontare.

Nel caso in cui l'effetto sia rilevante, gli accantonamenti sono calcolati attualizzando i flussi finanziari futuri stimati ad un tasso di attualizzazione stimato al lordo delle imposte, tale da riflettere le valutazioni correnti di mercato del valore attuale del denaro e dei rischi specifici connessi alla passività.

Fondi per benefici ai dipendenti

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato viene stanziato per coprire l'intera passività maturata nei confronti dei dipendenti in conformità alla legislazione vigente ed al contratto collettivo di lavoro e integrativo aziendale. Tale passività è soggetta a rivalutazione in base all'applicazione di indici fissati dalla normativa vigente.

A seguito della riforma della previdenza complementare e delle conseguenti modifiche legislative, si è determinata la situazione seguente:

- l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;
- l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1 gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura.

Alla luce di quanto sopra descritto, RetiPiù Srl ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19.

Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato delle differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili e sono risultate significative.

Debiti

I debiti sono iscritti al valore nominale.

Finanziamenti

I finanziamenti sono valutati inizialmente al costo. Tale valore viene rettificato successivamente per tenere conto dell'eventuale differenza tra il costo iniziale e il valore di rimborso lungo la durata del finanziamento utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

I finanziamenti sono classificati tra le passività correnti a meno che la Società abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi sono iscritti al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita delle merci e la prestazione dei servizi.

I ricavi per la vendita sono riconosciuti quando l'impresa ha trasferito i rischi ed i benefici significativi connessi alla proprietà del bene e l'ammontare del ricavo può essere determinato attendibilmente.

I ricavi di natura finanziaria vengono iscritti in base alla competenza temporale.

Proventi finanziari

I proventi finanziari includono gli interessi attivi, le differenze di cambio attive, i dividendi da imprese partecipate e i proventi derivanti dagli strumenti finanziari, quando non compensati nell'ambito di operazioni di copertura.

Gli interessi attivi sono imputati a conto economico al momento della loro maturazione, considerando il rendimento effettivo.

I dividendi devono essere contabilizzati per competenza al momento in cui vi è il diritto alla percezione, che generalmente coincide con la delibera di distribuzione.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari includono gli interessi passivi sui debiti finanziari calcolati usando il metodo dell'interesse effettivo e le differenze cambio passive.

Imposte sul reddito dell'esercizio

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile della Società. Sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto, nei cui casi l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto ed evidenziato nelle altre componenti del conto economico complessivo.

Le altre imposte non correlate al reddito sono incluse tra gli oneri operativi.

Le imposte differite sono stanziare secondo il metodo dello stanziamento globale della passività. Esse sono calcolate su tutte le differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività ed il valore contabile.

Le imposte differite attive sulle perdite fiscali e sui crediti d'imposta non utilizzati riportabili a nuovo sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le attività e le passività fiscali correnti e differite sono compensate quando le imposte sul reddito sono applicate dalla medesima autorità fiscale e quando vi è un diritto legale di compensazione.

Le attività e le passività fiscali differite sono determinate con le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze temporanee saranno realizzate o estinte.

La società ha aderito al consolidato fiscale nazionale di A.E.B. S.p.A disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86 manifestando la necessaria opzione.

I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

Uso di stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte degli Amministratori l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data di bilancio.

I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime.

Le stime sono utilizzate per valutare le attività materiali ed immateriali sottoposte ad impairment test come sopra descritto oltre che per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, ammortamenti, svalutazioni di attivo, benefici ai dipendenti, imposte, altri accantonamenti e fondi.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico.

Impairment Test

Il valore contabile delle attività non correnti (ivi compreso l'avviamento e le altre immobilizzazioni immateriali) e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita di valore, lo stesso è soggetto all'applicazione del giudizio professionale da parte del management e si basa su assunzioni che includono: l'individuazione della Cash Generating Unit, la stima dei flussi di cassa operativi futuri associati a tali CGU nel periodo di riferimento del piano industriale 2023 – 2035, la stima dei flussi di cassa successivi a tale orizzonte temporale, il flusso di cassa derivante dalla dismissione alla fine della vita utile degli assets, i tassi di attualizzazione utilizzati ("Wacc"). Tali assunzioni sono complesse per loro natura ed implicano il ricorso al giudizio degli amministratori, che sono sensibili anche agli andamenti futuri dei mercati energetici, degli scenari macroeconomici, e alle delibere dell'ARERA.

Ai fini della predisposizione del test di impairment la società si avvale del supporto di un esperto indipendente, esterno al Gruppo A2A.

Nell'ipotesi in cui il valore recuperabile risulti inferiore al valore di carico, quest'ultimo è svalutato fino a concorrenza. Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli, seppur soggetti a variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. Per ulteriori dettagli sulle modalità di esecuzione e sui risultati dell'impairment test si rinvia allo specifico paragrafo.

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite comprendono la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti e non ancora oggetto di lettura periodica al 31 dicembre 2023 e la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti e non ancora fatturati al 31 dicembre 2023, oltre ai ricavi già fatturati ai clienti in base alle letture periodiche dei consumi effettuate nel corso dell'anno. I processi e le modalità di valutazione e della determinazione di tali stime sono basati su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso a giudizio degli amministratori, in particolare con riferimento al riconoscimento dei ricavi maturati, in quanto i metodi utilizzati dalla società per stimare le quantità dei consumi tra la data dell'ultima lettura e il 31 dicembre, e quindi per valorizzare i ricavi maturati nell'anno, si basano su assunzioni ed algoritmi di calcolo articolati che interessano diversi sistemi informativi. Inoltre, la stima dei consumi non oggetto di lettura periodica viene effettuata prendendo come riferimento il profilo storico di ciascun utente, adeguato in base a fattori climatici di correzione forniti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (anche "ARERA"), per recepire altre variabili che possono influire sui consumi.

Fondi rischi e oneri

L'identificazione della sussistenza o meno di un'obbligazione corrente (legale o implicita) è in alcune circostanze di non facile determinazione. Gli amministratori valutano tali fenomeni caso per caso, congiuntamente alla stima dell'ammontare delle risorse economiche richieste per l'adempimento dell'obbligazione. La stima degli accantonamenti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management della società. Quando gli amministratori ritengono che il manifestarsi di una passività sia soltanto possibile, i rischi vengono indicati nell'apposita sezione informativa su impegni e rischi, senza dar luogo ad alcun stanziamento.

Fondo rischi su crediti

L'entrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2018 dell'IFRS 9 ha prodotto sulla società una modifica nella rilevazione delle perdite su crediti. L'approccio adottato è di tipo prospettico, incentrato sulla probabilità di perdite future su crediti, anche in assenza di eventi che facciano presagire la necessità di svalutare una posizione creditoria (Expected Losses).

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche, a maggior ragione in questo periodo caratterizzato da una congiuntura economica negativa, potrebbero riflettersi in variazioni del fondo rischi su crediti.

Ammortamenti

L'ammortamento delle immobilizzazioni costituisce un costo rilevante per la società. Le immobilizzazioni sono ammortizzate in modo sistematico lungo la loro vita utile stimata. La vita utile economica delle immobilizzazioni della società è determinata dagli amministratori, con l'ausilio di esperti tecnici, nel momento in cui l'immobilizzazione è stata acquistata. La società valuta periodicamente i cambiamenti tecnologici e di settore, gli oneri di smantellamento/chiusura e il valore di recupero per aggiornare la residua vita utile. Tale aggiornamento periodico potrebbe comportare una variazione nel periodo di ammortamento e quindi anche della quota di ammortamento degli esercizi futuri.

Benefici ai dipendenti

I calcoli delle spese e delle passività associate sono basati su ipotesi attuariali. Gli effetti derivanti da eventuali modifiche di tali ipotesi attuariali sono rilevati in una specifica riserva di Patrimonio netto.

