

RetiPiù S.r.l.

# Bilancio esercizio 2022

Distribuiamo l'energia  
**reti più**



## Sommario

Organi sociali.....	3
Mission.....	4
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
I servizi pubblici locali .....	11
Quadro regolatorio e tariffario .....	11
Regolazione tariffaria.....	11
Aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas .....	11
Nuovi criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS base).....	12
Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2022 e definitive 2021 .....	13
Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2021 .....	13
Determinazione degli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (c.d. IRMA) .....	13
Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025.....	13
Regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025 .....	15
Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023.....	16
Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2022 e definitive 2021 .....	17
Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023.....	17
Aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (i.e. TIQE): 2020-2023 .....	17
TIQE: Piani di Resilienza per la rete elettrica .....	18
Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini .....	19
Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione .....	19
Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva .....	20
Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete.....	20
Titoli di efficienza energetica.....	21
I risultati economici, patrimoniali e finanziari .....	22
Gestione operativa .....	23
Digitalizzazione .....	23
Efficienza operativa.....	24
Gare ATEM .....	24
RetiPiu' Meno Co2 .....	25
Persone.....	25
Salute e sicurezza .....	25
Sistema di Gestione Energetica Ambientale .....	26
Sistema di Gestione per la Qualità .....	26
Titoli di efficienza Energetica .....	26
Investimenti.....	26
Profilo patrimoniale .....	27
Ricerca e sviluppo.....	29
Relazione di Governo .....	29
Organizzazione societaria .....	29
Organi di gestione e controllo operativi nella Società.....	30
Consiglio di Amministrazione .....	30
Gestore Indipendente.....	30
Collegio Sindacale .....	31
Revisore Legale .....	31
Organismo di Vigilanza .....	31
Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza .....	31
Sistema di controllo interno .....	31
Codice Etico.....	32
Modello Organizzativo 231 .....	32
Monitoraggio .....	32
Fattori di rischio normativo.....	32

---

PROGRAMMA DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CRISI AZIENDALE .....	32
Informativa sui principali rischi e incertezze .....	32
Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia .....	33
Rischi strategici .....	33
Rischi normativi .....	34
Rischi di sicurezza sul lavoro .....	34
Ulteriori rischi .....	34
Contenzioso .....	35
Erogazioni pubbliche ricevute .....	36
Altre informazioni .....	36
Rapporti con parti correlate .....	36
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute .....	36
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate .....	37
Evoluzione prevedibile della gestione .....	37
Distribuzione gas .....	37
Distribuzione energia elettrica .....	37
Sostenibilità ambientale .....	37
Persone .....	37
Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari .....	38
Note Esplicative .....	43
Dichiarazione di conformità e criteri di redazione .....	44
Applicazione dei principi contabili internazionali .....	44
Principio generale .....	44
Schemi di bilancio .....	44
Principi contabili .....	44
Criteri di valutazione .....	45
Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario .....	52
Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo .....	61
Classi di strumenti finanziari .....	65
Rischio di credito .....	66
Rischio di tasso .....	66
Rischio di liquidità .....	67
Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio .....	69
Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio .....	69
ALLEGATO A .....	70
Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento .....	70
Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale .....	72

## Organi sociali

---

### Consiglio di Amministrazione

<i>Presidente</i>	Mauro Ballabio
<i>Consigliere</i>	Francesco Giuseppe Maria Gerli
<i>Consigliere</i>	Daniela Martinazzi Detto Botter

---

### Collegio Sindacale

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

---

### Revisore Legale

EY.S.p.A.

---

### Direzione

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

## Mission

**Eredi di una storia iniziata il 24 luglio 1887,  
oggi la nostra missione è di essere tra le  
prime aziende italiane nella distribuzione di  
energia per qualità ed efficienza del servizio  
offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente,  
capacità innovativa, sicurezza e forte  
radicamento territoriale**

## Relazione sulla Gestione

Signori soci,

il bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 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 2022, mentre nella presente relazione vengono fornite le informazioni relative alla gestione.

Alla data di chiusura del Bilancio 2022 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".

RetiPù S.r.l. al 31/12/2022 svolge l'attività di distribuzione del gas naturale, gestendo 290 mila Pdr, e l'attività di distribuzione di energia elettrica, gestendo 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 luglio 2022 RetiPù Srl ha ceduto, alla correlata A2A Illuminazione Pubblica srl, il ramo aziendale "Illuminazione Pubblica". Il prezzo di cessione del ramo, identificato tramite un'apposita perizia, è stato quantificato in Euro 2,84 milioni. Il valore contabile netto del ramo ceduto ammontava ad Euro 2,8 milioni di Euro. La plusvalenza da cessione, pari ad Euro 40 mila, 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, RetiPù 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.

### I servizi pubblici locali

Nell'ambito dei servizi pubblici locali RetiPù Srl ha gestito progetti di riqualificazione degli impianti di illuminazione pubblica nel Comune di Seregno fino al 30 giugno 2022.

## 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  $\beta$ asset (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.

In conclusione la riduzione del WACC per i settori infrastrutturali elettrici e del gas che ha interessato RetiPiu Srl è stata del -0,7% con un impatto negativo nell'ordine dei -1,4 milioni di euro.

	WACC 2022						WACC 2021
	Coefficiente $\beta$ asset	Peso del capitale proprio e del debito ( <i>gearing</i> )	Tasso di rendimento del capitale proprio (Ke)	Tasso di rendimento del capitale di debito (Kd)	Fattore correttivo (F)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)	Tasso di remunerazione e del capitale investito (WACC)
Trasmissione E.E.	0,370	0,50	5,08%	1,89%	0,41%	5,0%	6,6%
Distribuzione e misura E.E.	0,400	0,50	5,39%		0,41%	5,2%	5,9%
Stoccaggio	0,506	0,50	6,49%		0,41%	6,0%	6,7%
Rigassificazione	0,524	0,50	6,67%		0,41%	6,1%	6,8%
Trasporto Gas	0,384	0,50	5,23%		0,41%	5,1%	5,7%
Distribuzione e misura gas	0,439	0,44	5,40%		0,45%	5,6%	6,3%

### Nuovi criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS base)

La Delibera 271/2021/R/com ha avviato un procedimento finalizzato a definire un nuovo metodo di calcolo dei costi riconosciuti che superi l'attuale approccio ibrido di rate of return per i costi di capitale e di price cap per i costi operativi adottandone uno basato sulla spesa totale, ovvero considerando congiuntamente sia i costi operativi che quelli di capitale. Il procedimento per l'adozione del nuovo approccio (definito Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS) dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2022 ed ha i seguenti principali obiettivi:

- riallineamento degli incentivi all'efficienza in modo che si estendano all'efficienza totale e non siano più limitati ai costi operativi;
- utilizzo di tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, differenziati per singolo servizio da applicare alla spesa totale riconosciuta così da determinare sia la spesa di capitale riconosciuta (che va a incrementare il capitale investito) sia i costi operativi riconosciuti;
- previsione di meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- omogeneizzare i criteri di regolazione dei vari servizi infrastrutturali, evitando disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento di specifiche voci di costo operativo e di capitale. In tale ambito saranno valutati i profili relativi alla definizione della lunghezza del periodo regolatorio, tenendo conto delle sovrapposizioni tra periodi specifici di ogni servizio e periodi di regolazione del WACC.

ARERA, nell'ambito del procedimento avviato con la suddetta Delibera, a fine dicembre ha pubblicato il DCO 615/2021/R/Com.

## Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2022 e definitive 2021

La Delibera 194/2022/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2022 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale mentre la Delibera 154/2022/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2021, successivamente oggetto di rideterminazione – per alcune località tariffarie – con la Delibera 679/2022/R/gas. In linea con quanto previsto dalla Delibera 559/2021/R/gas, i suddetti provvedimenti hanno riconosciuto, all'interno della quota d'ammortamento della misura, la seconda e la terza delle cinque rate relative agli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (IRMA).

## Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2022

La tabella riporta il valore della RAB di RetiPiu al 31 dicembre 2022:

M€	Cap. Centralizzato	RAB Distribuzione	RAB Misura	Totale
RetiPiu Srl	12	128	34	174

Le tariffe provvisorie 2022 risentono del calo del WACC rispetto al 2021 (5,6% vs 6,3%), nonché dell'attivazione, nell'ambito del meccanismo del price-cap per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e con decorrenza retroattiva 2021, del c.d. Y-Factor (+0,9%) al fine di garantire la copertura dell'onere sorgente determinato dall'introduzione del c.d. Canone Unico in sostituzione della TOSAP/COSAP.

Con riferimento alla componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, azzerata dal 2018, a partire dal 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto con successivo saldo da effettuarsi una volta definiti i costi netti effettivamente sostenuti. Attualmente si è in attesa dell'emanazione della delibera in materia da parte dell'Autorità.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telegestione/telelettura e ai concentratori dei misuratori elettronici del gas, entro un limite annuo decrescente (2020: 4,24 euro/PdRsmart; 2021: 3,74 euro/PdRsmart; 2022: 3,24 euro/PdRsmart) e al netto di una decurtazione forfettaria relativa alla quota parte di costi operativi di telelettura/telegestione già inclusa nella tariffa di riferimento della misura (dal 2020 0,53 €/PdR). Attualmente si è in attesa dell'avvio della raccolta dati relativa alle istanze per il riconoscimento dei costi attinenti all'anno 2021.

## 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 2022.

Sempre con riferimento alle quote di ammortamento dei misuratori tradizionali dismessi perché sostituiti con misuratori elettronici, la Delibera 679/2022/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  $\beta$  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 applicabile al servizio di misura gas, intervenendo sulle disposizioni in materia di obblighi e tempistica di messa in servizio degli smart meter gas, frequenza di raccolta dei dati di misura presso i PdR dotati di smart meter gas e tempistica per la loro messa a disposizione del Sistema Informativo Integrato (SII) ed indennizzi ai clienti finali e agli utenti della distribuzione in caso di mancato rispetto dei livelli di performance fissati da ARERA.

In particolare, la regolazione prevede un limite temporale fisso (90 giorni) oltre il quale lo smart meter gas installato è considerato in servizio e, quindi, in grado di essere teleletto e telegestito e, pertanto, rientrante negli obblighi, resi maggiormente stringenti, di frequenza di lettura, ora mensile anche per i PdR dotati di misuratori di calibro G4/G6 (rispetto ai misuratori di calibro > G6 non è previsto il dettaglio giornaliero e la raccolta del dato può avvenire entro il terzo giorno successivo all'ultimo giorno gas del mese di riferimento), e invio dei dati così rilevati al SII (entro il giorno 7 del mese).

La Delibera introduce un articolato sistema di indennizzi a favore sia dei clienti finali, in caso di mancata raccolta del dato di misura per un determinato numero di mesi, differenziato in base al consumo annuo del cliente, sia degli utenti della distribuzione per i quali, oltre ai meccanismi previgenti, sono stati introdotti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto, con riferimento ai PdR dotati di misuratori di calibro > G6, degli obiettivi di performance in materia di messa a disposizione del dato di misura e di qualità di quest'ultimo (intesa come % di dati di misura effettivi relativi alle singole letture con dettaglio giornaliero). A regime la verifica del rispetto degli obblighi sarà affidata al SII e sono previsti meccanismi di attenuazione dell'onere sopportato dalle imprese di distribuzione per il riconoscimento di tali incentivi finalizzato a tener conto – dinamicamente - 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) e in parte ad aprile 2023 (messa in servizio, frequenza raccolta dei dati di misura, loro messa a disposizione del SII).

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

La Delibera 386/2022/R/gas ha definito un meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione del gas naturale nella gestione del delta in-out (i.e. la differenza tra il gas in ingresso nella rete di distribuzione misurato presso la cabina Re.Mi o anche city gate e il gas in uscita misurato presso i PdR degli utenti/punti di interconnessione con altre reti), consistente unicamente in penalità, strutturato in modo da intercettare le situazioni di più manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione e considerando anche le perdite localizzate e i prelievi fraudolenti rilevati in ciascun anno.

Il meccanismo, gestito operativamente da Snam Rete Gas S.p.A. in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB) e finanziariamente dalla CSEA, è basato sul confronto, per ciascun city gate, tra i valori di riferimento ammissibili minimo e massimo del delta in-out calcolati per gruppi omogenei – per dimensione e localizzazione geografica - di impianti e il valore del delta in-out effettivo dello specifico city gate e sulla conseguente valorizzazione del risultato tramite un valore unitario di riferimento del gas, così da determinare la penale in capo al distributore titolare di tale city gate.

La penale viene valorizzata solo se il valore del delta in-out effettivo dovesse ricadere fuori dalla “fascia di franchigia” determinata dai valori ammissibili minimo e massimo; inoltre, dal calcolo sono esclusi i quantitativi di gas relativi a perdite localizzate e prelievi fraudolenti rilevati dai distributori e comunicati al RdB, così da incentivare quest’ultimi ad individuarli e quantificarli correttamente. La prima applicazione del meccanismo sarà effettuata con riferimento al triennio 2020-2022 e saranno utilizzati gli esiti della sessione di aggiustamento annuale relativa al 2022 e quelli della sessione di aggiustamento pluriennale relativi agli anni 2021 e 2020 che si terranno nel 2023.

Infine, con riferimento alle perdite localizzate e ai prelievi fraudolenti, la Delibera introduce disposizioni specifiche finalizzate a superare la nota incertezza del quadro regolatorio applicabile in merito alla proprietà e, quindi, alla responsabilità, dei quantitativi di gas relativi a perdite localizzate o a prelievi fraudolenti. In particolare, ARERA assimila tali quantitativi al gas naturale necessario per garantire il bilanciamento delle reti, anche di distribuzione, e ne attribuisce la responsabilità al distributore territorialmente competente che è tenuto a quantificare, anche tramite specifiche linee guida CIG in fase di elaborazione, tali quantitativi e ad intraprendere le azioni necessarie, anche legali, per recuperare il valore del gas presso il soggetto che abbia effettuato il prelievo fraudolento o causato la perdita; a fronte di ciò e tramite la presentazione di una specifica istanza certificata potrà trattenere una quota dell’importo recuperato.

### **Regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025**

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 che definisce il quadro regolatorio in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). In generale, sono state confermate le caratteristiche della regolazione vigente, ivi inclusi i meccanismi premiali per l’incentivazione dei recuperi di sicurezza, per cui l’Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a fissare i nuovi livelli e ha introdotto alcuni ulteriori affinamenti volti a monitorare e stimolare il miglioramento di alcuni specifici aspetti, come la pressione e protezione catodica delle reti, la vita residua media della rete e la tempestiva eliminazione delle dispersioni entro i tempi previsti dalle norme tecniche vigenti (divenuto un nuovo obbligo di servizio). Per quanto riguarda la qualità commerciale, l’unica differenza di rilievo riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell’utente.

Nel corso del 2022 l’Autorità, insieme con il Nucleo Speciale della Guardia di Finanza, ha effettuato 2 visite ispettive in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale presso RetiPù S.r.l. e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.. Le ispezioni hanno avuto ad oggetto il rispetto delle disposizioni regolatorie in materia di Pronto Intervento gas e di Centralino di Pronto Intervento gas per l’anno 2020. A seguito di tali ispezioni, la Direzione Sanzioni e Impegni dell’Autorità ha adottato le Determine 24/2022 DSAI e 28/2022 DSAI con cui, a fronte di alcune violazioni contestate, sono quantificate le potenziali penali irrogabili a RetiPù S.r.l. e ad Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., prevedendo al contempo la possibilità di chiusura semplificata del procedimento sanzionatorio che prevede, a fronte dell’adempimento degli obblighi di cui alle violazioni contestate, il versamento della sanzione nella misura di un terzo dell’ammontare potenzialmente erogabile. Le società hanno aderito a tale possibilità versando, rispettivamente, 9.100 euro e 20.850 euro.

La Delibera 383/2022/R/gas ha determinato i premi e le penali relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l’anno 2019 i cui ammontari, al netto degli acconti fissati dalla Delibera 171/2022/R/gas e ricevuti dalla CSEA a maggio 2022, sono stati erogati ad ottobre 2022. Il Gruppo A2A ha ricevuto circa 3,2 milioni di euro.

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

La Delibera 404/2022/R/gas ha approvato il Regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale, prevedendo per le sperimentazioni una durata massima di tre anni e delineando i seguenti ambiti progettuali:

1. metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti finalizzati in particolare ad incrementare la possibilità di iniezione lungo le reti di trasporto e distribuzione di gas di origine rinnovabile e allo sviluppo di metodi e soluzioni utili alla riduzione delle emissioni fuggitive di gas;
2. utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti, che comprende iniziative focalizzate a verificare la capacità delle infrastrutture regolate del gas naturale di accogliere e gestire gas rinnovabili (in particolare l’idrogeno) ma anche non rinnovabili, laddove possano essere simulate situazioni che prospetticamente vedranno l’utilizzo prevalente di gas rinnovabili;
3. interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale finalizzati non solo all’incremento dell’efficienza energetica ma anche alla digitalizzazione delle reti

L’Autorità ha fissato un tetto massimo di 35 milioni di euro al gettito destinato a finanziare il meccanismo, prevedendo inoltre che almeno un progetto per ciascun ambito progettuale sia ammesso e che l’ammontare massimo erogabile per il singolo progetto sia 5 milioni di euro per le iniziative afferenti agli ambiti progettuali 1 e 2 e 2,5 milioni di euro per quelle relative all’ambito progettuale 3. La Determina 9/2022 DIEU ha definito il formato e i contenuti minimi delle istanze di ammissione che dovranno essere presentate ad ARERA tra il 15 gennaio e il 15 aprile 2023, oltre agli strumenti di rendicontazione e criteri di riconoscimento dei costi sostenuti nell’ambito delle sperimentazioni.