Imposte correnti e recupero futuro di imposte anticipate

Le incertezze esistenti sulle modalità applicative di alcune norme fiscali hanno comportato da parte della società l'assunzione in sede di stanziamento delle imposte correnti ai fini di bilancio di posizioni interpretative che potrebbero essere smentite a seguito di chiarimenti ufficiali da parte dell'amministrazione finanziaria.

La contabilizzazione delle imposte differite attive è effettuata sulla base delle aspettative di reddito fiscale attese negli esercizi futuri. La valutazione dei redditi attesi ai fini della contabilizzazione delle imposte differite dipende da fattori che possono variare nel tempo e determinare effetti significativi sulla valutazione delle imposte differite attive.

Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario

1. Immobilizzazioni materiali

Gli immobili, impianti e macchinari sono relativi principalmente agli impianti di distribuzione e misura del gas naturale ed energia elettrica.

Nel corso del 2023 gli incrementi di immobilizzazioni sono stati pari a 5,3 milioni di euro, gli ammortamenti e dismissioni pari -2,3 milioni di euro come da tabella sotto riportata.

Gli ammortamenti si riferiscono ad ammortamenti economico - tecnici determinati sulla base della vita utile dei beni, ovvero sulla loro residua possibilità di utilizzazione da parte dell'impresa. Nel corso dell'esercizio non si evidenziano variazioni nella vita utile stimata dei beni e nei coefficienti di ammortamento applicati ed esplicitati per categorie omogenee alla nota "Criteri di Valutazione - Immobili, impianti e macchinari"

(migliaia di euro)	Terreni, immobili, impianti e macchinari, attrezzature	Altri beni	Immobilizzazioni in corso	Totale
Costo				
Al 1° gennaio 2022	56.176	3.234	958	60.368
Incrementi	2.156	92	25	2.273
Dismissioni	(429)	(82)		(511)
Giroconti	90		(958)	(868)
Al 31 dicembre 2022	57.993	3.245	25	61.263
Incrementi	4.910	390	16	5.316
Dismissioni	(906)	(143)		(1.049)
Giroconti	25		(25)	(0)
Al 31 dicembre 2023	62.022	3.492	16	65.530
Ammortamenti accumulati				
Al 1° gennaio 2022	26.055	2.537	-	28.592
Ammortamenti dell'anno	2.021	205		2.226
Dismissioni	(234)	(17)		(251)
Variazioni Fondo svalutazione	(5)			(5)
Al 31 dicembre 2022	27.837	2.726	-	30.563
Ammortamenti dell'anno	2.083	186		2.269
Dismissioni	(875)	(131)		(1.006)
Variazioni Fondo svalutazione	(2)			(2)
Al 31 dicembre 2023	29.042	2.781	-	31.823
Valore contabile				
Al 31 dicembre 2022	30.156	519	25	30.700
Al 31 dicembre 2023	32.980	711	16	33.707

La Società ha effettuato un'analisi di presenza di indicatori di perdita durevole relativamente alla CGU Reti Elettrica senza evidenziare la necessità di effettuare l'impairment test.

Per quanto riguarda la CGU Reti Gas, il Management ha effettuato il test di recuperabilità confrontando il valore contabile degli assets con la stima del Valore Industriale Residuo al 31 dicembre 2023, senza rilevare necessità di apportare alcuna svalutazione.

2. Immobilizzazioni immateriali

Nel 2023 gli incrementi di immobilizzazioni sono stati pari a 23,7 milioni di euro, gli ammortamenti e dismissioni pari a -23,1 milioni di euro come da tabella sotto riportata. Nel corso dell'esercizio sulla base di una valutazione tecnica interna si è provveduto a rideterminare la vita utile residua dei misuratori smart meter 2G gas. La modifica delle quote di ammortamento dei cespiti relativi ai misuratori gas è stata necessaria per seguire l'evoluzione metrologica e tecnologica degli stessi che ne comporta la sostituzione anticipata rispetto alla vita utile prevista dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Tale variazione ha comportato un incremento significativo sulla determinazione degli ammortamenti rilevati a conto economico.

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
Costo						
Al 1° gennaio 2022	9.362	2	362.298	3.899	42	375.603
Incrementi	707		19.284	80	4	20.076
Dismissioni	(23)		(8.013)			(8.036)
Giroconti	14		896		(42)	868
Al 31 dicembre 2022	10.061	2	374.465	3.979	4	388.511
Incrementi	1.326		21.378	5	1.026	23.735
Dismissioni			(9.024)		(29)	(9.053)
Giroconti						-
Al 31 dicembre 2023	11.387	2	386.819	3.984	1.001	403.193
Ammortamenti accumulati						
Al 1° gennaio 2022	7.576	1	143.884	2.694	-	154.155
Ammortamenti dell'anno	612	0	12.018	551		13.181
Dismissioni	(6)		(2.489)			(2.495)
Variazioni Fondo svalutazione			(1.648)			(1.648)
Al 31 dicembre 2022	8.183	1	151.765	3.245	-	163.193
Ammortamenti dell'anno	884	0	17.038	555		18.477
Dismissioni			(4.387)			(4.387)
Variazioni Fondo svalutazione			(2.625)			(2.625)
Al 31 dicembre 2023	9.067	1	161.791	3.799	-	174.658
Valore contabile						
Al 31 dicembre 2022	1.878	1	222.700	735	4	225.318
Al 31 dicembre 2023	2.320	1	225.029	185	1.001	228.535

4. Partecipazioni

La società non detiene partecipazioni né alla chiusura del presente esercizio né alla chiusura del precedente esercizio.

5. Altre attività finanziarie non correnti

La voce "Altre attività finanziarie non correnti" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Altri crediti finanziari non correnti	0	10	-10
Crediti verso erario	27	27	0
Crediti verso erario per agevolazioni	0	694	-694
Totale altre attività finanziarie non correnti	27	731	- 704

I crediti verso erario sono relativi: al credito IRES derivante dall'istanza di rimborso IRES presentata l'11 marzo 2013, per gli anni dal 2007 al 2011 (art. 2, comma 1-quater-D.L. 201/2011) per la mancata deduzione dell'IRAP relativa al costo del personale; i crediti verso erario per agevolazioni erano relativi alla quota del credito di imposta (sorto nel 2020) per gli investimenti in beni strumentali; nell'esercizio corrente tale credito è stato stralciato. Gli altri crediti finanziari erano relativi ai prestiti verso il personale dipendente. Tutti i crediti esposti non rientrano nella posizione finanziaria.

7. Altre attività non correnti

La voce "Altre attività non correnti" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Depositi cauzionali	249	250	-1
Ratei e risconti attivi	14	28	-14
Totale altre attività non correnti	263	278	-15

La voce "Depositi Cauzionali" riguarda i depositi versati per utenze varie. La voce "Ratei e risconti attivi" è composta da risconti attivi e si riferisce a costi di competenza di esercizi futuri relativi ad estensioni garanzie hardware e manutenzioni.

9. Rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.280	1.598	- 318
Lavori in corso su ordinazione	-	10	- 10
Rimanenze TEE	-	822	- 822
Totale rimanenze	1.280	2.430	- 1.150

Le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e alla manutenzione degli impianti. Alla fine del periodo i TEE acquistati nell'anno erano stati tutti annullati.

10. Crediti commerciali

I "Crediti commerciali" sono rappresentati principalmente dai crediti vantati nei confronti delle società di vendita per servizi di distribuzione gas ed energia elettrica.

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti verso clienti	3.810	310	3.500
Fatture da emettere verso clienti	2.026	2.186	-160
Totale lordo	5.836	2.496	3.340
Fondo svalutazione crediti	-721	-759	38
Totale netto	5.115	1.737	3.378
Fatture verso imprese controllanti	0	1	-1
Fatture emet. v/imprese controllanti	19	9	10
Fatture verso imprese consociate	3.795	0	3.795
Fatture emet. v/imprese consociate	3.125	2.753	372
Totale crediti commerciali	12.054	4.500	7.554

La variazione dei crediti commerciali è dovuta alla fine degli interventi normativi, volti a limitare gli aumenti per la clientela finale dei costi di energia e gas, il c.d. "Caro bollette". Nell'esercizio precedente gli interventi avevano comportato l'azzeramento degli oneri di sistema e l'incremento del bonus sociale gas e luce, generando l'anomala situazione di "crediti" negativi.