### **Misure a favore dei clienti finali di piccole dimensioni per far fronte al forte aumento del prezzo del gas naturale**

L'Autorità per far fronte al forte aumento dei prezzi del gas naturale che si sono manifestati nel corso del 2022 ha adottato, inizialmente con la Delibera 148/2022/R/gas e poi – anche a valle di interlocuzione con il Parlamento – confermato anche con le successive delibere di aggiornamento trimestrale degli Oneri di Sistema Gas, un meccanismo volto al contenimento del costo del gas per i clienti finali fino ad un consumo annuo di 5.000 smc consistente nella valorizzazione negativa, nella parte espressa in €/Smc, della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG2. Tale componente è applicata dai distributori nell'ambito della fatturazione del servizio ai venditori e da questi ai clienti finali, mentre la CSEA provvede a ristorare i distributori per l'anticipo effettuato.

L'intervento descritto ha reso necessari ulteriori interventi dell'Autorità e della CSEA volti a minimizzare le tempistiche per il reintegro (in particolare a dicembre) e, quindi, gli oneri finanziari sopportati dai distributori, nonché a meglio chiarire le disposizioni in materia di pagamento di fatture emesse nei confronti di venditori che, a causa delle disposizioni introdotte e del forte aumento degli importi del bonus sociale gas, dovessero essere di importo negativo.

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

La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato la disciplina applicabile alle tariffe di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023 (V periodo regolatorio – nuova RTTG). Le principali novità sono:

- **definizione dei ricavi ammessi:** il metodo adottato, simile a quello precedente, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC 2021: 6,3%), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati a partire dai costi effettivi del singolo operatore così come esposti nei conti annuali separati 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto sono valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i., oltre che il rispetto di criteri di economicità ed efficienza nella loro realizzazione. Sono previsti, inoltre, meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale;
- **riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC):** viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura di tali partite, passando ad un riconoscimento monetario basato sul prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento. Inoltre, con la Delibera 569/2020/R/gas è stato introdotto un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno;
- **meccanismi di perequazione:** oltre ai meccanismi pre-esistenti relativi alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale (tra TSO e CSEA), alla misura (tra TSO) e del corrispettivo unitario variabile (tra TSO) viene introdotto un nuovo flusso mensile dalle imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas S.p.A. a quest'ultima per la perequazione dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzato a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto che riscuotono il gettito derivante dal corrispettivo CPU alle imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete nazionale.

La nuova RTTG ha previsto una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi che garantiscono, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe. Fino al 2019 tali importi venivano rateizzati in 4 rate annuali dove l'ammontare relativo ad un singolo anno era poi sottratto direttamente dai ricavi ammessi per il medesimo anno. A partire dal V periodo regolatorio viene eliminata la rateizzazione e la gestione di queste differenze è affidata alla CSEA nell'anno successivo rispetto all'anno di riferimento dove i ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

La Delibera 230/2021/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2022 mentre quelli del 2021 erano stati approvati dalla Delibera 180/2020/R/gas.

### 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.

Nella prima parte del 2022 sarà avviata un'attività di coordinamento tra trasportatori al fine di procedere al censimento degli impianti di misura entro metà 2022 per poi partire, dal 2023, con la fase di monitoraggio delle performance (e relativa reportistica, anche verso l'Autorità) e, dal 2024, con il sistema di incentivazione.

## Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2022 e definitive 2021

La Delibera 193/2022/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2022 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per le imprese che servono oltre 25.000 POD mentre la Delibera 153/2022/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2021.

M€	RAB Distribuzione	RAB Misura	Totale
RetiPiu' Srl	23	1	24

Le tariffe provvisorie 2022 risentono della riduzione del WACC (5,2% vs 5,9%) nonché dell'attivazione, nell'ambito del meccanismo di price-cap per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e con decorrenza retroattiva 2021, del c.d. Y-Factor (+0,9%) al fine di garantire la copertura dell'onere sorgente determinato dall'introduzione del c.d. Canone Unico in sostituzione della TOSAP/COSAP.

Per quanto riguarda i distributori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione sono calcolate tramite un metodo parametrico, in vigore dal 2018, che prevede l'applicazione di un meccanismo di gradualità. In base a tale metodologia opex e capex riconosciuti sono fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (opex) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (capex), mentre quelle per l'attività di misura tengono conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT, di un costo medio unitario pari a 126 €/misuratore (valori 2014) e di un fattore di turnover degli investimenti fissato al 2% (da applicare a partire dal 2015). Le ultime tariffe che ad oggi risultano approvate sono quelle relative agli anni 2016 e 2017 (cfr. Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel).

A partire dal 1° luglio 2021, al fine di rimuovere gli ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica, è possibile, per gli utenti domestici con potenza installata fino a 4,5 kW e wallbox con determinate caratteristiche, aderire alla sperimentazione tariffaria di cui alla Delibera 541/2020/R/eel che, senza aggravio in bolletta, permetterà agli aderenti di prelevare fino a 6 kW durante le fasce notturne.

## Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel ha aggiornato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC<sup>1</sup>. Il provvedimento, in sostanziale continuità con i criteri adottati nel primo semiperiodo 2016-2019 (NPR1), definisce in particolare:

- i livelli iniziali, riferiti al 2020, del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, un profit sharing con ripartizione simmetrica (50:50) tra imprese distributrici ed utenti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel precedente NPR1 e il tasso di recupero di produttività (X-Factor) per l'aggiornamento annuale. Il nuovo X-Factor applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (i.e. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammesso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione e gestito nell'ambito dei meccanismi perequativi già previsti dalla regolazione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti non altrimenti recuperabili afferenti gli oneri di rete il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni (si veda specifico paragrafo);
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva (si veda specifico paragrafo).

## 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

<sup>1</sup> TIT (Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), TIME (Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura), TIC (Condizioni Economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

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.

Alla luce di tale quadro e in base ai dati trasmessi dagli operatori entro marzo 2022 l'Autorità ha calcolato i premi e le penali relativi alla regolazione output-based (i.e. continuità del servizio in termini di numero e durata delle interruzioni). Tale calcolo tiene conto, tra le altre cose, anche delle disposizioni in materia di regolazione speciale. In particolare, il Gruppo A2A ha ricevuto un premio netto complessivo pari a 0,34 milioni di euro; tale importo beneficia della partecipazione di Unareti S.p.A. alla regolazione speciale per l'ambito territoriale di Milano – Altissima Concentrazione per l'indicatore relativo al numero di interruzioni che, in questo modo, rientra nella fascia di franchigia applicabile.

### TIQE: Piani di Resilienza per la rete elettrica

Il Titolo 10 del TIQE definisce l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza della rete elettrica, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi nonché idonei meccanismi di incentivazione.

La Determina 2/2017 DIEU ha approvato le “Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima”, mentre il MiTE è intervenuto con un proprio documento di indirizzo che richiedeva ai distributori concessionari l'integrazione dei piani di sviluppo con un'apposita sezione, analitica e soggetta a monitoraggio, dedicata agli interventi per l'incremento della resilienza e per la robustezza della rete.

A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) ha introdotto l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici<sup>2</sup> di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna S.p.A. o con il distributore di riferimento; ii) ha previsto un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

Ad integrazione la Delibera 668/2018/R/eel ha definito un'incentivazione economica di tipo premi/penali per gli interventi di incremento della resilienza basata su:

- specifici criteri finalizzati ad identificare quali interventi possano essere considerati eleggibili al meccanismo incentivante;
- un metodo di calcolo di premi e penali dimensionati, rispettivamente, ad una quota percentuale del beneficio netto del singolo intervento effettuato nelle tempistiche stabilite e del valore attuale netto dei costi consuntivati in base all'ampiezza del ritardo.

Oltre al tetto già in vigore per i premi netti totali di ciascun distributore, pari al 25% del valore attuale netto della somma dei costi attesi di tutti gli interventi, la Delibera 534/2019/R/eel ha fissato un limite massimo al premio di un singolo intervento, ponendolo pari al costo dello stesso al fine di evitare il riconoscimento di una sovra-remunerazione superiore al costo dell'intervento già coperto in RAB. Infine, in relazione alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi<sup>3</sup> e di versamento delle penali, il TIQE (art. 79quinquies.3) prevede che, entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025, l'Autorità determini i premi e le penalità da versare sul conto CSEA “Qualità dei servizi elettrici” relativi agli interventi eleggibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente. A tal proposito, si segnala che la Delibera 432/2020/R/com, a seguito dell'emergenza epidemiologica COVID -19, ha definito il posticipo di un semestre per la conclusione dei soli interventi inclusi nel Piano 2019-21.

Al momento gli obblighi di sviluppo dei piani per la resilienza sono riferibili al solo aspetto della tenuta delle reti di distribuzione alle sollecitazioni meccaniche (ossia a specifici fattori critici di rischio quali allagamenti, caduta alberi fuori fascia, manicotti di

<sup>2</sup> Per le “principali imprese distributrici” si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

<sup>3</sup> La Delibera 566/2019/R/eel ha successivamente stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

ghiaccio ed ondate di calore) mentre per quello relativo alla tempestività del ripristino della fornitura si rimanda a successivi provvedimenti.

RetiPiù S.r.l., ai sensi dell'art. 79septies.2 del TIQE, pur soggetto obbligato dal 2020 alla pubblicazione sul loro sito internet della sezione dedicata al Piano Resilienza, hanno optato per l'adesione posticipata al meccanismo premi/penali, che avrà pertanto 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 di durata triennale, posticipata di un semestre per effetto della Delibera 432/2020/R/com (1° gennaio 2020 – 30 giugno 2023), in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all'effettuazione di tali interventi, l'Autorità, oltre alla definizione di un "Contratto Tipo", ha previsto un meccanismo incentivante in base al quale il distributore:

- dovrà versare al condominio un importo a copertura dei costi sostenuti da quest'ultimo relativamente alle opere edili di demolizione/ripristino (ed eventualmente elettriche in caso di centralizzazione) in misura pari al minore tra quanto effettivamente speso ed un importo parametrico calcolato in base al numero utenti e al livello di pregio dello stabile;
- si vedrà riconosciuto tale importo nell'ambito dei meccanismi tariffari<sup>4</sup>, previa conclusione entro il 31 marzo 2023 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

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

In vista della sostituzione dei misuratori elettrici di prima generazione (1G) che avranno completato la loro vita utile regolatoria (15 anni), la Delibera 87/2016/R/eel ha stabilito i requisiti funzionali e le specifiche dei misuratori dell'energia elettrica in BT - versione 2.0, nonché i livelli di performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione.

La Delibera 646/2016/R/eel definisce, per i distributori > 100.000 POD, le modalità di riconoscimento dei costi, successivamente aggiornate per il periodo 2020-2022 dalla Delibera 306/2019/R/eel.

La Delibera 106/2021/R/eel definisce, per i distributori che servono meno di 100.000 POD, le modalità di riconoscimento dei costi relativi agli smart meter 2G:

- obbligo di installazione a partire dal 1° gennaio 2022 e obbligo di messa in servizio entro il 2025 di almeno il 90% dei misuratori installati su punti attivi BT al 31 dicembre 2020;
- riconoscimento degli investimenti 2G basato su un costo standard unitario omnicomprensivo (fisso per l'intero piano e pari a 145 euro) da applicare al quantitativo fisico di misuratori 2G messi in servizio nell'anno di riferimento, calcolato considerando un limite massimo ai misuratori 2G messi in servizio in sostituzione di misuratori 2G già installati. Il capitale investito esistente al 31.12.2021 relativo a sistemi 1G verrà riconosciuto in tariffa fino a conclusione della sua vita residua, mentre nuovi investimenti 1G non saranno riconosciuti;
- sono previsti meccanismi di penalizzazione simili a quelli definiti per gli operatori di maggiore dimensione (i.e. penalizzazione una tantum per mancato avanzamento del roll-out massivo e penalizzazione per underperformance del sistema di smart metering 2G) anche se con sistemi applicativi molto più semplificati.

Nell'2022 la regolazione in materia di smart metering 2G è stata oggetto di intervento su due piani:

- contingente: far fronte alle criticità emerse a causa della c.d. crisi dei semiconduttori in Cina, dove sono localizzate le catene produttive degli smart meter 2G. A tal fine la Delibera 601/2022/R/eel ha introdotto alcune modifiche transitorie alla regolazione, tra cui la sospensione delle eventuali penalità in caso di mancato rispetto dell'obiettivo di avanzamento del piano prefissato per il 2022 e la sterilizzazione delle quantità previste per il 2022 anche per gli anni successivi;
- strutturale: aggiornamento per il triennio 2023-2025 delle disposizioni in materia di riconoscimento dei costi sostenuti. In particolare, la Delibera 724/2022/R/eel ha confermato la struttura complessiva della regolazione privilegiando alcuni aspetti come, ad esempio, la gestione delle istanze di aggiornamento, anche per eventi eccezionali (e.g. operazioni societarie) dei piani già approvati, modificandone altri, tra cui il meccanismo di penalità in caso di sotto-performance rispetto ai livelli prestazionali prefissati la cui decorrenza è stata posticipata dal 4° al 5° anno di piano, ed introducendo nuovi meccanismi e, nello specifico, un meccanismo premiale in caso di accelerazione della velocità del piano in presenza di alcune condizioni, tra cui l'ottenimento di contributi pubblici.

<sup>4</sup> Le opere edili saranno riconosciute in RAB attraverso la loro contabilizzazione nel cespite fittizio "Colonne Montanti Vetuste" mentre i costi sostenuti per l'attività di censimento delle colonne montanti saranno coperti con un contributo di 20 euro/condominio censito (legati al completamento del censimento, nonché alla corretta conservazione delle informazioni per 5 anni) e con un ulteriore contributo pari a 70 euro/condominio censito da includere però tra i costi capitalizzabili nel suddetto cespite "Colonne Montanti Vetuste".

<sup>5</sup> Ai sensi della Delibera 432/2020/R/com.

## Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

La Delibera 568/2019/R/eel, come modificata dalla successiva Delibera 395/2020/R/eel<sup>6</sup>, è intervenuta in tema di regolazione dei flussi di energia reattiva sulle reti apportando significative modifiche. In particolare, ARERA ha definito livelli minimi del fattore di potenza sia per i prelievi che per le immissioni di reattiva, al cui superamento è fatto obbligo il pagamento di penali definite in base a specifici corrispettivi unitari da applicare rispettivamente sia ai clienti finali in AT e AAT e alle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN, sia ai clienti finali in MT e a quelli 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. In particolare, l'elemento di maggiore novità riguarda il divieto di immettere in rete energia reattiva (imposto dal vincolo del fattore di potenza unitario) in tutti periodi della giornata e la conseguente applicazione di penali.

ARERA ha, tuttavia, previsto la facoltà, da parte di Terna S.p.A. e delle imprese distributrici, di sottoscrivere deroghe all'applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di reattiva qualora tale applicazione determini criticità nella gestione della rete.

Nel corso del 2022 si è svolto un intenso iter consultivo e a fine novembre Terna S.p.A. ha inviato all'Autorità una Relazione con le risultanze derivanti dall'applicazione della metodologia predisposta in collaborazione con il Politecnico di Milano, ai fini dell'individuazione e clusterizzazione in aree omogenee dei nodi della rete rilevante caratterizzati dal medesimo impatto degli scambi di energia reattiva (immissioni o prelievi).

La Delibera 232/2022/R/eel ha rimandato al 1° aprile 2023 l'applicazione dei corrispettivi tariffari per l'energia reattiva immessa in fascia 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, mentre ha previsto che le imprese distributrici contattino direttamente entro il 28/02/2023 fino al 10% dei clienti finali in MT con maggiori immissioni di energia reattiva in rete per identificare le azioni tecniche necessarie a mitigare tale fenomeno. La Delibera 281/2022/R/eel ha, peraltro, prorogato al 31 dicembre 2022 i vigenti corrispettivi tariffari per eccessivi prelievi di energia reattiva applicabili a clienti finali e punti di interconnessione tra reti in alta e in altissima tensione, non trattati nella precedente Delibera 232/2022/R/eel.