La voce "Crediti verso imprese consociate" è costituita principalmente dai crediti vantati nei confronti della società Gelsia Srl ed A2A energia Spa per i servizi di distribuzione e misura.

Si riporta la variazione del fondo svalutazione crediti intervenuta nell'esercizio:

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2022	759
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	-38
Accantonamenti dell'esercizio	-
Fondo al 31 dicembre 2023	721

Si riporta di seguito il dettaglio dello scaduto:

Schema giorni	Totale
Correnti a scadere	6.899
Scaduti fino a 30 gg	564
Scaduti da 31 a 180 gg	613
Scaduti da 181 a 365 gg	-672
Scaduti oltre 365 gg	201
Totale	7.605

11. Altre attività correnti

La voce "Altre attività correnti" presenta i seguenti valori:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Ratei e risconti attivi	126	158	-32
Crediti v/o CSEA	5.468	26.714	-21.246
Crediti verso il personale	9	12	-3
Crediti v/Comune	470	470	0
Crediti per consolidato fiscale	937	149	788
Crediti verso erario per saldo IVA	3.438	1.486	1.952
Crediti verso erario per agevolazioni	214	214	0
Altri crediti tributari	26	23	3
Altri crediti	77	15	62
Totale altre attività correnti	10.765	29.241	-18.476

I crediti v/Comuni per 470 migliaia di euro sono relativi a corrispettivi "una tantum" versati alle stazioni appaltanti incaricate di esperire le gare d'Ambito per il rinnovo delle concessioni gas per la copertura degli oneri di gara. La voce "Ratei e risconti attivi" è così composta:

- 11 migliaia di euro per canoni affitti (26 migliaia di euro esercizio precedente);
- 57 migliaia di euro spese legali relative a pratiche non ancora concluse al 31 dicembre 2023 (57 migliaia di euro esercizio precedente);
- 50 migliaia di euro per la manutenzione pluriennale degli impianti (50 migliaia di euro esercizio precedente)
- 8 migliaia di euro per altri costi di competenza dell'anno successivo (26 migliaia di euro esercizio precedente).

Si riporta di seguito il dettaglio dei crediti verso la cassa conguaglio:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Perequazione gas	765	3.527	-2.762
Perequazione elettrica	165	63	102
A agevolazioni	816	12.143	-11.327
Componenti gas	0	8.153	-8.153
Componenti Elettriche	0	497	-497
Rimborso pratiche utenti default	407	439	-32
Crediti diversi	3.315	1.894	1.421
Totale crediti diversi	5.468	26.716	-21.248

Il decremento è dovuto al termine degli interventi normativi, volti a limitare gli aumenti per la clientela finale dei costi di energia e gas, il c.d. "Caro bollette".

12. Altre attività finanziarie correnti

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti per tesoreria accentrata	0	5.336	-5.336
Totale altre attività finanziarie correnti	0	5.336	-5.336

La voce presentava un saldo solo alla chiusura dell'esercizio precedente. Durante l'esercizio il contratto di tesoreria accentrata con AEB è stato chiuso e sostituito da un contratto di conto corrente con la controllante A2A S.p.A.. Tale contratto alla chiusura dell'esercizio presentava un saldo a debito

13. Attività per imposte correnti

I crediti per imposte sono così dettagliati:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Credito IRAP	227	0	227
Attività per imposte correnti	227	0	227

Alla chiusura dell'esercizio precedente il saldo IRAP risultava a debito.

14. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Denaro in cassa	2	2	0
Conti correnti bancari	1.986	2	1.984
Totale disponibilità liquide	1988	4	1984

Il saldo del conto corrente bancario alla chiusura dell'esercizio precedente risultava a zero in quanto gestito mediante il contratto di tesoreria accentrata con AEB S.p.A.; il contratto di tesoreria accentrata è stato chiuso a febbraio 2023 e sostituito con un contratto di gestione conto corrente intercompany con A2A S.p.A

16. Patrimonio netto

(migliaia di euro)	Importo	Disponibilità Distribuibilità	Importo disponibile	Importo distribuibile	Utilizzazione degli ultimi tre esercizi	
					per copertura perdite	per altre ragioni
Capitale Sociale	110.000					
Riserve di capitale						
Riserva da sovrapprezzo	87.383	A,B,C	87.383	69.555		
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827		
Riserve di utili						
Riserva legale	4.172	B	4.172	-		
Riserva straordinaria	17.843	A,B,C	17.843	17.843		
Utili/perdite a nuovo	15.340	A,B,C	15.340	15.340		
Riserve IAS						
Riserva da FTA	423	B	423	-		
Riserva IFRS 3	820		820			
Riserva IAS 19	39		39			
TOTALI	236.847	-	126.847	103.565		

Legenda: A: per aumento di capitale; B: per copertura perdite; C: per distribuzione ai soci.

Nella tabella le voci di Patrimonio Netto vengono distinte secondo l'origine, la possibilità di utilizzazione, la distribuibilità e l'avvenuta utilizzazione nei tre esercizi precedenti. La movimentazione delle voci del Patrimonio Netto avvenuta nell'esercizio è illustrata nel relativo prospetto di bilancio. Nel mese di marzo 2023 RetiPiu' Srl ha ceduto, alla correlata Gelsia srl, il ramo aziendale "Energy Building". Il prezzo di cessione del ramo, identificato tramite un'apposita perizia, è stato quantificato in 95 migliaia di euro. Il valore contabile netto del ramo ceduto ammontava a 26 migliaia di euro. La plusvalenza da cessione, pari a 69 migliaia di euro, è stata contabilizzata come incremento del patrimonio netto in quanto l'operazione è stata configurata come una transazione "under common controls".

La Riserva da sovrapprezzo non è distribuibile, ai sensi dell'art. 2431, per 17.828 migliaia di euro, ossia per la quota necessaria affinché la riserva legale raggiunga il quinto del capitale sociale.

Nell'anno 2021 la Società ha riallineato il valore civile e fiscale dei beni oggetto del conferimento AEB/ASML. La società ha iscritto sulle riserve di capitale un vincolo di sospensione di imposta per un importo pari a 30.701.679 euro.

17. 24 Passività finanziarie

(migliaia di euro)	31/12/2023		31/12/2022	
	Correnti 17	Non correnti 24	Correnti 17	Non correnti 24
Debiti verso banche			875	332
Debiti verso altri finanziatori			314	
Debiti verso altri finanziatori IFRS 16	261	4.040	241	3.973
Debiti verso controllanti	6.848	9.000	23	14.000
Totale finanziamenti	7.109	13.040	1.453	18.305

Nel corso dell'esercizio sono stati estinti tutti i mutui chirografari che costituivano la voce "Debiti verso banche".

Il dettaglio dei debiti per IFRS16 è il seguente:

Descrizione	Importo	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni
Debiti per diritti d'uso immobili	4.224	236	987	3.001
Debiti per diritti d'uso autoveicoli	77	25	51	1
Totale IFRS16	4.301	261	1.038	3.002

Il debito non corrente verso la controllante A2A pari a 9.000 migliaia di euro (14.000 migliaia di euro nell'esercizio precedente), contratto alla fine del 2022, è finalizzato a sostenere il piano investimenti di RetiPù previsto nel piano industriale approvato; il prestito ha un'unica rata liquidabile alla scadenza 22 dicembre 2025, gli interessi sono liquidati semestralmente. Nel corso dell'esercizio la società, avvalendosi di quanto previsto nel contratto, ha estinto parte del finanziamento rimborsando 5.000 migliaia di euro.

I debiti correnti verso la controllante A2A paria 6.848 migliaia di euro sono così dettagliati: 356 migliaia di euro relativi agli interessi sul finanziamento (23 migliaia di euro l'esercizio precedente), 6.379 migliaia di euro per il saldo del conto corrente di tesoreria accentrata e 113 migliaia di euro relativi agli interessi sugli scoperti del conto corrente di tesoreria accentrata. Durante l'esercizio la società ha estinto il contratto con AEB per la tesoreria accentrata ed ha sottoscritto un contratto di conto corrente accentrato con A2A.

18. 13 Passività per imposte differite attive e passive

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022
Imposte differite attive	10.715	10.455
Imposte differite passive	-10.441	-11.751
Posizione netta	274	-1.296

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite attive confrontati con quelli dell'esercizio precedente:

Crediti per imposte anticipate	31/12/2023				31/12/2022				
	(migliaia di euro)	Imp.le	IRES	IRAP	Totale	Imp.le	IRES	IRAP	Totale
Svalutazione crediti	466	112			112	466	112		112
Rischi/svalutazione immobilizzazioni	5.103	1.225	331		1.556	8.845	2.123	444	2.567
Ammortamenti	36.208	8.691	198		8.889	30.992	7.438	202	7.640
Premi amministratori e personale	444	107			107	428	103		103
Fondo mensilità aggiuntive	30	7	2		9	45	11		11
Svalutazione magazzino	73	17	3		20				0
1' TOTALE	42.324	10.159	534		10.693	40.776	9.787	646	10.433
TFR IAS 19	95	22			22	95	22		22
Totale crediti per imposte anticipate	42.419	10.181	534		10.715	40.871	9.809	646	10.455

Le imposte differite attive sono state calcolate applicando l'aliquota IRES al 24%. L'aliquota IRAP è pari al 4.2% stabilita per i soggetti esercenti attività in concessione con tariffa regolamentata.

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite passive confrontati con quelli dell'esercizio precedente.

Debiti per imposte differite	31/12/2023				31/12/2022				
	(migliaia di euro)	Imp.le	IRES	IRAP	Totale	Imp.le	IRES	IRAP	Totale
Plusvalori su beni conferiti Ex Unareti	37.129	8.912	1.508		10.420	41.788	10.030	1.700	11.730
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3		21	76	18	3	21
Totale crediti per imposte anticipate	37.205	8.930	1.511		10.441	41.864	10.048	1.703	11.751

Per le imposte differite passive il criterio seguito è il medesimo di quelle attive, ovvero sono state calcolate applicando le aliquote fiscali del 24% per IRES e del 4.2% per l'IRAP.

La fiscalità differita passiva deriva, prevalentemente, dal conferimento Unareti Spa, avvenuto il 1° novembre 2020.

19. Benefici a dipendenti

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Fondo TFR OIC 01 gennaio	719	743	-24
Oneri finanziari	11	67	-56
Pagamenti effettuati	-132	-57	-75
Cessione ramo ad A2A illuminazione	0	-34	34
Cessione ramo a Gelsia	0	0	0
Fondo TFR OIC 31 dicembre	598	719	-121
Adeguamento IFRS 19	-16	-36	20
Passività al 31 dicembre	582	683	-222

La determinazione del TFR secondo lo IAS 19 richiede l'elaborazione di ipotesi attuariali e finanziarie per tener conto della stima delle componenti attuariali connesse alla durata dei rapporti di lavoro, nonché ad altre ipotesi demografico-finanziarie.

RetiPiu' Srl ha pertanto provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente l'aggiornamento della valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19, con riferimento alla data di chiusura

dell'esercizio.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale del TFR e dei fondi benefici ai dipendenti sono le seguenti

Descrizione	31/12/2023	31/12/2022
Tasso di attualizzazione	2,95	3,57
Tasso di infrazione annuo	2,00	2,30

20. Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Fondo rischi e oneri	4.952	5.683	-731
Totale fondo rischi e oneri	4.952	5.683	-731

La società ha iscritto al 31 dicembre 2023 fondi rischi così dettagliati:

Descrizione	Saldo al 31/12/2022	Utilizzo	giroconto	rilascio	Acc.to	Saldo al 31/12/2023
Contenzioso canone ricognitorio	157.800					157.800
Oneri per il personale	37.417	7.468				29.949
Rischi normativi e perequazione anni precedenti	1.120.741	18.910		941.831		160.000
Rischio ricorso terreni	2.781.000					2.781.000
Rischio contenzioso AE	200.000					200.000
Rischi delta differenze valore di indennizzo	1.173.089					1.173.089
Produttività personale dipendente					444.413	444.413
Altri rischi e oneri	168.360			162.970	633	6.023
TOTALE	5.638.407	26.378	0	1.104.801	445.046	4.952.274

21. Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Depositi cauzionali passivi	714	612	102
Ratei e risconti passivi	16	19	-3
Totale Altre passività non correnti	730	631	99

I "Depositi cauzionali passivi" sono relativi a garanzie fornite dai clienti (principalmente società di vendita).

La voce "Ratei e risconti passivi" è relativa al corrispettivo per la cessione del diritto d'uso delle infrastrutture elettriche fatta ad un operatore del settore delle telecomunicazioni.

22. Debiti commerciali

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Debiti verso fornitori	5.388	6.116	-728
Acconti a fornitori		-309	309
Debiti per fatture da ricevere	3.969	3.787	182
Totale Fornitori	9.357	9.594	-237
Debiti verso Imprese controllanti	1.272	605	667
Debiti verso Imprese consociate	1.396	982	414
Totale Fornitori intercompany	2.668	1.587	1.081
Debiti verso clienti		9.911	-9.911
Debiti verso clienti intercompany		9.272	-9.272
Totale debiti verso clienti	0	19.183	-19.183
Totale debiti commerciali	12.025	30.364	844

La voce "Debiti verso fornitori" si compone principalmente dei debiti verso imprese esterne per prestazioni ricevute per interventi di ampliamento, ammodernamento e manutenzione ordinaria sugli impianti di distribuzione del gas metano e dell'energia elettrica.

La voce "Debiti verso controllanti" si riferisce a debiti verso AEB Spa e verso A2A Spa per prestazioni ricevute in forza dei contratti intercompany.

I debiti "Verso consociate" sono relativi a prestazioni ricevute dalla società Unareti SPA in forza dei contratti intercompany ed alle Società Gelsia Srl per la fatturazione di fornitura gas ed energia elettrica.

I "debiti verso clienti" presenti alla fine dell'esercizio precedente erano dovuti agli interventi normativi per contrastare gli incrementi dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, causati dalla guerra, che avevano portato i distributori ad emettere negli ultimi mesi del 2022 fatture con saldi a credito dei venditori. Dal terzo trimestre 2023 gli interventi a favore dell'utenza finale sono terminati e la situazione è tornata regolare.

23. Altre passività correnti

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Debiti tributari sostituiti d'imposta	318	202	116
Debiti verso istituti di previdenza	402	423	-21
Ratei e risconti passivi	2	3	-1
Debiti verso CSEA	10.125	1.718	8.407
Debiti verso il Personale	349	571	-222
Debiti diversi	82	126	-44
Totale altre passività correnti	11.278	3.043	8.235

La voce "Debiti verso istituti di previdenza" accoglie il debito per oneri sociali relativi alle competenze maturate a favore dei dipendenti alla data di chiusura dell'esercizio e pagato nei primi mesi del nuovo esercizio.

La voce "Ratei e risconti passivi" è relativa alla quota dell'esercizio del corrispettivo per la cessione del diritto d'uso delle infrastrutture, fatta ad un operatore del settore delle telecomunicazioni.

I debiti verso CSEA sono costituiti per 2.457 migliaia di euro da debiti per componenti gas ed energia elettrica (70 migliaia di euro anno precedente); 7.420 migliaia di euro da debiti per perequazione (1.438 migliaia di euro anno precedente); 248 mila euro per penali e indennità e componente CMOR (209 migliaia di euro anno precedente)

I debiti verso il personale comprendono principalmente i debiti relativi alle retribuzioni differite (ferie e permessi non goduti, produttività, premi incentivanti e rinnovi contrattuali).