L'ultima fase di questo processo ha portato alla Delibera 712/2022/R/eel che introduce i corrispettivi per immissioni di energia reattiva in AT e AAT a partire dal 1° aprile 2023, disponendo anche successive azioni funzionali a tale regolazione: il provvedimento ha disposto che i corrispettivi per energia reattiva immessa da clienti finali e reti di distribuzione in alta e altissima tensione siano pari a 0 euro/Mvarh per il periodo 1 gennaio 2023 - 31 marzo 2023 e che dal 1° aprile 2023 si applichi:

- I. un corrispettivo unitario pari a 1,44 Euro/Mvarh per eccessivi prelievi nelle fasce F1 e F2 e per immissioni di energia reattiva in fascia F3;
- II. una maggiorazione di 0,56 Euro/Mvarh rispetto al corrispettivo unitario di cui al punto precedente ai punti di prelievo e di interconnessione tra reti situati in aree omogenee caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione.

La suddetta Delibera, ai fini della definizione di deroghe temporanee e in relazione ad una prima finestra temporale compresa tra il 1° giugno 2023 e il 31 luglio 2023, ha infine previsto che Terna S.p.A. entro il 30 aprile 2023 trasmetta ad ARERA un'istanza per l'applicazione di soglie differenti per il prelievo o l'immissione di energia reattiva oppure, in ragione di specificità locali.

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

Sin dal 2016 ARERA, a seguito degli insoluti contabilizzati da alcune società di vendita e del contenzioso che ha interessato il Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica (i.e. CTTE) sul tema delle garanzie finanziarie da presentare a copertura degli Oneri Generali di Sistema (OGS), ha intrapreso numerose iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori, in particolare introducendo meccanismi per il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi agli OGS.

Successivamente l'Autorità, anche al fine di migliorare l'efficienza di tali meccanismi e di passare da meccanismi straordinari ad un meccanismo ordinario, con la Delibera 119/2022/R/eel ha istituito un meccanismo unico finalizzato a garantire il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi sia agli OGS che agli oneri di rete. Tale meccanismo prevede la possibilità di presentare istanza di partecipazione su base annuale, contiene criteri di ammissibilità dei crediti del tutto simili a quelli previsti dai meccanismi previgenti, specificando tuttavia l'ammissibilità anche dei crediti relativi a contratti di trasporto non risolti a causa delle disposizioni normative applicabili nei casi di crisi d'impresa. Inoltre, con specifico riferimento agli oneri di rete è prevista una franchigia (pari al 10%) ed una soglia minima (0,25% dei ricavi ammessi relativi alla distribuzione e misura dell'energia elettrica) agli importi di cui richiedere annualmente il reintegro.

---

<sup>6</sup> Tale Delibera ha spostato di 1 anno, ovvero al 1° gennaio 2022, l'entrata in vigore delle disposizioni previste dalla Delibera 568/2019/R/eel alla luce dell'emergenza da COVID-19. In base agli orientamenti riportati da ARERA nel DCO 515/2021/R/eel, tale data dovrebbe essere ulteriormente posticipata al 1° luglio 2022.

## Titoli di efficienza energetica

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dai DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiato (tep). Un TEE/CB equivale ad 1 tep.

I distributori possono assolvere all'obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB oppure acquistando i titoli sul mercato da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle Energy Service Company – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori ed il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

La seguente tabella riporta i target di risparmio energetico definiti dal DM MiSE 21 maggio 2021.

		Target distributori EE > 50.000 POD Milioni CB	Target distributori Gas >50.000 PDR Milioni CB	Target Minimo %	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua n° anni
D.M. 11/01/2017	2020	3,17	3,92	60%	2
D.M. 21/05/2021	2020	1,27	1,57	60%	2
	2021	0,45	0,55	60%	2
	2022	0,75	0,93	60%	2
	2023	1,05	1,3	60%	2
	2024	1,08	1,34	60%	2

Il DM 21 maggio 2021 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 (come aggiornato dal DM 10 maggio 2018), prevedendo:

- una riduzione significativa degli obblighi 2020, il posticipo al 16 luglio 2021 della scadenza dell'anno d'obbligo 2020 e la definizione degli obblighi per il periodo regolatorio 2021-2024;
- la fissazione di un *cap* al contributo tariffario definito da ARERA tenuto conto dell'andamento dei prezzi dei CB sul mercato e di quelli registrati negli scambi bilaterali;
- l'emissione di CB allo "scoperto" da parte del GSE ai distributori che ne fanno richiesta, ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad una differenza massima di 15 €/CB e fissando un *floor* pari a 10 €/CB.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB "allo scoperto" fino al raggiungimento dell'obbligo minimo e a copertura delle quote residue d'obbligo in scadenza, a condizione di essere già in possesso sul proprio "conto proprietà" di un ammontare di CB pari ad almeno il 20% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB non verrà riconosciuto il contributo tariffario. I distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna di CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso ed entro i due anni successivi alla scadenza dell'obbligo. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE è corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso e la restituzione della somma corrisposta al GSE è effettuata tramite conguaglio sul contributo tariffario.

Il nuovo DM introduce anche un sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure d'aste al ribasso, che si sarebbero dovute definire con DM MiTE entro il 31 dicembre 2021. La pubblicazione di questo Decreto è attesa per il 2023. L'anno d'obbligo 2021 si è concluso il 31 maggio 2022. Dopo anni in cui la scarsità di TEE ha condizionato gli esiti dei mercati spingendo le quotazioni al rialzo, la riduzione degli obblighi introdotta con il DM 21 maggio 2021 ha riequilibrato domanda ed offerta.

La Delibera 292/2022/R/efr ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2021: il contributo tariffario unitario è pari a 250 €/TEE mentre il corrispettivo aggiuntivo unitario è pari a 3,44 €/TEE, per un totale di 253,44 €/TEE.

Relativamente agli obblighi della Società per l'anno 2021, tutti ottemperati alla fine di maggio 2022, e i nuovi obblighi 2022 fissati da ARERA con la Determina DMRT/EFC/7/2022, sono rispettivamente pari a:

- 6.205 TEE (anno d'obbligo 2021)
- 14.133 TEE (anno d'obbligo 2022)

Come previsto dal DM 21 maggio 2021 il Decreto Direttoriale MiTE 3 maggio 2022 ha adottato le nuove linee guida per gli interventi che accedono al meccanismo dei CB. In sintesi, è ampliata la platea di interventi che potranno beneficiare dei TEE, prevedendo inoltre nuove schede per progetti a consuntivo (tra le quali è presente una scheda dedicata all'allacciamento di nuove utenze a sistemi di teleriscaldamento efficienti) e vengono chiariti alcuni dubbi interpretativi su alcune tipologie di intervento (tra cui l'installazione di turboespansori sulle reti di trasporto e distribuzione del gas).

### I risultati economici, patrimoniali e finanziari

Nell'esercizio 2021 RetiPiu' Srl ha complessivamente distribuito ai clienti allacciati alla propria rete di distribuzione di gas 443 milioni di metri cubi (340 milioni di metri cubi nel 2020) e ai clienti allacciati alla propria rete di distribuzione elettrica 68,7 milioni di kWh (64,7 milioni di kWh nel 2020). Al 31 dicembre 2020 i punti medi di fornitura di gas gestiti dalla società sono risultati pari a 285.692 (220.275 al 31 dicembre 2020) mentre i punti di fornitura medi connessi alla rete elettrica sono pari al 31 dicembre 2021 a 25.609 (25.542 al 31 dicembre 2019).

I ricavi dell'esercizio 2022 sono stati pari a 43,6 milioni di euro.

I ricavi hanno subito un decremento derivato principalmente dalla riduzione dei ricavi da tariffa del WACC ARERA (da 6,3% a 5,6% per il gas e da 5,9% a 5,2% per l'energia elettrica) -1,8 milioni e dal calo dei ricavi derivanti dai Titoli di Efficienza Energetica (-5 milioni di euro).

I costi operativi risultano in contrazione rispetto al dato 2021 (-4,4 milioni di euro) principalmente per la riduzione dei costi per acquisto TEE (-5 milioni di euro) dovuto al minor obbligo di annullamento, ad oneri non ricorrenti +1 milione di euro) e alle maggiori capitalizzazioni effettuati nel corso dell'esercizio.

L'EBITDA risulta pari a 25,4 milioni di euro, in contrazione rispetto al dato del 2021 (+26,7 milioni di euro).

Gli ammortamenti e svalutazioni riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 15,4 milioni di euro. Il decremento rispetto al dato 2021 (+ 17,4 milioni di euro) è dovuto essenzialmente alla svalutazione degli asset pari a 2 milioni di euro non più effettuata nel 2022.

Non si è provveduto ad un accantonamento a fondi.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 10 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -188 mila 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 9,8 milioni di euro (8,9 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Al netto delle imposte sul reddito, il risultato dell'esercizio 2022 è positivo per 7,4 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2021) impattato dal riallineamento delle differenze tra il maggior valore civilistico e il minor valore fiscale dei beni materiali ed immateriali effettuato ai sensi dell'art. 110 del DL 104/2020, conv. L. 13.10.2020 n. 126.).

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	31/12/2022	31/12/2021
Ricavi delle vendite e prestazioni	41.682	48.755
Variazione lavori in corso	-	-
Altri ricavi e proventi	1.889	1.412
<b>Totale ricavi operativi</b>	<b>43.571</b>	<b>50.167</b>
Costi operativi	(16.173)	(20.610)
<b>Valore aggiunto</b>	<b>27.398</b>	<b>29.557</b>
Costo del personale	(2.013)	(2.852)
<b>Margine Operativo Lordo (Ebitda)</b>	<b>25.385</b>	<b>26.705</b>
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	39	-
<b>MOL post partite non ricorrenti</b>	<b>25.424</b>	<b>26.705</b>
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(15.408)	(17.439)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi		(208)
<b>Margine Operativo Netto (Ebit)</b>	<b>10.016</b>	<b>9.058</b>
Risultato gestione finanziaria	(188)	(202)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>9.828</b>	<b>8.856</b>
Imposte sul reddito	(2.473)	6.232
<b>Risultato netto</b>	<b>7.355</b>	<b>15.088</b>

Il capitale investito netto nel corso del 2022 è passato da 247,9 a 251,2 milioni di euro.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2022 ammontano a 249 milioni di euro, contro i 245 milioni del 2021.

Il patrimonio netto è passato da 243 a 237 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2022 si attesta a -14 milioni di euro rispetto a -4,6 milioni di euro del 2021.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 18 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPìù Srl.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2022	31/12/2021
Capitale immobilizzato	248.777	244.606
Capitale circolante	2.429	3.255
<b>Capitale investito netto</b>	<b>251.206</b>	<b>247.862</b>
Patrimonio netto	236.788	243.305
Debiti finanziari a m/l termine	18.305	5.834
Posizione finanziaria netta	(3.887)	(1.277)
<b>Totale fonti di finanziamento</b>	<b>251.206</b>	<b>247.862</b>

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	248.777	Mezzi propri	236.788
Magazzino	2.430	Debiti commerciali	30.365
Crediti commerciali	4.501	Debiti per imposte	537
Crediti per imposte	1.871	Altre passività correnti	2.842
Altre attività correnti	27.371	Finanziamenti a M/L	18.305
Crediti v/controlante	5.336	Finanziamenti a breve	1.453
Disponibilità liquide	4		
<b>Totale</b>	<b>290.289</b>	<b>Totale</b>	<b>290.289</b>

## Gestione operativa

Le iniziative attuate nel 2022 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 RetiPìù, 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.

Obiettivo è quello 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.

Nel 2022 RetiPìù Srl ha proseguito le attività di implementazione e sviluppo del progetto "Più Energie in Campo" con l'obiettivo di ottimizzare la piattaforma di schedulazione risorse, basata sul sistema SAP Multiresorce Scheduling with Optimizer integrato con i sistemi aziendali (SAP S/4 Hana - SAP Cloud Predictive Maintenance - Terranova RetiGas - Terranova Retienergia), in modo da garantire il massimo efficientamento possibile in termini di saturazione delle risorse e rispetto dei livelli di qualità garantiti.

L'integrazione dei sistemi, ha l'obiettivo di ottimizzare l'utilizzo delle risorse aziendali, migliorando la pianificazione delle attività, individuare preventivamente probabili anomalie di funzionamento delle reti di distribuzione gas, energia elettrica e di illuminazione pubblica, gestite da RetiPìù Srl, in modo da assicurare una migliore gestione e manutenzione degli asset aziendali, riducendo in modo sostanziale i rischi di interruzione del servizio e gli oneri di manutenzione degli impianti. Attraverso l'analisi dei dati acquisiti dagli applicativi aziendali e dai sensori posti in campo, il sistema MP dovrà in tempo reale monitorare, analizzare e gestire gli eventi delle reti di distribuzione del gas e degli impianti ad essa collegati e, tramite l'utilizzo di specifici algoritmi automatici, anticipare il verificarsi di possibili guasto o anomalie, allocando in modo efficace ed efficiente le risorse aziendali dove e quando effettivamente necessarie.

Con il progetto “Digital asset for a new Utility”, nel 2022, per le reti del gas si è completata la digitalizzazione di tutti gli impianti di distribuzione gas gestiti. La digitalizzazione degli impianti di distribuzione gas è stata sviluppata posizionando diverse tipologie di sensori (temperatura, pressione, livello di TBM, consumi etc) allo scopo di poter raccogliere dati ed informazioni, che, tramite tecnologie di correlazione dati e machine learning, permettono di rendere la rete dinamica, predittiva e in grado di garantire i massimi livelli di continuità e sicurezza.

Nel 2022 sono stati installati più di 2 mila nuovi misuratori ai sensi della delibera 631/13 ARERA, portando il totale contatori smart meter installati al 31 dicembre 2022 ad oltre 295 mila unità, pari all’97,6% del parco contatori di RetiPìù.

Per quanto riguarda le reti energia elettrica nel 2022 è stato ulteriormente implementato il sistema per previsione probabilistica di guasto su i tronchi di rete MT, in funzione degli input dal campo rilevati attraverso una serie di sensori. Inoltre è proseguita l’attività di digitalizzazione dell’impianto di distribuzione gestito nel Comune di Seregno, configurando i vari asset all’interno del sistema Manutenzione Predittiva aziendale allo scopo di poter raccogliere le informazioni provenienti dal campo, mano a mano che gli impianti verranno digitalizzati e dotati dei vari sensori di monitoraggio. Tali informazioni, tramite tecnologie di correlazione dati e machine learning, permetteranno di evidenziare situazioni di pre-guasto dei componenti presenti in lungo la rete. Nel corso del 2022 si è conclusa l’attività di rilievo e la geolocalizzazione delle infrastrutture e della rete di bassa e media tensione insistente nel territorio del comune Seregno e il loro inserimento nel Sistema Informativo Territoriale aziendale

## 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 RetiPìù 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 2022 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.

A settembre 2022, con la collaborazione di risorse appartenenti ai Gruppi A2A ed AEB, è stata avviata un’attività di assessment volta ad identificare il miglior scenario di integrazione possibile al fine di adottare i sistemi e i processi di Asset Management e Commerciali della BU Smart Infrastructures del Gruppo A2A, sfruttando le ottimizzazioni realizzate da A2A con possibili integrazioni che assicurino un beneficio complessivo. Sulla base delle analisi svolte durante l’assessment e dei macro-gap rilevati, sia funzionali sia di processo, sono stati ipotizzati dei possibili scenari per l’integrazione di RetiPìù sui sistemi della mappa applicativa della BU Smart Infrastructures, tali scenari verranno analizzati nel corso della prima metà del 2023 con l’obiettivo di individuare la soluzione più adeguata e metterla a terra entro la fine del prossimo anno.

## 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 RetiPiù Srl nel 2022 è proseguito l'iter di adeguamento delle proprie strutture tecniche e dei relativi processi, per poter far fronte efficacemente a tale impegno, nonché le attività di interlocuzione con le varie Stazioni Appaltanti per fornire ed aggiornare i dati previsti dal D.M. 12 novembre 2011, n. 226,

## RetiPiù Meno Co2

Tra le varie iniziative avviate da RetiPiù 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 "RetiPiù 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 RetiPiù 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 2022 sono stati ispezionati oltre 1.700 Km di rete, individuando oltre 600 dispersioni.

## Persone

Le persone di RetiPiù 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 RetiPiù 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.

La struttura organizzativa della società, continua ad essere interessata dal progetto di miglioramento continuo, con l'obiettivo di potenziare la nostra competitività e accrescere la qualità del servizio offerto, attraverso: l'acquisizione e l'implementazione delle innovazioni tecnologiche disponibili; la ricerca della massima efficienza ed economicità di gestione; l'attenzione alle risorse umane e alla cultura organizzativa; il rafforzamento della percezione dell'azienda tra i cittadini e gli stakeholder.

Alla data del 31 dicembre 2022 l'organico di RetiPiù Srl, risultava il seguente:

Organico	Numero dipendenti al 31/12/2022	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2021
Dirigenti	1	1	1
Quadri	5	5,42	5
Impiegati	50	48,08	47
Operai	60	61,30	59
<b>TOTALE</b>	<b>116</b>	<b>115,80</b>	<b>112</b>

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

## Salute e sicurezza

Nel 2022 gli infortuni totali registrati sono stati 3, di cui 2 sono riconducibili a incidenti sul lavoro e 1 a infortunio in itinere. Gli infortuni totali hanno comportato 43 giorni di assenza totali, di cui 28 per incidenti sul lavoro e 15 per infortuni in itinere. Secondo i criteri definiti dalla norma UNI 7249 l'indice, escludendo gli infortuni in itinere, si ha un indice di gravità pari a 0,15, mentre

l'indice di frequenza è pari a 10,38 e un indice ponderato (IF x IG) pari a 1,51. L'indice di incidenza degli infortuni in itinere è pari a 8,52.