25. Debiti per imposte

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Erario per imposta sostitutiva		317	-317
Erario c/IRAP		18	-18
Totale debiti per imposte	0	335	-335

In chiusura dell'esercizio 2023 la posizione di RetiPiù verso l'erario per IRAP risulta a credito (esposta nei crediti per imposte).

Il debito per imposta sostitutiva dell'esercizio precedente era relativo all'ultima rata dell'onere per il riallineamento dei valori civili e fiscali dei beni conferiti da AEB/ASML effettuato nell'anno 2021, liquidata nel corso del 2023.

Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

27. Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Ricavi distribuzione gas metano	35.409	33.838	1.571
Ricavi distribuzione energia elettrica	4.716	4.594	122
Ricavi gestione illuminazione	0	203	-203
Ricavi per prestazioni a venditori	1.433	1.472	-39
Ricavi per prestazioni a clienti finali	240	185	55
Ricavi per altre prestazioni	32	0	32
Vendita TEE	1.348	1.573	-225
Vendite diverse	39	1	38
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	43.217	41.866	1.351

L'andamento della voce "ricavi delle vendite e delle prestazioni" è commentata nella relazione sulla gestione.

28. Altri ricavi e proventi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Contributi per agevolazioni	37	5	32
Altri ricavi e proventi	30	2	28
Rimborso personale distaccato	-	107	-107
Altri ricavi e proventi	1.329	944	385
Rimborsi dalla cassa e conguagli	51	97	-46
Risarcimenti danni	1	15	-14
Altri ricavi e proventi	227	535	-308
Totale altri ricavi e proventi operativi	1.675	1.705	-30

La voce "Contributi per agevolazioni" si riferisce ai bonus energetici riconosciuti alle imprese a copertura dei rincari subito sui consumi gas ed energia elettrica (c.d. "caro bolletta").

La voce "altri ricavi e proventi" presenta un incremento rispetto al precedente esercizio per premi derivanti dall'applicazione della normativa per garantire la qualità dei servizi di distribuzione e di misura.

29. Costi per materie prime e servizi

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Materie prime e materiale di consumo	2.419	2.327	92
Servizi	6.018	5.832	186
Totale costi per acquisti e servizi	8.437	8.159	278

La voce "Materie prime e materiale di consumo" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Acquisti di materiale	6.064	3.783	2.281
Acquisti energetici	350	301	49
Acquisto combustibile per autotrazione	92	93	-1
Acquisti di certificati (TEE)	1.449	1.706	-257
Acquisti vestiario	159	0	159
Acquisti altro materiale	30	5	25
Variazione delle rimanenze	318	-364	682
Totale acquisti lordi	8.462	5.524	2.329
Rettifica per capitalizzazioni	-6.043	-3.197	-2.846
Totale acquisti netti	2.419	2.327	-517

La voce "Servizi" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Lavori per manutenzioni ed esercizio	13.799	12.935	864
Servizi di pubblicità e promozione	0	16	-16
Servizi di gestione immobili	189	166	23
Servizi energetici immobil	56	44	12
Servizi di telecomunicazioni	665	709	-44
Servizi al personale	93	68	25
Servizi assicurativi	159	234	-75
Servizi bancari	8	18	-10
Altri servizi	102	28	74
Canoni manutenzione hw e sw	617	570	47
Canoni manutenzione impianti	26	5	21
Servizi di trasporto da Terna	949	920	29
Prestazioni professionali	5.223	4.314	909
Totale servizi lordi	21.886	20.027	871
Rettifica per capitalizzazioni	-15.868	-14.195	-1.673
Totale servizi netti	6.018	5.832	-802

Le spese per lavori presentano un incremento generato dall'incremento dall'attività di sostituzione contatori tradizionali in contatori elettronici.

Di seguito si dettaglia la voce "prestazioni professionali":

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Prestazioni professionali tecniche	218	785	-567
Prestazioni professionali amministrative	51	93	-42
Prestazioni professionali legali	7	79	-72
Prestazioni professionali commerciali	354	523	-169
Controllo contabile	38	36	2
Collegio sindacale	29	29	0
Organismo di vigilanza	13	13	0
Altre prestazioni professionali	826	231	595
Contratti di service da parti correlate	3.687	2.525	1.162
Totale prestazioni professionali e service	5.223	4.314	909

Le spese per servizi professionali presentano un incremento per l'incremento dei servizi di staff forniti dalle società correlate.

30. Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Godimento beni di terzi	5.707	5.676	31
Oneri diversi di gestione	4.174	2.084	2.090
Totale altri costi operativi	9.881	7.760	2.121

La voce "Godimento beni di terzi" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Utilizzo cabine	18	17	1
Noleggio automezzi	41	2	39
Noleggio hw e sw	82	60	22
Noleggi diversi	59	105	-46
Diritti di concessione	5.507	5.492	15
Totale godimento beni di terzi lordo	5.707	5.676	62
Rettifica per capitalizzazioni	0	0	0
Totale godimento beni di terzi netto	5.707	5.676	62

Il godimento beni di terzi accoglie le seguenti tipologie di contratti: contratti con durata inferiore o uguale a 12 mesi; contratti relativi a beni di modesto valore unitario (inferiore a circa 5 migliaia di euro); contratti ove non è previsto un controllo completo del bene da parte dell'utilizzatore e gli accordi per i servizi in concessione (IFRIC 12).

La voce "Oneri diversi di gestione" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Imposte e tasse	422	399	23
Elargizioni e liberalità	5	2	3
Contributi ad associazioni ed autorità	23	30	-7
Indennizzi a clienti	753	181	572
Altri oneri diversi	61	58	3
Minusvalenze	2.026	1.170	856
Altri oneri non ricorrenti	922	257	665
Totale oneri diversi di gestione lordi	4.212	2.097	2.115
Rettifica per capitalizzazioni	-38	-13	-25
Totale oneri diversi di gestione netti	4.174	2.084	2.090

Nelle imposte e tasse è ricompreso il canone unico patrimoniale corrisposto agli enti locali per l'occupazione del suolo pubblico con le reti: 337 migliaia di euro (277 migliaia di euro l'esercizio precedente). L'incremento degli indennizzi ai clienti finali è dovuto alle modifiche normative introdotte dall'area volte ad incentivare la puntuale lettura dei consumi ai clienti finali. L'incremento delle minusvalenze è dovuto al processo di dismissione e sostituzione, in particolare dei misuratori, intrapreso dalla società. Negli oneri non ricorrenti è stato imputato il rilascio di un'agevolazione fiscale non più spettante.

31. Costi per il personale

La voce "Costi del personale" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Salari e stipendi	5.280	5.080	200
Oneri sociali	1.720	1.663	57
TFR	340	312	28
Compensi consiglio di amministrazione	41	41	0
Altri costi	294	263	31
Totale costi del personale lordi	7.675	7.359	316
Rettifica per capitalizzazioni	-4.949	-5.091	142
Totale costi del personale netti	2.726	2.268	458

Di seguito si riporta il dettaglio degli altri costi del personale:

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Ticket	162	170	-8
Spese medico sanitarie	21	44	-23
Oneri polizza sanitaria	59	35	24
Incentivi all'esodo	35	0	35
Altri costi	17	14	3
Totale costi del personale lordi	294	263	31

Alla data del 31 dicembre 2023 l'organico di RetiPù Srl, risultava il seguente:

Numero dipendenti al 31/12/2023	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2022
122	117,2	116

Di seguito il dettaglio del personale dipendente per qualifica e raffrontato all'esercizio precedente:

	Presenze			Presenza media annua		
	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Dirigenti	1	1	0	1,0	1,0	0,0
Quadri	4	5	-1	4,2	5,4	-1,2
Impiegati	57	50	7	52,4	48,1	4,3
Operai	60	60	0	59,6	61,3	-1,7
Totale	122	116	6	117,2	115,8	1,4

32. Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	2.269	2.227	42
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	18.477	13.181	5.296
Totale ammortamenti	20.746	15.408	5.338
Rilasci fondi rischi	-1.105	0	-1.105
Totale accantonamenti	-1.105	0	-1.105
Totale ammortamenti ed accantonamenti	19.641	15.408	4.233

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza economica dell'esercizio, suddivise tra ammortamento degli immobili, impianti e macchinari e l'ammortamento delle attività immateriali. L'incremento dovuto alla variazione della vita residua è dettagliato nei criteri di valutazione.

33b. Risultato da transazioni non ricorrenti

La voce alla chiusura dell'esercizio presentava un saldo nullo. L'importo di 39 migliaia di euro, alla chiusura dell'esercizio precedente, era il plusvalore derivante dalla cessione del ramo Illuminazione Pubblica alla consociata A2A illuminazione Pubblica.

33. Proventi finanziari

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Totale proventi finanziari	36	13	23

La voce è così dettagliata:

- Proventi da conti correnti bancari 23 migliaia di euro (0 migliaia di euro esercizio precedente);
- Proventi da contratto di tesoreria accentrata con AEB S.p.A. 13 migliaia di euro (10 migliaia di euro esercizio precedente);
- Proventi da contratto interessi di mora alla clientela 0 migliaia di euro (40 migliaia di euro esercizio precedente).

34. Oneri finanziari

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Totale oneri finanziari	1.186	201	985

La voce è così dettagliata:

- Oneri da contratto di tesoreria accentrata con AEB S.p.A. 0 migliaia di euro (2 migliaia di euro esercizio precedente);
- Oneri per finanziamenti bancari e da altri finanziatori 17 migliaia di euro (30 migliaia di euro esercizio precedente);
- Oneri per obbligazioni su IFRS16 78 migliaia di euro (75 migliaia di euro esercizio precedente);
- Oneri su finanziamento dalla controllante A2A S.p.A. 844 migliaia di euro (23 migliaia di euro esercizio precedente);
- Oneri su contratto di conto corrente con la controllante A2A S.p.A. 234 migliaia di euro (0 migliaia di euro esercizio precedente);
- Oneri verso soggetti diversi 15 migliaia di euro (70 migliaia di euro esercizio precedente).

37. Oneri/proventi per imposte sui redditi

(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Ires corrente	1.909	2.869	-960
Irap corrente	258	558	-300
Totale imposte correnti	2.167	3.427	-1.260
Ires differita attiva	-371	-58	-313
Irap differita attiva	111	7	104
Totale imposte differite attive	-260	-51	-209
Ires differita passiva	-1.119	-788	-331
Irap differita passiva	-191	-133	-58
Totale imposte differite attive	-1.310	-921	-389
Ires esercizi precedenti	-24	18	-42
Irap esercizi precedenti	-72	0	-72
Totale imposte esercizi precedenti	-96	18	-114
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	501	2.473	-1.972

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRES. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore (24%).

(migliaia di euro)	
Utile (perdita) ante imposte	3.058
Totale variazioni in aumento	12.951
Totale variazioni in diminuzione	7.649
Ace (usufruibile dalla Società)	407
Imponibile IRES	7.953
Ace (trasferibile al gruppo)	
Onere da consolidato (IRES - 24%)	1.909

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRAP. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore per le imprese che effettuano attività in concessione stabilita nella misura del 4,2% dall'art. 23, comma 5, del DL 98/2011.

(migliaia di euro)	
Totale componenti positivi IRAP	72.614
Totale componenti negativi IRAP	62.060
Differenza	10.554
Totale riprese in aumento	5.833
Totale riprese in diminuzione	10.235
Imponibile IRAP	6.152
IRAP (4,2%)	258

Dividendi

Nel corso dell'esercizio non sono stati distribuiti dividendi.

Informativi sull'impiego di strumenti finanziari

In relazione all'utilizzo di strumenti finanziari, la società è esposta ai seguenti rischi:

- rischio di credito
- rischio di liquidità
- rischi di mercato

Nella presente sezione vengono fornite informazioni integrative relativamente a ciascuna classe di rischio evidenziata.

Classi di strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari iscritti nella situazione patrimoniale sono così raggruppabili per classi. Il *fair value* degli strumenti finanziari non è stato calcolato puntualmente, poiché il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(Importi espressi in migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammor.zato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammor.zato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITA' FINANZIARIE										
Crediti commerciali	12.054			12.054	12.054	4.500			4.500	4.500
Altre attività correnti	10.766			10.766	10.766	29.242			29.242	29.242
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	0			0	0	5.336			5.336	5.336
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.988			1.988	1.988	4			4	4
PASSIVITA' FINANZIARIE										
Finanziamenti M/L Termine			15.848	15.848	15.848			15.512	15.512	15.512
Debiti verso banche per finanziamenti a breve				0	0				0	0
Altri debiti finanziari - IFRS16			4.300	4.300	4.300			4.214	4.214	4.214
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	6.491			6.491	6.491	0			0	0
Debiti commerciali	12.025			12.025	12.025	30.364			30.364	30.364

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito è connessa alle attività prestate a favore delle società di vendita in relazione al servizio di distribuzione gas ed energia elettrica e agli altri servizi forniti dalla Società. La tabella riporta il dettaglio dei crediti commerciali per anzianità e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo.

Crediti commerciali (migliaia di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
Crediti commerciali totali	12.775	5.259
Fondo svalutazione crediti	(721)	(759)
Crediti commerciali netti	12.054	4.500
Crediti commerciali totali	12.054	4.500
di cui scaduti da più di 12 mesi	201	151

Fondo svalutazione crediti (migliaia di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
Fondo al 31 dicembre 2021	759	759
Accantonamenti	-	-
Utilizzi	-38	-
Fondo al 31 dicembre 2022	721	759

La massima esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie ed è parzialmente mitigata dalle garanzie ricevute dalle società di vendita. Di seguito si fornisce il dettaglio dei valori contabili e delle garanzie ricevute.

Esposizione al rischio di credito (migliaia di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
Crediti commerciali totali	12.054	4.500
Altre attività correnti	10.766	29.242
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)		5.336
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.988	4
Totale	24.808	39.082

Garanzie ricevute (migliaia di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
Fidejussioni da clienti	2.983	3.711
Totale	2.983	3.711

Rischio di tasso

La società non risulta particolarmente esposta al rischio di variazione dei tassi di interesse, poiché i finanziamenti onerosi sono sia a tasso variabile che fisso. Di seguito si fornisce un'analisi della composizione per variabilità del tasso.

Strumenti finanziari fruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
A tasso fisso		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie		
A tasso variabile		
Attività finanziarie	1.988	5.340
Passività finanziarie	25.205	31.024
Totale	-23.217	-25.684

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
Attività finanziarie	12.054	4.500
Passività finanziarie	12.025	30.364

La misura dell'esposizione è quantificabile simulando l'impatto sul conto economico e sul patrimonio netto della società di una variazione della curva dell'EURIBOR. Di seguito si riporta la variazione che avrebbero subito l'utile netto e il patrimonio netto nel caso in cui alla data di bilancio la curva dell'EURIBOR fosse stata più alta o più bassa di 25 basis points rispetto a quanto rilevato nella realtà.

Analisi di sensitività (migliaia di Euro)	31/12/2023		31/12/2022	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	-58	-58	-64	-64
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	58	58	64	64

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità misura la difficoltà della Società ad adempiere alle obbligazioni associate a passività finanziarie. L'approccio della società nella gestione di questo rischio è descritto nella relazione sulla gestione. Di seguito viene fornita un'analisi per scadenza dei flussi di cassa a servizio delle passività finanziarie iscritte in bilancio.