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 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità", BS OHSAS 18001/2007 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro", ISO 50001/2011 "Sistema di Gestione dell'Energia", ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale", ISO/IEC 17020/2012. Le visite ispettive effettuate nel 2021 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 DMRT/EFC/7/2022 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 2022. Per quanto riguarda RetiPù Srl l'obbligo è pari a 14.133 TEE.

In data 25 maggio 2022 RetiPù Srl ha richiesto l'annullamento di 6.205 TEE pari al 100% dell'obbligo 2021.

## Investimenti

RetiPù 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 2022 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.

RetiPù Srl nel 2022 ha avuto un incremento delle immobilizzazioni per 22 milioni di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture della BU gas, pari a 18,4 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 9,7 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 3,4 milioni di euro, alla realizzazione degli impianti di TLC per digitalizzazione degli asset gas per 1,4 milione di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di decompressione per 70 mila euro, al netto del credito di imposta finanza agevolata per l'investimento relativo al progetto "RetiPù meno CO2" pari a -0,6 milioni di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture della BU energia elettrica, pari a 3 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 55 mila euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica per 2,2 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 265 mila euro, digitalizzazione della cartografia per 0,5 milioni di euro e altri beni per 49 mila euro.

Sono stati inoltre realizzati investimenti pari a 0,7 milioni di euro, relativi a software e hardware per estendere la digitalizzazione a tutte le procedure aziendali per 250 mila euro, per automezzi, mobili e arredi, attrezzature e spese incrementative su beni di terzi per 450 mila euro.

Gli investimenti nel settore dell'illuminazione pubblica sono stati pari a 182 mila euro ed hanno riguardato il completamento dell'impianto della città di Seregno.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2022.

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	0
Marchi	1
Software	707
Altre immobilizzazioni immateriali	80
Concessioni	19.283
Immobilizzazioni immateriali in corso	4
<b>Totale immobilizzazioni immateriali</b>	<b>20.076</b>

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)	
Terreni e fabbricati		67
Rete e impianti		2.232
Diritti d'uso IFRS16		63
Attrezzature e strumenti di misura		-206
- di cui credito di imposta finanza agevolata	-641	
Altri beni		92
Impianti in costruzione		25
<b>Totale immobilizzazioni materiali</b>		<b>2.273</b>

## Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2022 è di 251.206 migliaia di euro, contro i 247.862 migliaia di euro del 2021.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021
Immobilizzazioni materiali	30.699	31.776
Immobilizzazioni immateriali	225.319	221.449
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-

Altre attività/(passività) non correnti	377	188
Attività/(passività) fiscali differite	(1.296)	(2.267)
Fondi per il personale	(683)	(838)
Altri fondi rischi	(5.638)	(5.700)
<b>A - Capitale immobilizzato</b>	<b>248.777</b>	<b>244.606</b>
Rimanenze	2.430	3.772
Crediti commerciali	4.501	11.477
Debiti commerciali	(30.365)	(10.825)
Crediti/(debiti) per imposte	1.334	(2.501)
Altre attività/(passività) correnti	24.529	1.333
<b>B - Capitale circolante</b>	<b>2.429</b>	<b>3.255</b>
<b>C - Capitale investito netto</b>	<b>251.206</b>	<b>247.862</b>
Capitale	110.000	110.000
Riserve e utili a nuovo	119.433	118.217
Utile d'esercizio	7.355	15.088
<b>D - Patrimonio netto</b>	<b>236.788</b>	<b>243.305</b>
Finanziamenti a medio e lungo termine	18.305	5.834
Finanziamenti a breve termine	1.453	1.854
Attività finanziarie a breve	(5.336)	(1.530)
Disponibilità liquide	(4)	(1.601)
<b>E - Posizione finanziaria netta</b>	<b>14.419</b>	<b>4.556</b>
<b>F - Fonti di finanziamento</b>	<b>251.206</b>	<b>247.862</b>

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2022 si attesta a -14 milioni di euro rispetto ai -4,6 milioni di euro del 2021 dovuto al nuovo finanziamento intercompany di 14 milioni di euro rilasciato nel 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 (migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021
Denaro e altri valori in cassa	4	1
Depositi bancari e postali	-	1.600
Crediti verso controllante a breve termine	5.336	1.530
Debiti verso banche a breve	(875)	(1.314)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(578)	(539)
Debiti verso controllante a breve termine	-	-
<b>PFN corrente</b>	<b>3.887</b>	<b>1.278</b>
Debiti verso banche a medio lungo termine	(332)	(1.193)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(17.973)	(4.641)
<b>PFN non corrente</b>	<b>(18.305)</b>	<b>(5.834)</b>
<b>PFN TOTALE</b>	<b>(14.419)</b>	<b>(4.556)</b>

Margini finanziari e solvibilità (Euro '000)	2022	2021
Margine primario di struttura	(30.693)	(21.139)
Margine secondario di struttura	6.316	4.532
Margine di disponibilità	6.316	4.532
Margine di tesoreria	3.886	760

Quozienti finanziari e di solvibilità	2022	2021
PFN/Equity	0,06	0,02
PFN/Capitale investito netto	0,06	0,02
PFN/Ebitda	0,57	0,17

Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	126,21	129,65
Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	49,80	43,98
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	1,28	3,47
Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	0,51	1,18
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,94	0,98
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,30	0,18
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,08	0,03
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,45	0,15
Rapporto primario di struttura	0,89	0,92
Rapporto secondario di struttura	1,02	1,02
Rapporto di disponibilità	1,18	1,26
Rapporto di tesoreria	1,11	1,04

Indici finanziari e di redditività	2022	2021
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	236,6	252,6
ROE netto	3,1%	6,2%
ROE lordo	4,2%	3,6%
ROI operativo (NAT x ROS)	4,0%	3,7%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,17	0,20
ROS operativo	23,0%	18,1%

## Ricerca e sviluppo

RetiPù Srl, nell'anno 2022 non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

## Relazione di Governo

Si riportano di seguito le informazioni più rilevanti in tema di "corporate governance".

Il sistema di governo societario di RetiPù Srl è l'insieme di regole e metodologie di pianificazione, gestione e controllo necessarie al funzionamento della Società ed è stato delineato dal Consiglio di Amministrazione:

- nel rispetto della normativa applicabile, tenendo anche conto della sua qualifica di società pubblica e della sua attività caratteristica (ad es., normativa in materia di c.d. unbundling funzionale),
- avendo come riferimento le best practice nazionali e internazionali.

Tale sistema è fondato su alcuni principi cardine, quali una corretta e trasparente scelta di gestione dell'attività d'impresa assicurata anche attraverso l'individuazione di flussi informativi tra gli organi sociali e un'efficiente definizione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. È implementato un sistema di Enterprise Risk Management composto di regole, procedure e strutture organizzative volte all'identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi che possono influire sul raggiungimento degli obiettivi strategici.

- Assemblea degli Azionisti;
- Consiglio di Amministrazione;
- Collegio Sindacale.

### Organizzazione societaria

La Società ha sede legale in Desio, via Giusti 38.

Alla data di chiusura del Bilancio 2022 il capitale sociale della Società risultava pari a Euro 110.000.000,00 (centodiecimilioni/zero) detenuto dal socio unico AEB SpA, 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".

Lo Statuto sociale definisce il modello di governance della Società e le principali regole di funzionamento degli organi sociali. Gli statuti sociali sono stati oggetto di modifica per adeguare la composizione al D. Lgs. 175/2016, che prevede di norma

l'Amministratore Unico o una composizione del Consiglio di Amministrazione di 3 o 5 membri.

RetiPù Srl adotta un sistema di amministrazione e controllo tradizionale, che si caratterizza per la presenza dei seguenti organi sociali:

- Consiglio di Amministrazione incaricato di gestire la Società, che ha attribuito al Presidente la firma sociale e i rapporti istituzionali, al Direttore Generale i poteri operativi di ordinaria amministrazione e che valuta l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- Collegio Sindacale chiamato a vigilare sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- Revisore legale per lo svolgimento delle funzioni di controllo contabile;
- Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello ex D.Lgs 231/01 curandone altresì il costante aggiornamento;
- Responsabile della prevenzione della corruzione e Responsabile della trasparenza con compiti di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità (il "Piano") per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità;
- Assemblea dei Soci a cui spettano le decisioni sui supremi atti di governo della Società, secondo quanto previsto dalla legge e dallo statuto vigente. La Società ha sottoscritto un accordo di direzione e coordinamento di Gruppo.

### Organi di gestione e controllo operativi nella Società

Si indicano di seguito le principali informazioni relative agli organi sociali.

#### Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della Società e può compiere tutti gli atti che ritenga necessari o opportuni per il conseguimento dell'oggetto sociale, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci. Il Consiglio di Amministrazione nomina il Presidente, qualora non vi abbia provveduto l'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione può eleggere un Amministratore Delegato e/o nominare un Direttore Generale con attribuzione dei poteri/procure per l'ordinaria amministrazione, salva l'eventuale attribuzione di deleghe al Presidente ove preventivamente autorizzata dall'Assemblea. La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto tre membri. Al Consiglio spettano tutti i poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della società, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci. Nel rispetto dello Statuto il Consiglio di Amministrazione ha attribuito al Presidente la firma sociale e al Direttore Generale i poteri operativi di ordinaria amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione è stato nominato il 5 novembre 2020, in carica in tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea che sarà convocata nel 2023 per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 è composto dal Presidente dr. Mauro Ballabio e dai Consiglieri ing. Francesco Giuseppe Maria Gerli e dr.sa Daniela Martinazzi Detto Botter.

#### Gestore Indipendente

In conformità agli obblighi di separazione funzionale prescritti 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" (TIUF) il Consiglio di Amministrazione di RetiPù Srl ha provveduto, in data 5 novembre 2020, a nominare, ai sensi dell'art. 9.1 lettera a), il Gestore Indipendente nelle persone del Mauro Ballabio e del Consigliere ing. Francesco Giuseppe Maria Gerli e del Direttore Generale Mario Carlo Borgotti. Il TIUF prevede che il Gestore Indipendente disponga di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa verticalmente integrata e al gruppo societario cui questa appartiene, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo delle infrastrutture dell'attività oggetto di separazione funzionale. Al Gestore Indipendente sono messe a disposizione le risorse necessarie ad assicurare autonomia organizzativa dell'attività che gestisce, tra le quali le risorse umane, tecniche, finanziarie e materiali; il Gestore Indipendente dispone, altresì, dei poteri necessari a reperire adeguate provviste finanziarie anche all'esterno dell'impresa verticalmente integrata o del gruppo societario di appartenenza di questa, per lo svolgimento delle attività di gestione o sviluppo delle infrastrutture. Nell'ambito del gruppo societario di appartenenza, l'impresa verticalmente integrata esercita i propri poteri di direzione e coordinamento garantendo il rispetto delle finalità della separazione funzionale stabilite nel TIUF. In particolare non è consentito all'impresa verticalmente integrata o alle altre imprese del gruppo societario cui questa appartiene, dare istruzioni al Gestore indipendente in relazione alla gestione operativa, in relazione allo sviluppo delle infrastrutture o in relazione alla messa a disposizione delle informazioni commercialmente sensibili. All'impresa verticalmente integrata è consentito di: vigilare sulla redditività degli investimenti effettuati dal Gestore indipendente; approvare il piano finanziario annuale, o altro strumento equivalente, redatto dal Gestore indipendente e relativo alla gestione delle sue attività e allo sviluppo delle infrastrutture; prevedere limiti ai livelli di indebitamento da parte del Gestore Indipendente nelle sue attività. Il Gestore Indipendente deve: predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture dell'attività che amministra; trasmettere detto piano all'Autorità in concomitanza con la sua trasmissione agli organi societari competenti per l'approvazione; segnalare, alla stessa Autorità eventuali differenze nel caso in cui il piano, di cui ai precedenti alinea, approvato differisca da quello proposto, fornendo le opportune motivazioni in merito. Il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture predisposto dal Gestore Indipendente individua gli interventi previsti per lo sviluppo delle infrastrutture dell'attività oggetto di separazione funzionale e ne riporta i costi previsti per ciascuno degli anni del piano. Il piano riporta, altresì, gli interventi effettuati nell'ultimo anno per il quale sono disponibili i relativi costi a consuntivo. Il Gestore Indipendente assicura

che gli acquisti di beni e servizi necessari per l'attività di cui è responsabile avvengano nel rispetto dei principi di economicità ed efficienza; a tal fine, il Gestore Indipendente non può essere vincolato ad acquisire beni o servizi nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata o del gruppo societario di appartenenza di questa. Il Gestore Indipendente redige un Programma di adempimenti nel quale indica: le misure adottate per assicurare il rispetto del principio di non discriminazione nella gestione delle sue attività; gli obblighi posti a carico del personale dell'impresa per assicurare il rispetto del citato principio. Il Programma di adempimenti è inviato all'Autorità ed aggiornato su base annuale con evidenza delle variazioni intervenute rispetto all'anno precedente.

### Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale vigila sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, sull'adeguatezza della struttura organizzativa per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione.

Il Collegio Sindacale si compone di tre membri effettivi e due supplenti, è stato nominato in data 14/03/2022 e rimarrà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio che chiuderà al 31/12/2024; è composto dal Presidente dott. Carlo Delladio, dai Sindaci dott.ssa Giovanna Ceribelli e dott.ssa Chiara Trabattoni.

### Revisore Legale

L'attività di revisione legale è affidata ai sensi di legge a una società di revisione legale iscritta ad apposito albo nominata dall'Assemblea su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Il 5 novembre 2020 l'Assemblea ha conferito l'incarico di revisione legale dei conti di RetiPiù Srl a EY Italia S.p.A. per gli esercizi 2020-2022.

### Organismo di Vigilanza

L'Organismo di Vigilanza di RetiPiù Srl, composto dal Presidente avv. Maria Grazia Pellerino, e dal dott. Ambrogio Giovanni Ferretti e dall'avv. Valeria Cominotti, è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 28 febbraio 2022, per il triennio 2022-2024

L'Organismo di Vigilanza è garante del Modello Organizzativo 231 e del Codice Etico ed è dotato di indipendenza economica, autonomi poteri di iniziativa e controllo in conformità alla disciplina di legge. Ad esso possono essere presentate richieste di chiarimenti e di interpretazioni sui principi e contenuti del Modello e del Codice Etico, suggerimenti in merito alla loro applicazione e segnalazioni di violazioni del Modello e del Codice, anche in forma anonima.

### Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

Responsabile della trasparenza con compiti di controllo e presidio sull'osservanza delle misure di trasparenza secondo i residui obblighi normativi è il Direttore Generale, che a sua volta ha nominato dei Referenti, che collaborano con lui nell'attività di controllo e presidio sull'osservanza delle misure di trasparenza

### Sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno di RetiPiù Srl è costituito da un insieme organico di strutture organizzative, attività, procedure e regole finalizzate a prevenire/limitare (attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi) le conseguenze di risultati inattesi ed a garantire (con un ragionevole grado di attendibilità) il raggiungimento degli obiettivi aziendali strategici, operativi (efficacia ed efficienza delle operazioni gestionali e salvaguardia del patrimonio aziendale), informativi (corretta e trasparente informativa interna ed esterna), di conformità a leggi e regolamenti applicabili alla Società.

Il sistema di controllo si esplica attraverso:

- il "controllo primario di linea" affidato alle singole unità della Società e svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management operativo ed è parte integrante di ogni processo aziendale. Per esercitare il controllo primario di linea la Società si è dotata di una struttura organizzativa che suddivide funzioni e compiti operativi evidenziando le diverse responsabilità. Il Consiglio di Amministrazione ha inoltre rilasciato apposite procure operative al Direttore Generale. La definizione di un sistema di procedure operative sul lato approvvigionamenti, contabile ed operativo permettono un sistema di autorizzazioni multiplo e differenziato su tutte le attività aziendali. Inoltre, trimestralmente viene presentata una situazione finanziaria sull'andamento della gestione operativa con indicazioni degli eventi gestionali di rilievo del trimestre. La situazione trimestrale viene approvata dal Consiglio di Amministrazione e inviata alla controllante.
- un "controllo di secondo livello" esercitato dal Collegio Sindacale, dal Revisore legale (con funzioni ben definite dal Codice Civile), dall'Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs.231/01 e dal Responsabile della prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità. Il sistema di controllo è stato inoltre implementato attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 (modello per la prevenzione dei reati con arricchimento della Società e/o reati ambientali) e di un Piano di prevenzione ai sensi del D.Lgs. 33/2013 (prevenzione della corruzione passiva e introduzione di sistemi di trasparenza).