Passività finanziarie 31/12/2023 (migliaia di Euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	9.357	10.432	712	9.720		
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		-				
Altri debiti finanziari - IFR16	4.300	4.950	336	330	964	3.320
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	6.491	6.491	6.491			
Debiti commerciali	12.025	12.025	12.025			
Totale	32.173	33.898	19.564	10.050	964	3.320

Passività finanziarie 31/12/2022 (migliaia di Euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	15.512	15.537	1.201	336	14.000	
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		-				
Altri debiti finanziari - IFR16	4.214	4.944	292	289	1.372	2.991
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	-	-	-			
Debiti commerciali	30.364	30.364	30.364			
Totale	18.507	19.359	12.799	1.509	1.819	3.233

Operazioni con parti correlate

Nella tabella che segue vengono dettagliati i rapporti economici con parti controllanti e consociate per prestazioni di servizi indispensabili per lo svolgimento dell'attività caratteristica delle parti stesse e della società, regolate a normali condizioni di mercato.

Rapporti economici	Costi		Ricavi	
(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Società controllanti	3.839	2.650	41	10
A.E.B. S.p.A.	1.999	2.481	41	10
A2A Spa	1.840	169		0
Società consociate	3.292	1.667	22.091	23.044
Gelsia Srl	400	348	15.671	16.861
Gelsia Ambiente Srl	39	13		1
A2A Energia Spa	8	15	6.009	5.953
A2A illuminazione Pubblica Srl			39	
Acel Energie Srl			214	167
Yada Energia Srl			86	62
A2A Recycling Srl	96	23		
A2A smartCity Spa	12	11		
Unareti Spa	2.682	1.257		
A2A Services & Real Estate Srl	55			
LD Reti Srl			32	
Lereti Spa			40	

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2023, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali	Patrimoniale attivo		Patrimoniale passivo	
(migliaia di euro)	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Società controllanti	956	5.495	17.262	14.648
A.E.B. S.p.A.	956	5.495	955	515
A2A Spa			16.307	14.133
Società consociate	6.919	738	1.308	8.276
Gelsia Srl	4.910		123	5.231
Gelsia Ambiente Srl			4	3
A2A Energia Spa	1.828	707	1	2.031
A2A illuminazione Pubblica Srl	38			0
Acel Energie Srl	65	22		73
Yada Energia Srl	29	9		40
A2A Recycling Srl			26	23
A2A smartCity				85
Unareti Spa	5		1.099	790
A2A Services & Real Estate Srl			55	
LD Reti Srl	32			
Lereti Spa	12			

Accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale-finanziaria

Non vi sono in essere accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale finanziaria che comportano rischi e benefici significativi la cui descrizione sia necessaria per valutare la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

Compensi ad amministratori, sindaci e società di revisione

I compensi corrisposti ad amministratori e sindaci sono indicati di seguito:

(migliaia di euro)	31/12/2023
Amministratori	41
Sindaci	29

I corrispettivi spettanti per il controllo contabile e la revisione di bilancio sono pari a 38 migliaia di euro. La società di revisione incaricata del controllo contabile e della revisione del bilancio non ha svolto nell'esercizio né servizi di consulenza fiscale né altri servizi diversi dalla revisione contabile.

Informazioni richieste dalla Legge 124/17 art.1 commi 125-129

In adempimento a quanto previsto dalla Legge 124/17 art. 1 comma 125-129 nell'anno 2023 la Società non ha ricevuto alcun contributo.

Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Con separate ordinanze, pronunciate nel mese di gennaio 2023, la Corte di Cassazione ha dichiarato l'inammissibilità di due dei tre ricorsi promossi da AEB e A2A avverso le sentenze del Consiglio di Stato del 1° settembre 2021 per sopravvenuta carenza dell'interesse a ricorrere, stante l'intervenuta transazione nell'ambito della quale gli originali ricorrenti hanno rinunciato agli effetti delle sentenze oggetto di impugnativa.

Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio

Signori soci,

in relazione a quanto precedentemente esposto, ai dati indicati nel fascicolo di bilancio, vi proponiamo di:

- 1) approvare il progetto di bilancio d'esercizio al 31.12.2023, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 2.556.547;
- 2) destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 2.556.547 come segue:
 - a. 5% a Riserva Legale per Euro 127.827;
 - b. Riserva straordinaria per Euro 2.428.720.

Desio, 6 febbraio 2024

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente
Sandro Trabattoni

ALLEGATO A

Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento

La società al 31.12.2023 era controllata da A2A Spa

Ai fini di quanto richiesto dall'art. 2497-bis del Codice Civile si riporta nel prosieguo un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato dalla società A2A Spa e riferito all'esercizio 2022

(Valori all'euro)

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	31/12/2022	31/12/2021
<u>ATTIVITA'</u>		
ATTIVITA' NON CORRENTI	6.710.530.679	6.735.273.617
ATTIVITA' CORRENTI	11.745.485.220	8.323.667.185
ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	36.920	46.788.054
TOTALE ATTIVO	18.456.052.819	15.105.728.856
<u>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</u>		
<u>PATRIMONIO NETTO</u>		
Capitale sociale	1.629.110.744	1.629.110.744
Riserve	1.428.348.635	1.217.791.460
Risultato d'esercizio	545.581.220	485.477.683
Totale Patrimonio netto	3.603.040.599	3.332.379.887
<u>PASSIVITA'</u>		
PASSIVITA' NON CORRENTI	5.912.077.131	4.455.902.688
PASSIVITA' CORRENTI	8.940.935.089	7.317.446.281
TOTALE PASSIVITA'	14.853.012.220	11.773.348.969
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	18.456.052.819	15.105.728.856

CONTO ECONOMICO	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
Ricavi di vendita e prestazioni	<i>19.667.224.374</i>	<i>8.196.015.067</i>
Altri ricavi operativi	<i>21.113.211</i>	<i>59.968.651</i>
TOTALE RICAVI	19.688.337.585	8.255.983.718
COSTI OPERATIVI	19.181.703.100	7.903.708.787
COSTI PER IL PERSONALE	174.892.072	160.014.697
<u>MARGINE OPERATIVO LORDO</u>	331.742.413	192.260.234
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	162.247.131	123.140.593
<u>RISULTATO OPERATIVO NETTO</u>	169.495.282	69.119.641
RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI	155.202.574	-
GESTIONE FINANZIARIA	372.261.878	375.773.748
<u>RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE</u>	696.959.734	444.893.389
ONERI/PROVENTI PER IMPOSTE SUI REDDITI	181.087.527	(40.888.556)
<u>RISULTATO DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE</u>	515.872.207	485.781.945
Risultato netto da attivita' opertive destinate alla vendita	29.709.013	(304.262)
<u>RISULTATO D'ESERCIZIO</u>	545.581.220	485.477.683

ALLEGATO B Prospetto di riclassificazione 2022

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro	
ATTIVITA'	31.12.2022	Riclassifica	31.12.2022 riclassificato
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	30.699.181	-	30.699.181
Avviamento e altre attività a vita non definita			
Altre attività immateriali	225.318.691	-	225.318.691
Partecipazioni			
Altre attività finanziarie non correnti	-	729.856	729.856
Altre attività non correnti	1.007.673	729.856	277.817
Imposte differite attive (Imposte anticipate)	10.455.301	-	10.455.301
Attività non correnti disponibili per la vendita			
Totale Attività non correnti	267.480.846	-	267.480.846
Attività correnti			
Rimanenze	2.429.883	-	2.429.883
Crediti commerciali	4.500.649	-	4.500.649
Crediti per imposte	1.870.977	1.870.977	-
Altre attività correnti	27.370.816	1.870.977	29.241.793
Altre attività finanziarie correnti	5.336.228	-	5.336.228
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.616	-	3.616
Totale Attività correnti	41.512.169	-	41.512.169
Totale Attivo	308.993.015	-	308.993.015
ATTIVITA'	31.12.2022	Riclassifica	31.12.2022 riclassificato
Patrimonio netto			
Capitale Sociale	110.000.000	-	110.000.000
Riserve	119.433.025	-	119.433.025
Utile (perdita) dell'esercizio	7.354.657	-	7.354.657
Totale Patrimonio netto	236.787.682	-	236.787.682
Passività non correnti			
Finanziamenti	18.305.206	-	18.305.206
Altre passività non correnti	631.060	-	631.060
Fondi per benefici a dipendenti	683.145	-	683.145
Fondi per rischi ed oneri	5.638.407	-	5.638.407
Fondo Imposte differite passive	11.751.032	-	11.751.032
Totale Passività non correnti	37.008.850	-	37.008.850
Passività correnti			
Finanziamenti	1.453.151	-	1.453.151
Debiti Commerciali	30.364.991	-	30.364.991
Debiti per imposte	536.831	201.921	334.910
Altri debiti	2.841.510	201.921	3.043.431
Totale Passività correnti	35.196.483	-	35.196.483
Totale Patrimonio netto e passività	308.993.015	-	308.993.015

Conto economico complessivo	Valori espressi in euro		
	31.12.2022	Riclassifica	31.12.2022 riclassificato
Ricavi delle vendite			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.681.972 -	184.604	41.866.576
Altri ricavi e proventi	1.889.277	184.604	1.704.673
Totale Ricavi delle vendite	43.571.249	-	43.571.249
Costi operativi			
Costi per materie prime e servizi		8.158.484 -	8.158.484
Acquisti	- 5.888.236 -	5.888.236	
Variazione delle rimanenze	364.193	364.193	
Servizi	- 25.959.014 -	25.959.014	
Costi per il personale	- 7.103.626 -	4.835.445 -	2.268.181
Altri costi operativi	- 2.095.963	5.663.817 -	7.759.780
Costi per lavori interni capitalizzati	22.496.201	22.496.201	
Totale costi operativi	- 18.186.445	- -	18.186.445
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	25.384.804	-	25.384.804
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti			
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		15.407.928 -	15.407.928
Ammortamenti e svalutazioni	- 15.407.928 -	15.407.928	
Accantonamenti	-	-	
Ricavi e costi non ricorrenti	39.277	-	39.277
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti	- 15.368.651	- -	15.368.651
Risultato operativo (EBIT)	10.016.153	-	10.016.153
Gestione finanziaria			
Proventi da partecipazioni			
Proventi finanziari	12.919	-	12.919
Oneri finanziari	- 201.130	- -	201.130
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio		-	
Totale gestione finanziaria	- 188.211	- -	188.211
Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie			
Risultato ante imposte	9.827.942	-	9.827.942
Imposte	- 2.473.285	- -	2.473.285
Adeguamento fiscalità differita			-
Utile (perdita) dell'esercizio	7.354.657	-	7.354.657
Componenti del conto economico complessivo	127.891	-	127.891
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	7.482.548	-	7.482.548

Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale



RetiPiù S.r.l.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023

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



EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

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

Al Socio unico della
RetiPiu S.r.l.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della RetiPiu S.r.l. (la Società), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2023, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario 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 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 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 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 collegio sindacale 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 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.

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

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Meravigli, 12 - 20123 Milano
Sede Secondaria: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 2.600.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CCIAA di Milano Monza Brianza Lodi
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. di Milano 606158 - P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998

A member firm of Ernst & Young Global Limited



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

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

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

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

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



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Gli amministratori della RetiPiù S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2023, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. 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 RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2023 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

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

Milano, 21 febbraio 2024

EY S.p.A.


Cristiano Socci
(Revisore Legale)

RETIPIU' S.R.L.

Sede Sociale: Desio (MB) – Via Giusti, n. 38

Registro Imprese di MB: n. 04152790962 – REA 1729350

Capitale sociale deliberato € 110.000.000 i.v.

Codice Fiscale e Partita IVA: n. 04152790962

Società soggetta ad attività di direzione e coordinamento di A2A S.p.A.

**Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci ai sensi dell'art. 2429, co. 2,
del Codice Civile**Signor socio della società **Reti Più S.r.l.**,

la presente relazione, redatta in conformità a quanto previsto dall'art. 2429, co. 2, del Codice Civile, ha ad oggetto il resoconto sull'attività di vigilanza e controllo svolta dal Collegio Sindacale (in seguito anche il "Collegio") relativamente al bilancio d'esercizio alla data del 31 dicembre 2023.

L'attività di revisione legale e di verifica della rispondenza del bilancio alle risultanze delle scritture contabili e la loro conformità alla disciplina di Legge è stata svolta dalla società di revisione **EY S.p.A.** alla quale è stato affidato l'incarico di revisione legale ex art. 2409-bis, co. 1, C.C. e D.Lgs. 27.1.2010, n. 39.

L'organo di amministrazione ha reso disponibile il progetto di bilancio alla data del 31.12.2023, completo di nota integrativa. La presente relazione è stata approvata collegialmente ed in tempo utile per il suo deposito presso la sede della società, nei 15 giorni precedenti la data della prima convocazione dell'assemblea di approvazione del bilancio oggetto di commento.

Detto bilancio è stato redatto secondo i principi contabili nazionali e l'attività di vigilanza, anche ai fini della verifica del bilancio d'esercizio alla data del 31 dicembre 2023, si è svolta conformemente alle previsioni di Legge, tenendo conto delle Norme di comportamento emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori commercialisti e degli Esperti Contabili, nel rispetto delle quali abbiamo effettuato l'autovalutazione, con esito positivo, per ogni componente il Collegio sindacale.

1. Attività di vigilanza

Il Collegio Sindacale, ai fini dello svolgimento delle proprie funzioni, ha acquisito le informazioni sia attraverso lo scambio informativo con gli amministratori della società, sia con la società di revisione legale. In particolare, il Collegio sindacale ha partecipato alle riunioni del Consiglio di Amministrazione ed ha ottenuto dagli amministratori informazioni sull'attività

svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società assicurando che le deliberazioni assunte fossero conformi alla Legge e allo Statuto sociale ed attuate secondo principi di corretta amministrazione e per le quali il Collegio può ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Non si è evidenziata l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali o condotte in conflitto di interessi effettuate direttamente con terzi o con parti correlate.

Il Collegio Sindacale:

- ha effettuato le periodiche verifiche previste dalla Legge, con la partecipazione dei responsabili amministrativi, nonché ha incontrato i rappresentanti della società di revisione EY S.p.A., nell'ambito delle quali, oltre al controllo dell'adempimento degli ordinari e periodici obblighi di Legge, si è provveduto al reciproco scambio di informazioni ed osservazioni in relazione all'andamento gestionale, al controllo dei rischi ed al sistema amministrativo-contabile. Nel corso delle verifiche non sono emersi rilievi o censure che debbano essere evidenziati nella presente relazione;
- ha vigilato, per quanto di competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo e del sistema dei controlli interni adottato dalla Società e sul suo concreto funzionamento. L'attività di revisione interna non ha evidenziato carenze da segnalare in questa relazione;
- ha vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile adottato dalla Società e sulla sua affidabilità, ottenendo informazioni anche dalla società di revisione.

Nel corso dell'attività di vigilanza sopra descritta non sono emersi, irregolarità, fatti censurabili od omissioni tali da giustificare rilievi o menzione nella presente relazione, né sono pervenute denunce ex art. 2408 c.c., né sono stati presentati esposti.

2. Bilancio d'esercizio

Il progetto di bilancio al 31 dicembre 2023 che il Consiglio di Amministrazione sottopone alla Vostra attenzione è stato messo a disposizione del Collegio Sindacale, nei termini di Legge, unitamente alla nota integrativa.

Non essendo al Collegio Sindacale demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla generale conformità alla Legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura a tale riguardo, il Collegio non ha osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui abbiamo avuto conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni da riferire al riguardo.

La società di revisione EY S.p.A. ha rilasciato in data odierna la relazione, ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, nella quale si attesta che il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico per l'esercizio chiuso a tale data.

Signori Soci,

in conclusione non abbiamo obiezioni da formulare in merito all'approvazione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2023 ed alla proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile pari ad € 2.556.547 a riserva legale per € 127.827 ed a riserva straordinaria per € 2.428.720.

Desio, 21 febbraio 2024

Il Collegio Sindacale

dott. Carlo Delladio - Presidente

dott.ssa Giovanna Ceribelli

dott.ssa Chiara Frabattoni