Il sistema normativo interno di RetiPiù Srl si sviluppa sui seguenti livelli:

- Societario (Statuto, il Codice Etico, Modello 231)
- Procedure
- Istruzioni Operative
- Sistema di controllo contabile e amministrativo attraverso procedure informatizzate su SAP
- Monitoraggio

All'interno del sistema normativo sono inoltre ricompresi, quale parte integrante dello stesso, i documenti appartenenti ai sistemi di gestione del sistema integrato in materia di salute, sicurezza, ambiente e qualità, in ottemperanza alla normativa internazionale ISO (Politiche, Manuali ecc.).

### Codice Etico

La società ha adottato il proprio Codice Etico, dove sono espressi i principi generali di deontologia aziendale che la società riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti e partner. Il Codice Etico definisce un sistema valoriale condiviso, esprime la cultura dell'etica di impresa di RetiPìù Srl e ispira il pensiero strategico e la conduzione delle attività aziendali.

Il Codice Etico contiene i principi generali non derogabili del "Modello Organizzativo 231", i principi fondamentali ai quali deve ispirarsi RetiPìù, quali il rispetto della legge, la concorrenza leale, l'onestà, l'integrità, la correttezza e buona fede nei confronti di tutti i soggetti che intrattengono rapporti con essa. Contiene inoltre i principi generali di sostenibilità e responsabilità d'impresa, oltre al richiamo dei principi che devono essere rispettati in materia di luogo di lavoro, di rapporti con gli stakeholder e con i fornitori e in materia di tutela dei dati personali.

### Modello Organizzativo 231

Nell'ambito di tale processo il sistema per il controllo interno è stato inoltre implementato attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 aggiornato nel 2020 alle modifiche normative intervenute. Il Modello organizzativo mira ad assicurare la messa a punto di un sistema modulato sulle specifiche esigenze determinate dall'entrata in vigore del D.Lgs. 231/2001, concernente la responsabilità amministrativa delle società per specifiche ipotesi di reati commessi da soggetti apicali o sottoposti. Il Modello Organizzativo si completa con la costituzione di un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello stesso. L'organismo di Vigilanza evidenzia al Consiglio eventuali necessità di aggiornamenti ed integrazioni in relazione all'evoluzione della struttura organizzativa e della normativa di settore.

### Monitoraggio

Per verificare il livello di rispondenza del sistema di controllo interno aziendale, annualmente viene predisposto un Piano di audit che prevede di effettuare tre verifiche su altrettanti processi aziendali. Parallelamente, alla conclusione della *risk analysis*, viene svolta un'attività di *follow up* per verificare la completa realizzazione dei provvedimenti correttivi suggeriti in fase di audit.

## Fattori di rischio normativo

### PROGRAMMA DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CRISI AZIENDALE

#### Informativa sui principali rischi e incertezze

RetiPìù, con il supporto della struttura organizzativa presente in AEB 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 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

Nel corso dell'anno, l'attività economica ha mostrato segni di rallentamento a causa della recrudescenza della pandemia causata dalla diffusione di nuove varianti e dalle crescenti tensioni geopolitiche culminate con la guerra in Ucraina. Quest'ultima, unitamente all'adozione di nuove misure di chiusura per il CoVid-19 adottate in Cina, comprese quelle in alcuni centri di produzione, hanno costituito due potenti freni alla crescita, esercitando pressioni sulle catene di approvvigionamento globali. A ciò si sono aggiunti altri elementi con un impatto rilevante, quali la volatilità dei prezzi delle materie prime e l'inasprimento delle condizioni finanziarie.

Nel complesso, la crescita dell'attività economica a livello globale permane in area positiva: il Fondo Monetario Internazionale prevede infatti una crescita annua del PIL globale pari a +3,2%, inferiore al +6,0% del 2021, evidenziando una differenza tra economie avanzate (+2,4%) e Paesi emergenti (+3,7%). Per l'area Euro l'outlook indica una crescita annua del PIL pari a +3,1% rispetto a +5,2% nel 2021. Spiccano i risultati di Spagna (+4,3%) e Italia (+3,2%), mentre la Germania riporta una crescita pari a +1,5%.

Il 2022 è stato inoltre caratterizzato dal proseguimento e da un'ulteriore accelerazione del fenomeno inflattivo, che a novembre 2022 registra nell'area Euro un valore atteso pari a 9,2% (5,0% a dicembre 2021), con un aumento costante dell'indice fino al mese di ottobre. Si conferma peraltro l'elevata incidenza del contributo all'inflazione portato dal paniere dei beni energetici, che registrano un'inflazione attesa pari a +25,7% su base annua, e dagli alimentari non lavorati, +12,0%.

Per l'Italia, le indicazioni sulla variazione del PIL, elaborate da Istat e Banca d'Italia, convergono su una crescita annua pari a 3,8%-3,9% (3,2% per l'IMF), originata in prevalenza nei trimestri centrali dell'anno, e determinata soprattutto dalla ripresa della domanda interna e in particolare degli investimenti, a fronte di un contributo negativo della domanda estera. Per l'ultimo trimestre si prevede un rallentamento dei consumi delle famiglie, dovuto anche al difficile contesto internazionale, con una prosecuzione della tendenza nel 2023 (crescita annua prevista: +0,4%).

In allineamento alla dinamica osservata nei Paesi dell'area Euro, le stime preliminari dell'Istat per l'indice nazionale dei prezzi al consumo (NIC) definiscono nel mese di dicembre 2022 una variazione positiva attesa pari allo 0,3% su base mensile e all'11,6% su base annua, anche in questo caso trainata dall'andamento dei prezzi energetici (+64,7%) e dagli alimentari (+12,8%).

Il rapporto tra debito pubblico e PIL dovrebbe attestarsi al 145,4%, in calo di 4,9 punti rispetto al 2021 secondo la Nota di Aggiornamento al Documento di Economia e Finanza (NADEF) 2022, pubblicata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

In base ai dati provvisori di ISTAT, migliora il tasso di disoccupazione, che in novembre 2022 registra un valore atteso pari a 7,8% (-1,0% rispetto a fine 2021).

Le prospettive di crescita del PIL in Italia per l'anno prossimo sono sostanzialmente legate all'andamento dell'economia europea. Sono presenti alcuni segnali di possibile inversione del ciclo economico, ascrivibili a due ordini di fattori:

l'aumento dei prezzi dell'energia, dovuto alla politica di ridefinizione delle forniture di gas naturale intrapresa a seguito della guerra in Ucraina e, secondariamente, agli effetti di una stagione estiva eccezionalmente arida, che ha causato una riduzione dell'offerta;

il rialzo dei tassi di interesse deciso dalle Banche Centrali per contrastare gli effetti dell'inflazione. Tale dinamica rende meno probabile la prosecuzione del ciclo di crescita, avendo un impatto depressivo sull'attività economica e sul mercato immobiliare.

Nel medio termine, lo sviluppo dell'economia nazionale sarà definito, oltre che dalle condizioni di contesto, dalla realizzazione degli interventi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che rappresenta lo strumento guida per il riorientamento del sistema economico attraverso una serie di azioni finalizzate ad accelerare l'adozione di nuove tecnologie (digitalizzazione e innovazione del sistema) e porre maggiore attenzione al tema della sostenibilità, sia ambientale (transizione ecologica, mobilità sostenibile), sia sociale (istruzione, inclusione e coesione, salute).

Si tratta di un piano che ha un impatto sui settori nei quali opera il Gruppo, per effetto del quale occorrerà indirizzare il business sempre più verso le linee guida dell'economia circolare e la transizione energetica, in accordo con quanto previsto dal Piano Strategico del Gruppo.

La Società, in considerazione dell'attività esercitata e della struttura patrimoniale e finanziaria, ritiene che non sussistano ad oggi elementi tali da far sorgere dubbi significativi circa la continuità aziendale.

### Rischi strategici

Alla data del 31 dicembre 2022, RetiPìù 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 Srl è legato alla costante evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento che ha effetti sui piani tariffari, 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 di AEB e del 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 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. Con riferimento all'evento pandemico CoVid-19, la società ha provveduto all'integrazione dei Documenti di Valutazione dei Rischi con il documento di valutazione e prevenzione rischio contagio CoVid-19 e i conseguenti protocolli e documenti normativi interni contenenti le prescrizioni gestionali e operative (anche con funzione esimente nell'ambito del Dlgs 231/2001). Tutto il personale è periodicamente aggiornato attraverso comunicazioni contenenti le indicazioni di prevenzione e gestione del rischio contagio CoVid-19 e sensibilizzato sull'impiego degli appositi DPI all'interno dei locali aziendali e durante le attività lavorative, promuovendo il ricorso al lavoro da remoto per determinate professionalità.

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 ISO 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità", ISO 45001 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Lavoro", 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. 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.

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 alla ripresa economica globale, si sono verificate alcune criticità in relazione ai tempi di consegna delle forniture e all'incremento generalizzato dei prezzi. Consapevole di questa mutata realtà, la Società ha posto in essere presidi volti a garantire l'approvvigionamento facendo leva tanto sugli accordi quadro di fornitura stipulati dal Gruppo A2A 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 Srl 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

Nel corso del 2020 sono stati proposti tre ricorsi al giudice amministrativo con i quali è stata impugnata la Delibera del Consiglio Comunale di Seregno n. 17 del 20 aprile 2020 di approvazione del progetto di aggregazione tra il Gruppo AEB ed il Gruppo A2A.

Nel mese di febbraio 2021 il Tar Lombardia-Milano ha depositato le sentenze di accoglimento dei ricorsi.

Deve innanzitutto rilevarsi che le stesse sono intervenute dopo il perfezionamento dell'Operazione di integrazione societaria e industriale tra il Gruppo AEB e il Gruppo A2A, che ha trovato piena attuazione con la definizione di tutti i rapporti in conformità alle previsioni delle parti attraverso un'operazione straordinaria di scissione, che ha comportato l'acquisizione al patrimonio di AEB S.p.A. di elementi patrimoniali provenienti dalla società "Unareti S.p.A.", il cui capitale sociale è interamente detenuto da A2A S.p.A. gli elementi patrimoniali scissi in AEB S.p.A. sono costituiti dai seguenti cespiti:

- il compendio relativo alla distribuzione del gas comprendente circa 79.000 PdR nelle provincie di Bergamo e Milano ("Ramo Distribuzione Gas");
- la partecipazione pari al 100% del capitale sociale di "A2A Illuminazione Pubblica Srl"

Contestualmente, AEB S.p.A. ha conferito il Ramo Distribuzione Gas a RetiPiù Srl

AEB S.p.A. ha proposto ricorso innanzi al Consiglio di Stato avverso le tre sentenze del TAR.

Il Giudice del gravame, con decisioni inaspettate, che smentiscono le motivazioni assunte dallo stesso giudice in sede di accoglimento degli appelli cautelari a suo tempo proposti da AEB S.p.A., ha respinto i ricorsi.

AEB S.p.A. ha promosso giudizi di revocazione e proposto ricorsi in Cassazione avverso le sentenze del Consiglio di Stato.

Nel frattempo, AEB S.p.A. ha acquisito parere pro veritate circa gli eventuali effetti delle summenzionate sentenze sull'operazione di aggregazione medio tempore perfezionatasi, reso dai Professori Avv. Luigi Arturo Bianchi e Giovanni Strampelli, rispettivamente ordinario e associato di diritto commerciale presso l'Università Luigi Bocconi.

Il parere conclude che le sentenze pronunciate dal Consiglio di Stato e l'annullamento della deliberazione n. 17 del 20 aprile 2020 del Consiglio Comunale di Seregno, con la quale è stata approvata l'Operazione di aggregazione con il Gruppo A2A, non incidono sulla validità della scissione tra Unareti S.p.A. e AEB S.p.A., divenuta efficace il 1° novembre 2020, nonché più in generale sugli effetti della complessiva operazione di aggregazione.

Nel corso del 2022 A2A, AEB e gli operatori economici che hanno instaurato due dei tre contenziosi generati dall'impugnazione della Delibera del Consiglio Comune di Seregno, hanno definito in via transattiva le relative vertenze, con rinuncia all'azione.

## 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 2022 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 2022 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

RetiPiù 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.

RetiPiù 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 RetiPiù 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, RetiPiù 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 RetiPìù 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.

RetiPìù Srl, quindi, persegue una strategia di sviluppo finalizzata alla creazione di valore, basata sulla crescita interna ed esterna, cercando di massimizzare l'efficientamento 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 tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali per circa 56 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 2023, RetiPìù Srl prevede un incremento degli investimenti riconducibile al mantenimento e allo sviluppo delle reti, al 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, 9 febbraio 2023

Il Direttore Generale  
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente  
Mauro Ballabio

## **Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari**

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro		
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2022	31.12.2021	Variazione
	<b>Attività non correnti</b>			
1	Immobili, impianti e macchinari	30.699.181	31.775.657 -	1.076.476
	di cui Immobili IFRS 16 - ROU	3.989.786	4.333.631 -	343.845
	di cui automezzi IFRS 16- ROU	117.461	151.354 -	33.893
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-	-
3	Altre attività immateriali	225.318.691	221.448.784	3.869.907
4	Partecipazioni	-	-	-
	<b>Altre attività finanziarie non correnti</b>			
5	Altre attività non correnti	1.007.673	816.474	191.199
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	10.455.301	10.403.474	51.827
5bis	Attività non correnti disponibili per la vendita			-
	<b>Totale Attività non correnti</b>	<b>267.480.846</b>	<b>264.444.389</b>	<b>3.036.457</b>
	<b>Attività correnti</b>			
6	Rimanenze	2.429.883	3.772.160 -	1.342.277
7	Crediti commerciali	4.500.649	11.476.558 -	6.975.909
8	Crediti per imposte	1.870.977	64.770	1.806.207
9	Altre attività correnti	27.370.816	3.767.280	23.603.536
10	Altre attività finanziarie correnti	5.336.228	1.530.118	3.806.110
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.616	1.600.749 -	1.597.133
	<b>Totale Attività correnti</b>	<b>41.512.169</b>	<b>22.211.635</b>	<b>19.300.534</b>
	<b>Totale Attivo</b>	<b>308.993.015</b>	<b>286.656.024</b>	<b>22.336.991</b>
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2022	31.12.2021	Variazione
12	<b>Patrimonio netto</b>			
	Capitale Sociale	110.000.000	110.000.000	-
	Riserve	119.433.025	118.216.847	1.216.178
	Utile (perdita) dell'esercizio	7.354.657	15.088.287 -	7.733.630
	<b>Totale Patrimonio netto</b>	<b>236.787.682</b>	<b>243.305.134 -</b>	<b>6.517.452</b>
	<b>Passività non correnti</b>			
13	Finanziamenti	18.305.206	5.833.556	12.471.650
14	Altre passività non correnti	631.060	628.904	2.156
15	Fondi per benefici a dipendenti	683.145	838.420 -	155.275
16	Fondi per rischi ed oneri	5.638.407	5.699.709 -	61.302
17	Fondo Imposte differite passive	11.751.032	12.670.969 -	919.937
	<b>Totale Passività non correnti</b>	<b>37.008.850</b>	<b>25.671.558</b>	<b>11.337.292</b>
	<b>Passività correnti</b>			
13	Finanziamenti	1.453.151	1.853.707 -	400.556
18	Debiti Commerciali	30.364.991	10.825.342	19.539.649
19	Debiti per imposte	536.831	2.566.167 -	2.029.336
20	Altri debiti	2.841.510	2.434.116	407.394
	<b>Totale Passività correnti</b>	<b>35.196.483</b>	<b>17.679.332</b>	<b>17.517.151</b>
	<b>Totale Patrimonio netto e passività</b>	<b>308.993.015</b>	<b>286.656.024</b>	<b>22.336.991</b>

Conto economico complessivo		Valori espressi in euro		
Rif. Nota		31.12.2022	31.12.2021	Variazione
<b>Ricavi delle vendite</b>				
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	41.681.972	48.754.921 -	7.072.949
21a	Variazione dei lavori in corso			-
22	Altri ricavi e proventi	1.889.277	1.412.452	476.825
<b>Totale Ricavi delle vendite</b>		<b>43.571.249</b>	<b>50.167.373 -</b>	<b>6.596.124</b>
<b>Costi operativi</b>				
23	Acquisti	- 5.888.236 -	10.469.494 -	4.581.258
24	Variazione delle rimanenze	364.193	321.149 -	43.044
25	Servizi	- 25.959.014 -	20.724.574	5.234.440
26	Costi per il personale	- 7.103.626 -	7.413.365 -	309.739
27	Altri costi operativi	- 2.095.963 -	1.131.731	964.232
28	Costi per lavori interni capitalizzati	22.496.201	15.956.480 -	6.539.721
<b>Totale costi operativi</b>		<b>- 18.186.445 -</b>	<b>23.461.535 -</b>	<b>5.275.090</b>
<b>Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)</b>		<b>25.384.804</b>	<b>26.705.838 -</b>	<b>1.321.034</b>
<b>Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti</b>				
29	Ammortamenti e svalutazioni	- 15.407.928 -	17.438.754 -	2.030.826
30	Accantonamenti	- -	208.334 -	208.334
31	Ricavi e costi non ricorrenti	39.277	- -	39.277
<b>Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti</b>		<b>- 15.368.651 -</b>	<b>17.647.088 -</b>	<b>2.278.437</b>
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>		<b>10.016.153</b>	<b>9.058.750</b>	<b>957.403</b>
<b>Gestione finanziaria</b>				
32	Proventi da partecipazioni			-
32	Proventi finanziari	12.919	3.848	9.071
32	Oneri finanziari	- 201.130 -	205.970 -	4.840
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio			-
<b>Totale gestione finanziaria</b>		<b>- 188.211 -</b>	<b>202.122</b>	<b>13.911</b>
33	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-	-
<b>Risultato ante imposte</b>		<b>9.827.942</b>	<b>8.856.628</b>	<b>971.314</b>
34	Imposte	- 2.473.285	6.231.659	8.704.944
35	Adeguamento fiscalità differita			-
<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>		<b>7.354.657</b>	<b>15.088.287 -</b>	<b>7.733.630</b>
Componenti del conto economico complessivo		127.891	19.408	108.483
<b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>		<b>7.482.548</b>	<b>15.107.695 -</b>	<b>7.625.147</b>

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)	31.12.2021	31.12.2020
<b>A) Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)</b>		
<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>	<b>7.354.657</b>	<b>15.088.287</b>
Imposte sul reddito	2.473.285	-6.231.659
Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	188.211	202.122
(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	1.170.133	344.838
<b>1 Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,</b>	<b>11.186.286</b>	<b>9.403.588</b>
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>		
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	8.300	208.334
Ammortamento delle immobilizzazioni	15.407.928	15.388.754
Svalutazione crediti		
Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali		2.050.000
Altre rettifiche per elementi non monetari	-804.596	-11.123.036
<b>Totale rettifiche per elementi non monetari</b>	<b>14.611.632</b>	<b>6.524.053</b>
<b>2 Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN</b>	<b>25.797.918</b>	<b>15.927.641</b>
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
Decremento/(incremento) delle rimanenze	1.342.277	-2.849.640
Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	6.975.909	825.392
Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	19.539.649	1.970.401
Altre variazioni del capitale circolante netto	-23.787.896	19.341.204
<b>Totale variazioni del capitale circolante netto</b>	<b>4.069.939</b>	<b>19.287.357</b>
<b>3 Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN</b>	<b>29.867.857</b>	<b>35.214.998</b>
<i>Altre rettifiche</i>		
Interessi incassati/(pagati)	-13.597	-94.041
Imposte sul reddito (pagate)/incassate	-5.297.943	-128.735
Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	-69.602	-206.533
<b>Totale altre rettifiche</b>	<b>-5.381.142</b>	<b>-429.310</b>
<b>Flusso finanziario della gestione reddituale (A)</b>	<b>24.486.715</b>	<b>34.785.688</b>
<b>B) Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento</b>		
<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
(Investimenti)	-2.913.663	-5.238.945
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
(Investimenti)	-20.076.407	-13.549.713
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
<i>Altre finanziarie</i>		
(Investimenti)		
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
Altre attività e passività non correnti	-189.043	716.966
<b>Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)</b>	<b>-23.179.113</b>	<b>-18.071.691</b>
<b>C) Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento</b>		
<i>Mezzi di terzi</i>		
Accensione finanziamenti	14.000.000	
Rimborso finanziamenti verso banche	-1.314.142	-2.052.531
Incremento/(decremento) debiti verso banche		-108.081
Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	-624.483	-299.668
Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori	0	
Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	-3.806.110	-9.042.144
<i>Mezzi propri</i>		
Pagamento dividendi	-14.000.000	-5.210.931
<b>Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)</b>	<b>-5.744.735</b>	<b>-16.713.355</b>
<b>D) Operazione straordinaria di conferimento</b>		
Impianti illuminazione pubblica	2.841.996	
Altri debiti/crediti	-1.996	
<b>Flusso finanziario operazione straordinaria di conferimento (D)</b>	<b>2.840.000</b>	<b>0</b>
<b>Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C +/-) D)</b>	<b>-1.597.133</b>	<b>642</b>
<i>Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio</i>		
	<b>3.616</b>	<b>1.600.749</b>
Denaro e valori in cassa	<b>1.974</b>	<b>1.149</b>
Depositi bancari e postali	<b>1.642</b>	<b>1.599.600</b>
<b>Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio</b>	<b>1.600.749</b>	<b>1.600.108</b>
Denaro e valori in cassa	<b>1.149</b>	<b>1.231</b>
Depositi bancari e postali	<b>1.599.600</b>	<b>1.598.876</b>

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Altre riserve	Riserve IFRS/IAS	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile del periodo	Totale PN
<b>Patrimonio Netto al 31.12.2019</b>	<b>82.550.608</b>	<b>47.242.198</b>	<b>2.545.351</b>	<b>15.958.630</b>	<b>422.604</b>	<b>8.241.891</b>	<b>4.608.379</b>	<b>161.569.661</b>
Destinazione risultato esercizio 2019	-	-	230.419	2.377.960	-	-	- 4.608.379	- 2.000.000
Applicazione IAS 19	-	-	-	-	- 97.581	110.785	-	13.204
Liquidazione partecipazione	- 52.539	- 47.159	-	-	-	-	-	- 99.698
Conferimento AEB ramo Unareti	27.501.931	40.187.539	-	-	-	-	-	67.689.470
Risultato dell'esercizio 2020	-	-	-	-	-	-	5.485.191	5.485.191
<b>Patrimonio Netto al 31.12.2020</b>	<b>110.000.000</b>	<b>87.382.578</b>	<b>2.775.770</b>	<b>18.336.590</b>	<b>325.023</b>	<b>8.352.676</b>	<b>5.485.191</b>	<b>232.657.828</b>
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
<b>Patrimonio Netto al 31.12.2021</b>	<b>110.000.000</b>	<b>87.382.578</b>	<b>3.050.030</b>	<b>19.087.132</b>	<b>344.431</b>	<b>8.352.676</b>	<b>15.088.287</b>	<b>243.305.134</b>
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
<b>Patrimonio Netto al 31.12.2022</b>	<b>110.000.000</b>	<b>87.382.578</b>	<b>3.804.444</b>	<b>19.421.005</b>	<b>472.322</b>	<b>8.352.676</b>	<b>7.354.657</b>	<b>236.787.682</b>

## Note Esplicative

## Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 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 2021. Di seguito si riporta una descrizione dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni da adottare dal 1° gennaio 2022 che tuttavia non hanno avuto impatto sul bilancio della società.

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2022" sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore da tale data e quindi applicati per la prima volta nel presente Bilancio, che tuttavia non hanno avuto impatto sul bilancio della società.

Nei paragrafi a seguire, "Principi contabili, interpretazioni ed emendamenti IFRS omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata" e "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea", vengono invece dettagliati, nel primo, i principi contabili ed interpretazioni già omologati dall'Unione Europea, aventi data di entrata in vigore successiva al 1° gennaio 2022 (eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi), ovvero la cui applicazione è ammessa in via anticipata, nel secondo, si riporta l'elenco dei documenti emessi dallo IASB per i quali alla data del 30 novembre 2022 non si è ancora concluso l'iter di omologazione da parte dell'Unione Europea.

#### **PRINCIPI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICABILI DAL 1° GENNAIO 2022**

- **Modifiche all'IFRS 3 (Riferimento al quadro concettuale)**

Le modifiche apportate all'IFRS 3 sono state effettuate al fine di i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile, ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi assunti nell'ambito di un'operazione di business combination, iii) esplicitare il fatto che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination. In particolare, viene stabilito che alla data di acquisizione, l'acquirente deve rilevare, separatamente dall'avviamento, le attività acquisite e le passività assunte identificabili e qualsiasi partecipazione di minoranza nell'acquisita.

- **Modifiche allo IAS 16 (Immobili, impianti e macchinari – Proventi prima dell'uso previsto)**

Attraverso l'introduzione di tale modifica non sarà più concesso detrarre dal costo di immobili, impianti e macchinari gli importi ricevuti dalla vendita di articoli prodotti prima che gli stessi siano utilizzabili per l'uso previsto. Si provvederà quindi a riconoscere tali proventi di vendita, ovvero qualsiasi costo correlato a conto economico.

- **Modifiche allo IAS 37 (Contratti onerosi – Costi necessari all'adempimento di un contratto)**

Tali modifiche hanno riguardato essenzialmente gli elementi da considerare al fine di valutare l'onerosità di un contratto. A tale fine, si segnala che, a seguito dell'introduzione di questa modifica, un contratto si definisce oneroso quando i costi non discrezionali necessari per l'adempimento delle obbligazioni assunte superano i benefici economici che si suppone si otterranno dallo stesso contratto. I costi non discrezionali previsti da un contratto riflettono il costo netto minimo di risoluzione del contratto, vale a dire il minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza.

- **Miglioramenti agli IFRS (ciclo 2018-2020) [Modifiche all'IFRS 1, all'IFRS 9, all'IFRS 16 e allo IAS 41]**

Tali miglioramenti hanno permesso sia di semplificare taluni processi sia di chiarire alcuni dubbi pratici posti dagli utilizzatori. Infatti, gli emendamenti non hanno apportato modifiche sostanziali circa le modalità di rilevazione e valutazione rispetto a quelle già previste dai principi contabili emendati.

**PRINCIPI CONTABILI, INTERPRETAZIONI ED EMENDAMENTI IFRS OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA, NON ANCORA OBBLIGATORIAMENTE APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA**

- **Modifiche allo IAS 8 (Definizione di stime contabili) e allo IAS 1 (Informativa sui principi contabili)**

Tali modifiche sono volte ad implementare e a migliorare la disclosure in merito alle accounting policy così da fornire informazioni più utili / dettagliate agli investitori ed agli ulteriori utilizzatori primari del bilancio, nonché ad aiutare le società a distinguere i cambiamenti nelle stime contabili dai cambiamenti di accounting policy. Tali variazioni si applicheranno dal 1° gennaio 2023.

- **Modifiche allo IAS 12 (Imposte differite relative ad attività e passività derivanti da un'unica operazione)**

Il documento chiarisce in che modo le imprese debbano procedere con la contabilizzazione delle imposte differite su operazioni quali leasing e obbligazioni di smartellamento e mirano a ridurre la diversità nell'iscrizione in bilancio di attività e passività fiscali differite su leasing e contratti di smartellamento. Le modifiche si applicheranno, così come quelle di cui al punto precedente, dal 1° gennaio 2023.

**PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA**

- **Amendments to IAS 1 (Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current)**

Il documento si pone l'obiettivo di chiarire la classificazione dei debiti e delle altre passività a breve o lungo termine. Non è stata ancora prevista la data di omologazione da parte dell'Unione Europea.

- **IFRS 14 (Regulatory deferral accounts)**

In data 30 gennaio 2014 lo IASB ha pubblicato l'IFRS 14 "Regulatory deferral accounts". Nello specifico, l'IFRS 14 consente solo a coloro che adottano gli IFRS per la prima volta di continuare a rilevare gli importi relativi alla rate regulation secondo i precedenti principi contabili adottati. Al fine di migliorare la comparabilità con le entità che già applicano gli IFRS e che non rilevano tali importi, lo Standard richiede che l'effetto della rate regulation debba essere presentato separatamente dalle altre voci.

Il processo di omologazione è stato sospeso dall'Unione Europea in attesa del nuovo principio contabile afferente i "rate-regulated activities".

- **Amendments to IFRS 16 (Lease liability in a sale and lease back)**

Il 22 settembre 2022 lo IASB ha approvato gli emendamenti all'IFRS 16 "Lease liability in a sale and leaseback". In un'operazione di sale and leaseback, il venditore-locatario rileva solo l'importo di utile o perdita che si riferisce ai diritti trasferiti all'acquirente-locatore. La valutazione iniziale della passività per leasing derivante da un'operazione di vendita e retrolocazione (leaseback) è il risultato di come il venditore-locatario misura l'attività per il diritto d'uso e l'utile o la perdita rilevati alla data dell'operazione. Non è stata ancora prevista la data di omologazione da parte dell'Unione Europea.

## Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020 sono di seguito riportati:

### Immobili, impianti e macchinari

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.

RetiPù non ha beni in leasing.

### Altre attività 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 RetiPiù 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.

### 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 sopracitate 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 2022 – 2031, 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 2022 e la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti e non ancora fatturati al 31 dicembre 2022, 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. Immobili, Impianti e Macchinari

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

Nel corso del 2022 gli incrementi di immobilizzazioni sono stati pari a 2,3 milioni di euro, gli ammortamenti e dismissioni pari -3,3 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
<b>Costo</b>				
<b>Al 1° gennaio 2021</b>	<b>53.127</b>	<b>4.402</b>	<b>128</b>	<b>57.657</b>
Incrementi	4.109	178	948	5.235
Dismissioni	(1.089)	(1.346)	(7)	(2.442)
Giroconti	29	-	(111)	(82)
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>56.176</b>	<b>3.234</b>	<b>958</b>	<b>60.368</b>
Incrementi	2.156	92	25	2.273
Dismissioni	(429)	(82)		(511)
Giroconti	90		(958)	(868)
<b>Al 31 dicembre 2022</b>	<b>57.993</b>	<b>3.245</b>	<b>25</b>	<b>61.263</b>
<b>Ammortamenti accumulati</b>				
<b>Al 1° gennaio 2021</b>	<b>24.803</b>	<b>3.351</b>	-	<b>28.154</b>
Ammortamenti dell'anno	1.797	277	-	2.074
Dismissioni	(1.041)	(1.091)	-	(2.132)
Variazioni Fondo svalutazione	496			496
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>26.055</b>	<b>2.537</b>	-	<b>28.592</b>
Ammortamenti dell'anno	2.021	205		2.226
Dismissioni	(234)	(17)		(251)
Variazioni Fondo svalutazione	(5)			(5)
<b>Al 31 dicembre 2022</b>	<b>27.837</b>	<b>2.726</b>	-	<b>30.563</b>
<b>Valore contabile</b>				
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>30.121</b>	<b>697</b>	<b>958</b>	<b>31.776</b>
<b>Al 31 dicembre 2022</b>	<b>30.156</b>	<b>519</b>	<b>25</b>	<b>30.700</b>

La Società ha effettuato un Impairment Test sulle attività materiali ed immateriali. Il test condotto a fine esercizio non ha evidenziato la necessità di operare svalutazioni sul valore iscritto in bilancio relativamente alle due CGU. Il test è stato svolto sulla base del business plan 2023-2030 approvato il 30 novembre 2022 dal Consiglio di Amministrazione della controllante AEB S.p.A..

Di seguito si riporta la tabella in cui vengono specificati i tassi di attualizzazione utilizzati con riferimento all'orizzonte temporale 2023-2030:

CGU	Valore recuperabile	WACC 2022 post tax	g factor
Reti gas	Valore d'uso	5,2%	0%
Reti elettriche	Valore d'uso	4,9%	0%

Con riferimento alle CGU l'analisi condotta ha permesso di giungere alla stima del valore recuperabile al 31 dicembre 2022 calcolato con il metodo finanziario. In particolare, l'analisi in merito al mantenimento del valore delle CGU è stata effettuata nel modo seguente:

- per la CGU "Distribuzione Gas" l'analisi è stata condotta confrontando il valore recuperabile per il solo scenario a vita utile definita;
- per la "Distribuzione elettrica" è stata condotta confrontando il valore recuperabile determinato come media equponderata dei valori d'uso dello scenario a vita utile definita (coerente con la durata media delle concessioni in essere) e dello scenario a vita utile indefinita.

## 2. Avviamento e altre attività a vita non definita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2022.

## 3. Altre attività immateriali

Nel 2022 gli incrementi di immobilizzazioni sono stati pari a 20,1 milioni di euro, gli ammortamenti e dismissioni pari a -16,2 milioni di euro come da tabella sotto riportata.

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
<b>Costo</b>						
<b>Al 1° gennaio 2021</b>	<b>10.947</b>	<b>2</b>	<b>352.948</b>	<b>3.819</b>	-	<b>367.716</b>
Incrementi	1.261	-	12.425	27	42	13.755
Dismissioni	(2.846)	-	(3.104)	-	-	(5.950)
Giroconti	-	-	29	53	-	82
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>9.362</b>	<b>2</b>	<b>362.298</b>	<b>3.899</b>	<b>42</b>	<b>375.603</b>
Incrementi	707	-	19.284	80	4	20.076
Dismissioni	(23)	-	(8.013)	-	-	(8.036)
Giroconti	14	-	896	-	(42)	868
<b>Al 31 dicembre 2022</b>	<b>10.061</b>	<b>2</b>	<b>374.465</b>	<b>3.979</b>	<b>4</b>	<b>388.511</b>
<b>Ammortamenti accumulati</b>						
<b>Al 1° gennaio 2021</b>	<b>8.702</b>	<b>1</b>	<b>132.961</b>	<b>2.148</b>	-	<b>143.812</b>
Ammortamenti dell'anno	733	-	12.036	546	-	13.315
Dismissioni	(1.859)	-	(1.490)	-	-	(3.349)
Variazioni Fondo svalutazione	-	-	377	-	-	377
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>7.576</b>	<b>1</b>	<b>143.884</b>	<b>2.694</b>	-	<b>154.155</b>
Ammortamenti dell'anno	612	0	12.018	551	-	13.181
Dismissioni	(6)	-	(2.489)	-	-	(2.495)
Variazioni Fondo svalutazione	-	-	(1.648)	-	-	(1.648)
<b>Al 31 dicembre 2022</b>	<b>8.183</b>	<b>1</b>	<b>151.765</b>	<b>3.245</b>	-	<b>163.193</b>
<b>Valore contabile</b>						
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>1.786</b>	<b>1</b>	<b>218.414</b>	<b>1.205</b>	<b>42</b>	<b>221.448</b>
<b>Al 31 dicembre 2022</b>	<b>1.878</b>	<b>1</b>	<b>222.700</b>	<b>735</b>	<b>4</b>	<b>225.318</b>

## 4. Partecipazioni

RetiPiu' Srl non è titolare di partecipazione.

## 5. Altre attività non correnti

La voce "Depositi Cauzionali" riguarda i depositi versati per utenze varie. Gli "Altri crediti non correnti" sono crediti verso il personale per prestiti. Nella voce non sono previsti prestiti verso parti correlate. 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, manutenzioni triennali ed imposta sostitutiva su mutui. I crediti per imposte 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; alla quota del credito di imposta per gli investimenti in beni strumentali scadente oltre l'esercizio.

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Depositi cauzionali	251	268	-17
Altri crediti non correnti	9	3	6
Ratei e risconti attivi	27	39	-12
Crediti per imposte	720	507	213
<b>Totale altre attività non correnti</b>	<b>1007</b>	<b>817</b>	<b>190</b>

## 6. Rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.598	1.234	364
Lavori in corso su ordinazione	9	9	-
Rimanenze TEE	822	2.529	1.707
<b>Totale rimanenze</b>	<b>2.429</b>	<b>3.772</b>	<b>1.343</b>

Le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e alla manutenzione degli impianti.

La voce "Rimanenze TEE" rappresenta al 31 dicembre 2022 la quantità di TEE e non annullati entro la fine dell'anno.

## 7. 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)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti verso clienti	310	3.173	-2.863
Fatture da emettere verso clienti	2.187	2.663	-476
<b>Totale lordo</b>	<b>2.497</b>	<b>5.836</b>	<b>-3.339</b>
Fondo svalutazione crediti	-759	-759	0
<b>Totale netto</b>	<b>1.738</b>	<b>5.077</b>	<b>-3.339</b>
Crediti verso imprese controllanti	10	14	-4
Crediti verso imprese consociate	2.753	6.386	-3.633
<b>Totale crediti commerciali</b>	<b>4.501</b>	<b>11.477</b>	<b>-6.976</b>

La riduzione dei crediti commerciali è dovuta agli interventi normativi, volti a limitare gli aumenti per la clientela finale dei costi di energia e gas, il c.d. "Caro bollette". Gli interventi hanno comportato l'azzeramento degli oneri di sistema e l'incremento del bonus sociale gas e luce, in particolare nell'ultimo trimestre.

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.

Nel corso dell'esercizio il fondo svalutazione crediti non ha subito movimentazione:

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2021	759
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	
Accantonamenti dell'esercizio	-
<b>Fondo al 31 dicembre 2022</b>	<b>759</b>

Si riporta di seguito il dettaglio dello scaduto:

Schema giorni	Totale
Correnti a scadere	59
Scaduti fino a 30 gg	8
Scaduti da 31 a 180 gg	3
Scaduti da 181 a 365 gg	89
Scaduti oltre 365 gg	151
<b>Totale</b>	<b>310</b>

## 8. Crediti per imposte

I crediti per imposte sono prevalentemente composti da:

- Credito Iva per 1.486 mila euro dovuto agli interventi normativi, che soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno modificato la struttura delle componenti;
- Credito di imposta per gli investimenti in beni strumentali utilizzabile entro il prossimo esercizio per euro 214 mila euro.

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti da consolidato fiscale	149		149
Credito IVA	1.486		1.486
Altri crediti tributari	22	29	-7
Credito di imposta	214	36	178
<b>Totale crediti per imposte</b>	<b>1.871</b>	<b>65</b>	<b>1.806</b>

## 9. Altre attività correnti

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

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti diversi	27.213	3.399	23.814
Ratei e risconti attivi	158	368	-210
<b>Totale altre attività correnti</b>	<b>27.371</b>	<b>3.767</b>	<b>23.604</b>

La voce "Crediti diversi" è così dettagliata:

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti v/o CSEA	26.714	2.879	23.835
Crediti verso il personale	12	15	-3
Crediti v/Comune	470	470	0
Altri crediti	17	35	-18
<b>Totale crediti diversi</b>	<b>27.213</b>	<b>3.399</b>	<b>23.814</b>

I crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali sono così dettagliati: dai crediti per bonus gas ed energia 12.142 mila euro (l'anno precedente 799 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default 438 mila euro (410 mila euro), crediti per componente commercializzazione 8.152 mila euro (l'anno precedente 414 mila euro), crediti per perequazione 3.589 mila euro, crediti per componenti elettriche 496 mila euro e 1.894 mila euro per altri crediti. L'incremento è dovuto agli interventi normativi, volti a limitare gli aumenti per la clientela finale dei costi di energia e gas, il c.d. "Caro bollette". Gli interventi hanno comportato l'azzeramento degli oneri di sistema e l'incremento del bonus sociale gas e luce a tutela delle categorie sociali più deboli.

La voce comprende inoltre crediti v/Comuni per 470 mila euro relativi ai 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, crediti diversi per 17 mila euro e crediti verso il personale per 15 mila euro per prestiti concessi e scadenti entro l'esercizio.

La voce "Ratei e risconti attivi" è così composta:

- 26 mila euro per canoni affitti;
- 57 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora concluse al 31 dicembre 2022;
- 50 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti;
- 26 mila euro per altri costi di competenza dell'anno successivo.

## 10. Altre attività finanziarie correnti

La voce altre attività finanziarie è relativa al credito vantato da RetiPiu' Srl nei Confronti della Controllante AEB per il contratto di tesoreria accentrata che prevede il trasferimento giornaliero dei saldi bancari.

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti per tesoreria accentrata con AEB	5.336	1.530	3.806
<b>Totale altre attività finanziarie correnti</b>	<b>5.336</b>	<b>1.530</b>	<b>3.806</b>

## 11. Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, ammontano a 4 mila euro; alla fine del periodo precedente la voce ammontava a 1.601 mila euro. Durante l'anno sono stati chiusi alcuni conti correnti e mantenuta l'operatività esclusivamente sul conto di tesoreria accentrata.

## 12. Patrimonio netto

(migliaia di euro)	Importo	Disponibilità Distribuibilità	Importo disponibile	Importo distribuibile	Utilizzazione degli ultimi tre esercizi	
					per copertura perdite	per altre ragioni
<b>Capitale Sociale</b>	110.000					
<b>Riserve di capitale</b>						
Riserva da sovrapprezzo	87.383	A,B,C	87.383	69.187		
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827		
Riserva da cessione	751	A,B,C	751	751		
<b>Riserve di utili</b>						
Riserva legale	3.804	B	3.804	-		
Riserva straordinaria	17.843	A,B,C	17.843	17.843		
Utili/perdite a nuovo	8.353	A,B,C	8.353	8.353		
<b>Riserve IAS</b>						
Riserva da FTA	423	B	423	-		
Riserva IAS 19	49		49			
<b>TOTALI</b>	<b>229.433</b>		<b>119.433</b>	<b>96.961</b>		

**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.

La Riserva da sovrapprezzo non è distribuibile, ai sensi dell'art. 2431, per 18.196 mila euro, ossia per la quota necessaria affinché la riserva legale raggiunga il quinto del capitale sociale.

Nell'anno 2021 la Società ha proceduto al riallineamento del 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 ad 30.701.679 euro.

## 13. Finanziamenti

(migliaia di euro)	31/12/2022		31/12/2021	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Debiti verso banche	875	332	1.314	1.198
Debiti verso altri finanziatori	314		307	314

Debiti verso altri finanziatori IFRS 16	241	3.973	233	4.322
Debiti verso controllanti	23	14.000	0	0
<b>Totale finanziamenti</b>	<b>1.453</b>	<b>18.305</b>	<b>1.854</b>	<b>5.834</b>

La voce "Debiti verso banche" è così composta:

- mutuo chirografario sottoscritto nel 2009 (durata 15 anni) per 3,5 milioni di euro utilizzato per l'acquisto di circa 25.000 contatori elettronici in sostituzione dell'intero parco contatori elettrici gestito, del sistema di telegestione e per le necessarie attività di installazione. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 303 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 177 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- mutuo chirografario sottoscritto nel 2011 (durata 12 anni) per 3,6 milioni di euro al fine di riscattare gli impianti di Triuggio e Albiate, territori gestiti a partire dal 01/01/2012. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 346 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 524 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- mutuo chirografario sottoscritto nel 2012 (durata 10 anni) per 4 milioni di euro finalizzato all'acquisizione degli impianti di Lentate sul Seveso, Carugo e Arosio, territori gestiti a partire dal 01/01/2013. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 216 mila euro entro i prossimi dodici mesi;
- il rateo degli interessi di competenza del periodo ma che verranno liquidati nel corso del 2023.

Erogazione	Istituto di credito	Importo originari	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni
2009	Banca Popolare di Sondrio	3.500	303	155	
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	346	177	
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	216		
<b>Totale Finanziamenti a M/L chirografari verso banche</b>		<b>11.100</b>	<b>865</b>	<b>332</b>	

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	4.097	207	868	3.022
Debiti per diritti d'uso autoveicoli	118	34	72	12
<b>Totale IFRS16</b>	<b>4.215</b>	<b>241</b>	<b>940</b>	<b>3.034</b>

Il debito verso la controllante A2A, finalizzato a sostenere il piano investimenti di RetiPiù in coerenza con il piano industriale approvato da tale società in data 30 novembre 2022, ha un'unica rata liquidabile alla scadenza, ovvero 22 dicembre 2025. Gli interessi verranno liquidati semestralmente.

#### 14. Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Depositi cauzionali passivi	612	607	5
Ratei e risconti passivi	19	22	-3
<b>Totale Altre passività non correnti</b>	<b>631</b>	<b>629</b>	<b>2</b>

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.

## 15. Fondi per benefici a dipendenti

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
<b>Fondo TFR OIC 01 gennaio</b>	<b>743</b>	<b>1.128</b>	-385
Oneri finanziari	67	35	32
Pagamenti effettuati	-57	-348	291
Cessione ramo ad A2A illuminazione	-34		-34
Cessione ramo ad AEB	0	-72	72
<b>Fondo TFR OIC 31 dicembre</b>	<b>719</b>	<b>743</b>	<b>-24</b>
Adeguamento IFRS 19	-36	95	-131
<b>Passività al 31 dicembre</b>	<b>683</b>	<b>838</b>	<b>-179</b>

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	31/12/2022	31/12/2021
Tasso di attualizzazione	3,57	0,44
Tasso di infrazione annuo	2,30	1,75

## 16. Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
<b>Totale fondo rischi e oneri</b>	<b>5.638</b>	<b>5.700</b>	<b>-62</b>

La società ha iscritto al 31 dicembre 2022 fondi rischi così dettagliati:

Descrizione	Saldo al 31/12/2021	Utilizzo	giroconto	rilascio	Acc.to	Saldo al 31/12/2022
Contenzioso canone ricognitorio	157.800					157.800
Oneri per il personale	45.479	8.062				37.417
Rischi normativi e perequazione anni precedenti	1.182.282	61.541				1.120.741
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
Altri rischi e oneri	161.169				7.191	168.360
<b>TOTALE</b>	<b>5.700.819</b>	<b>69.603</b>			<b>7.191</b>	<b>5.638.407</b>

## 17. Fondo imposte differite

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021
Imposte differite attive	10.455	10.403
Imposte differite passive	-11.751	-12.671
<b>Posizione netta</b>	<b>-1.296</b>	<b>-2.268</b>

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

Crediti per imposte anticipate (migliaia di euro)	31/12/2022				31/12/2021			
	Imp.le	IRES	IRAP	Totale	Imp.le	IRES	IRAP	Totale
Svalutazione crediti	466	112		112	466	112	-	112
Rischi/svalutazione immobilizzazioni	8.845	2.123	444	2.567	10.563	2.535	444	2.979
Ammortamenti	30.992	7.438	202	7.640	28.991	6.958	209	7.167
Premi amministratori e personale	428	103		103	457	109		109
Fondo mensilità aggiuntive	45	11		11	45	11		11
Compensi Cda non pagati nell'anno				0	12	3		3
<b>1' TOTALE</b>	<b>40.776</b>	<b>9.787</b>	<b>646</b>	<b>10.433</b>	<b>40.534</b>	<b>9.728</b>	<b>653</b>	<b>10.381</b>
TFR IAS 19	95	22		22	95	22		22
<b>Totale crediti per imposte anticipate</b>	<b>40.871</b>	<b>9.809</b>	<b>646</b>	<b>10.455</b>	<b>40.629</b>	<b>9.750</b>	<b>653</b>	<b>10.403</b>

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 (migliaia di euro)	31/12/2022				31/12/2021			
	Imp.le	IRES	IRAP	Totale	Imp.le	IRES	IRAP	Totale
Plusvalori su beni conferiti Ex Unareti	41.788	10.030	1.700	11.730	45.066	10.816	1.834	12.650
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3	21	76	18	3	21
<b>Totale crediti per imposte anticipate</b>	<b>41.864</b>	<b>10.048</b>	<b>1.703</b>	<b>11.751</b>	<b>45.142</b>	<b>10.834</b>	<b>1.837</b>	<b>12.671</b>

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 proveniente da Unareti Spa, avvenuto il 1° novembre 2020.

## 18. Debiti commerciali

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Debiti verso fornitori	6.116	5.463	653
Acconti a fornitori	-309		-309
Debiti per fatture da ricevere	3.787	3.842	-55
<b>Totale Fornitori</b>	<b>9.594</b>	<b>9.305</b>	<b>289</b>
Debiti verso Imprese controllanti	605	1.251	-646
Debiti verso Imprese consociate	982	269	713
<b>Totale Fornitori intercompany</b>	<b>1.587</b>	<b>1.520</b>	<b>67</b>
Debiti verso clienti	9.911		
Debiti verso clienti intercompany	9.272		
<b>Totale debiti verso clienti</b>	<b>19.183</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale debiti commerciali</b>	<b>30.364</b>	<b>10.825</b>	<b>356</b>

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.

Gli interventi normativi per contrastare gli incrementi dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, causati dalla guerra, hanno azzerato anche per il IV trimestre dell'anno gli oneri generali di sistema, sia per il settore elettrico che per il gas per la generalità degli utenti ed hanno confermato l'applicazione della componente negativa UG2 a vantaggio dei consumi gas fino a 5.000 smc/anno. Questi interventi, assieme al potenziamento dei bonus sociali elettricità e gas hanno portato i distributori ad emettere negli ultimi mesi dell'anno fatture con saldi a credito dei venditori. Gli importi andranno rimborsati ai clienti entro la fine del mese di gennaio 2023 e contemporaneamente, rispettando le tempistiche richieste dalla normativa, la CSEA rimborserà RetiPiù Srl.

## 19. Debiti per imposte

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Debiti da consolidato fiscale		1.510	-1.510
Erario per imposta sostitutiva	317	632	-315
Erario c/IRPEF	202	155	47
Erario c/IRAP	18	239	-221
Erario c/IVA		30	-30
<b>Totale debiti per imposte</b>	<b>537</b>	<b>2.566</b>	<b>-2.029</b>

Il debito per imposta sostitutiva è relativo all'ultima rata dell'onere per il riallineamento dei valori civili e fiscali dei beni conferiti da AEB/ASML nell'anno 2021.

La voce "Erario c/IRPEF" accoglie il debito per oneri relativi alle competenze maturate a favore dei dipendenti alla data di chiusura dell'esercizio e pagato nei primi mesi del nuovo esercizio.

In chiusura dell'esercizio la posizione di RetiPiù verso il consolidato fiscale risultava a credito (esposta nei crediti per imposte).

## 20. Altri debiti

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Anticipi e acconti da utenti		4	-4
Debiti verso istituti di previdenza	423	493	-70
Ratei e risconti passivi	3	21	-18
Debiti verso CSEA	1.718	1.217	501
Debiti v/o il Personale	571	555	16
Debiti diversi	126	144	-18
<b>Totale altri debiti</b>	<b>2.841</b>	<b>2.434</b>	<b>407</b>

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 70 mila euro da debiti per componenti gas ed energia elettrica (561 mila euro anno); 1.438 mila da debiti per perequazione (656 mila euro anno precedente); 209 mila euro per penali, indennità e componente CMOR.

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

## Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

### 21. Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Ricavi delle vendite	38.432	40.284	-1.852
Ricavi delle vendite diverse	1	12	-11
Vendita TEE	1.573	6.622	-5.049
Ricavi delle prestazioni	1.676	1.837	-161
<b>Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni</b>	<b>41.682</b>	<b>48.755</b>	<b>-7.073</b>

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione e misura di gas ed energia. Nell'anno 2022 i ricavi presentano un valore di 38.432 migliaia di euro, con un decremento di 1.852 migliaia di euro rispetto all'anno precedente. dovuto alla normativa tariffaria che stabilisce vincoli tariffari per i distributori

Gli adempimenti previsti dalla normativa in materia di TEE hanno obbligato RetiPù ad annullare 6.205 titoli (24,778 TEE nell'anno precedente) al prezzo stabilito dalla normativa di euro 253,44 unitario (260,00 valore unitario dell'anno precedente).

I ricavi delle prestazioni sono relativi ad attività correlate all'attività di distribuzione e misura di gas e di energia elettrica svolte per i clienti finali (società di vendita), a prestazioni realizzate per le società del gruppo e a canoni per il servizio di Illuminazione Pubblica. La contrazione è in parte attribuibile alla cessione ad A2A Illuminazione dell'attività di illuminazione pubblica a far data dal 30 giugno 2022.

### 22. Altri ricavi e proventi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Contributi diversi	190	142	48
Altri ricavi e proventi	1.699	1.271	428
<b>Totale altri ricavi e proventi operativi</b>	<b>1.889</b>	<b>1.413</b>	<b>476</b>

La voce "Contributi diversi" si riferisce ai contributi versati dai clienti finali in relazione alle prestazioni eseguite nell'ambito dell'attività di distribuzione gas ed energia elettrica. La voce comprende anche 5 migliaia di euro per bonus energetici a copertura dei rincari subito sui consumi gas ed energia elettrica

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.

### 23. Acquisti

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Acquisti materie prime e materiale di consumo	3.783	3.461	322
Altri acquisti	399	194	205
Acquisto/Consumo rimanenze di TEE	1.706	6.814	-5.108
<b>Totale acquisti</b>	<b>5.888</b>	<b>10.469</b>	<b>-4.581</b>

La voce presenta un decremento significativo in relazione al volume dei TEE annullati nel corso dell'anno. I TEE annullati erano in rimanenza dall'anno precedente.

## 24. Variazione delle rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Rimanenze iniziali di materiali	1.234	913	321
Rimanenze finali di materiale	-1.598	-1.234	-364
<b>Totale variazione delle rimanenze</b>	<b>-364</b>	<b>-321</b>	<b>-43</b>

## 25. Costi per servizi

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Manutenzioni ordinarie e straordinarie	13.095	9.015	4.080
Prestazioni professionali	4.236	2.495	1.741
Organi societari	119	109	10
Autoconsumi	752	867	-115
Trasporto su rete nazionale	920	935	-15
Altri costi per servizi	1.161	1.500	-339
Utilizzo locali e attrezzature	18	18	0
Utilizzo impianti e affidamento servizi	5.493	5.497	-4
Altri noleggi	165	289	-124
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>25.959</b>	<b>20.725</b>	<b>5.234</b>

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

Le spese per servizi professionali presentano un incremento sia per la realizzazione di nuovi investimenti sia per l'incremento dei servizi di staff forniti dalla controllante. Nell'esercizio 2022 i service forniti dalla capogruppo hanno coperto l'intero anno mentre nell'esercizio 2021 hanno coperto solo la seconda metà dell'anno avendo ceduto il ramo servizi di staff a far data dal 01 luglio 2021. Costi del personale

## 26. Costi per il personale

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Salari e stipendi	5.080	5.317	-237
Oneri sociali	1.663	1.705	-42
TFR	312	324	-12
Altri costi	49	67	-18
<b>Totale</b>	<b>7.104</b>	<b>7.413</b>	<b>-309</b>

Durante l'esercizio la forza media è passata da 57,02 a 61,30 comportando pertanto il conseguente incremento nei costi sostenuti.

## 27. Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Oneri di gestione tributari	399	368	31
Contributi associativi	29	34	-5
Altri costi operativi	1668	730	938
<b>Totale</b>	<b>2096</b>	<b>1132</b>	<b>964</b>

L'incremento nella voce è dovuto alle dismissioni intervenute nell'anno pari 1.170 migliaia di Euro (280 migliaia di euro importo dell'anno precedente).

## 28. Costi per lavori interni capitalizzati

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
ricavi per capitalizzazione materiali	3.197	3.086	111
ricavi per capitalizzazione servizi	14.195	8.306	5.889
ricavi per capitalizzazione personale	5.091	4.561	530
ricavi per capitalizzazione altri oneri	13	3	10
<b>Totale</b>	<b>22.496</b>	<b>15.956</b>	<b>6.540</b>

I costi per lavori interni capitalizzati presentano un incremento riconducibile all'attività di ampliamento e rinnovo degli investimenti.

## 29. Ammortamenti e svalutazioni

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	2.226	2.073	153
<b>Ammortamenti immobili, impianti e macchinari</b>	<b>2.226</b>	<b>2.073</b>	<b>153</b>
Ammortamenti delle attività immateriali	13.182	13.316	-134
<b>Ammortamenti delle attività immateriali</b>	<b>13.182</b>	<b>13.316</b>	<b>-134</b>
Svalutazione immobilizzazioni		2.050	-2.050
<b>Totale</b>	<b>15.408</b>	<b>17.439</b>	<b>-2.031</b>

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.

## 30. Accantonamenti

Nel corso dell'esercizio la Società non ha proceduto ad effettuare accantonamenti (208 migliaia di euro anno precedente).

## 31. Ricavi e costi non ricorrenti

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Ricavi e costi non ricorrenti	39		39
<b>Totale</b>	<b>39</b>		<b>39</b>

L'importo di 39 migliaia di euro è il plusvalore derivante dalla cessione del ramo Illuminazione Pubblica alla consociata A2A illuminazione Pubblica.

## 32. Proventi e oneri finanziari

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021	Variazione
Proventi/oneri su strumenti finanziari e diff.nze di cambio			-
<b>Totale proventi da partecipazioni</b>			-
Interessi di mora da clienti	3	2	1
Interessi attivi bancari	1	2	-1
Altri proventi finanziari	9	0	9
<b>Totale proventi finanziari</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>9</b>

Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	53	58	-5
Altri interessi passivi	148	148	0
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>201</b>	<b>206</b>	<b>-5</b>
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
<b>Totale Proventi e oneri</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale Gestione finanziaria</b>	<b>-188</b>	<b>-202</b>	<b>14</b>

La società ha sottoscritto con la controllante AEB un contratto di tesoreria accentrata che ha comportato proventi finanziari per 9 migliaia di euro e oneri finanziari di 2 migliaia di euro.

### 33. Rettifica di partecipazioni e attività finanziarie e plusvalenze, minusvalenze da cessioni

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2022.

### 34. Imposte sul reddito

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021
Imposte correnti	3.427	3.568
Imposte differite	-920	-757
Imposte anticipate	-52	-947
Imposte anni precedenti	18	-120
Imposte per affrancamento		-7.976
<b>Totale</b>	<b>2.473</b>	<b>-6.232</b>

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	9.828
Totale variazioni in aumento	6.929
Totale variazioni in diminuzione	4.490
Ace (usufruibile dalla Società)	311
Imponibile IRES	11.956
Ace (trasferibile al gruppo)	
Onere da consolidato (IRES - 24%)	2.869

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	66.067
Totale componenti negativi IRAP	48.987
Differenza	17.080
Totale riprese in aumento	3.539
Totale riprese in diminuzione	7.335
Imponibile IRAP	13.284
IRAP (4,2%)	558

### 35. Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi ordinari per Euro 14.000.000 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2021 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPù Srl del 14 marzo 2022.

### 36. 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.

31/12/2022 (migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortiz- zato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
<b>ATTIVITA' FINANZIARIE</b>					
Crediti commerciali	4.501			4.501	4.501
Altre attività correnti	27.371			27.371	27.371
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	5.336			5.336	5.336
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4			4	4
<b>PASSIVITA' FINANZIARIE</b>					
Finanziamenti M/L Termine			15.512	15.512	15.512
Debiti verso banche per finanziamenti a breve					
Altri debiti finanziari – ifrs16			4.214	4.214	4.214
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0			0	0
Debiti commerciali	30.364			30.364	30.364

31/12/2021 (migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortiz- zato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
<b>ATTIVITA' FINANZIARIE</b>					
Crediti commerciali	11.477			11.477	11.477
Altre attività correnti	3.767			3.767	3.767
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1.530			1.530	1.530
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600			1.600	1.600
<b>PASSIVITA' FINANZIARIE</b>					
Finanziamenti M/L Termine			3.128	3.128	3.128
Debiti verso banche per finanziamenti a breve				0	0
Altri debiti finanziari – ifrs16			4.554	4.554	4.554
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0			0	0
Debiti commerciali	10.825			10.825	10.825

## 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.

(migliaia di Euro)	31/12/2022	31/12/2021
Crediti commerciali	5.260	12.236
Fondo svalutazione crediti	(759)	(759)
<b>Crediti commerciali netti</b>	<b>4.501</b>	<b>11.477</b>
<b>Crediti commerciali totali</b>	<b>4.501</b>	<b>11.477</b>
<b>Di cui scaduti da più di 12 mesi</b>	<b>151</b>	<b>80</b>

(migliaia di Euro)	31/12/2022	31/12/2021
Fondo al 31 dicembre 2020	759	760
Accantonamenti	-	-
Utilizzi	-	-1
<b>Fondo al 31 dicembre 2021</b>	<b>759</b>	<b>759</b>

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

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021
Crediti commerciali	4.501	11.477
Altre attività correnti	27.371	3.767
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	5.336	1.530
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4	1.600
<b>Totale</b>	<b>37.212</b>	<b>18.374</b>

(migliaia di euro)	31/12/2022	31/12/2021
Fideiussioni da clienti	3.546	3.711
<b>Totale</b>	<b>3.546</b>	<b>3.711</b>

## 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)	31/12/2022	31/12/2021
A tasso fisso	-	-
Attività finanziarie	5.340	3.130
Passività finanziarie	-	-
A tasso variabile	-	-
Attività finanziarie	-	-
Passività finanziarie	19.726	7.682

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2022	31/12/2021
Attività finanziarie	31.872	15.244
Passività finanziarie	30.364	10.825

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)	31/12/2022		31/12/2021	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(39)	(39)	(8)	(8)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	39	39	8	8

### 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 31/12/2022 (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	15.536	1.201	336	14.000	
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		0				
Altri debiti finanziari – ifrs16	4.214	4.945	292	289	1.372	2.991
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0	0	0			
Debiti commerciali	30.364	30.364	30.364			
<b>Totale</b>	<b>50.090</b>	<b>50.845</b>	<b>31.857</b>	<b>625</b>	<b>15.372</b>	<b>2.991</b>

Passività finanziarie 31/12/2021 (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	3.128	3.190	1.658	1.196	336	
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		-				
Altri debiti finanziari	4.554	5.344	316	313	1.483	3.233
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	-	-	-			
Debiti commerciali	10.825	10.825	10.825			
<b>Totale</b>	<b>18.507</b>	<b>19.359</b>	<b>12.799</b>	<b>1.509</b>	<b>1.819</b>	<b>3.233</b>

### 37. Operazioni con parti correlate e controllanti

Nell'esercizio sono stati posti in essere i seguenti 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 (migliaia di euro)	Costi		Ricavi	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
<b>Società controllanti</b>	<b>2.650</b>	<b>1.655</b>	<b>10</b>	<b>48</b>
A.E.B. S.p.A.	2.481	1.547	10	48
A2A Spa	169	108	0	
<b>Società consociate</b>	<b>1.667</b>	<b>2.222</b>	<b>23.044</b>	<b>26.559</b>

Gelsia Srl	348	280	16.861	19.708
Gelsia Ambiente Srl	13	13	1	57
A2A Energia Spa	15	73	5.953	6.536
Lumenergia Spa				6
Acel Energie Srl			167	210
Yada Energia Srl			62	42
A2A Recycling Srl	23			
A2A smartCity Spa	11	3		
Unareti Spa	1.257	1.853		

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2022, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali (migliaia di euro)	Patrimoniale attivo		Patrimoniale passivo	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
<b>Società controllanti</b>	<b>5.495</b>	<b>1.544</b>	<b>14.648</b>	<b>2.852</b>
A.E.B. S.p.A.	5.495	1.544	515	2.742
A2A Spa			14.133	110
<b>Società consociate</b>	<b>738</b>	<b>6.387</b>	<b>8.276</b>	<b>516</b>
Gelsia Srl		4.786	5.231	58
Gelsia Ambiente Srl		1	3	3
A2A Energia Spa	707	1.540	2.031	6
Lumenergia Spa			0	0
Acel Energie Srl	22	46	73	0
Yada Energia Srl	9	14	40	0
A2A Recycling Srl			23	0
A2A smartCity			85	3
Unareti Spa			790	446

### 38. 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.

### 39. Compensi ad amministratori, sindaci e società di revisione

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

(migliaia di euro)	31/12/2022
Amministratori	41
Sindaci	29

I corrispettivi spettanti per il controllo contabile e la revisione di bilancio sono pari a 36 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 per altri servizi diversi dalla revisione contabile.

### 40. 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 2020 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 31.12.2022, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 7.354.657;
- 2) destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 7.354.657 come segue:
  - a. 5% a Riserva Legale per 367.733 Euro;
  - b. Riserva straordinaria euro 6.986.924 Euro.

Desio, 9 febbraio 2023

Il Direttore Generale  
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente  
Mauro Ballabio

## ALLEGATO A

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

La società al 31.12.2022 era controllata da A2A Spa

Ai fini di quanto richiesto dall'art. 2497-bis del Codice Civile si riporta nel prospetto un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato dalla società A2A Spa e riferito all'esercizio 2021

<b>SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA</b>	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b>ATTIVITA'</b>		
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>6.735.273.617</b>	<b>6.585.050.208</b>
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>	<b>8.323.667.185</b>	<b>2.864.614.249</b>
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA</b>	<b>46.788.054</b>	<b>465.623</b>
<b>TOTALE ATTIVO</b>	<b>15.105.728.856</b>	<b>9.450.130.080</b>
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		
Capitale sociale	1.629.110.744	1.629.110.744
(Azioni proprie)	-	(53.660.996)
Riserve	1.217.791.460	1.055.432.573
Risultato d'esercizio	485.477.683	545.729.183
<b>Totale Patrimonio netto</b>	<b>3.332.379.887</b>	<b>3.176.611.504</b>
<b>PASSIVITA'</b>		
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>4.455.902.688</b>	<b>4.022.648.534</b>
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>	<b>7.317.446.281</b>	<b>2.250.870.042</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>11.773.348.969</b>	<b>6.273.518.576</b>
<b>PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA</b>	-	-
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>15.105.728.856</b>	<b>9.450.130.080</b>

<b>CONTO ECONOMICO</b>	<b>01/01/2021 31/12/2021</b>	<b>01/01/2020 31/12/2020</b>
Ricavi di vendita e prestazioni	8.196.015.067	3.943.350.650
Altri ricavi operativi	59.968.651	45.421.093
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>8.255.983.718</b>	<b>3.988.771.743</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>	<b>7.903.708.787</b>	<b>3.736.100.766</b>
<b>COSTI PER IL PERSONALE</b>	<b>160.014.697</b>	<b>150.968.919</b>
<u><b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b></u>	<u><b>192.260.234</b></u>	<u><b>101.702.058</b></u>
<b>AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI</b>	<b>123.140.593</b>	<b>109.076.423</b>
<u><b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b></u>	<u><b>69.119.641</b></u>	<u><b>(7.374.365)</b></u>
<b>RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI</b>		
<b>GESTIONE FINANZIARIA</b>	<b>375.773.748</b>	<b>499.574.419</b>
<u><b>RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE</b></u>	<u><b>444.893.389</b></u>	<u><b>492.200.054</b></u>
<b>ONERI/PROVENTI PER IMPOSTE SUI REDDITI</b>	<b>(40.888.556)</b>	<b>(55.371.601)</b>
<u><b>RISULTATO DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE</b></u>	<u><b>485.781.945</b></u>	<u><b>547.571.655</b></u>
<b>Risultato netto da attivita' operative destinate alla vendita</b>	<b>(304.262)</b>	<b>(1.842.472)</b>
<u><b>RISULTATO D'ESERCIZIO</b></u>	<u><b>485.477.683</b></u>	<u><b>545.729.183</b></u>

## **Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale**

## **Relazione Società di Revisione e Collegio**



# Retipiù S.r.l.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022

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

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

Al socio della  
Retipiù S.r.l.

### Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

#### Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Retipiù S.r.l. (la Società), costituito dalla situazione patrimoniale e finanziaria al 31 dicembre 2022, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi 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 2022, 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.

## 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 ai 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 2022, 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 2022 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 2022 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, 24 febbraio 2023

EY S.p.A.



Paolo Zocchi  
(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. 04376610244

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 2022 tenuto conto della nomina avvenuta in data 14 marzo 2022.

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 31.12.2022, 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 2022, 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 2022 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.

\*\*\*\*\*

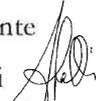
Signori Soci,

in conclusione non abbiamo obiezioni da formulare in merito all'approvazione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2022 ed alla proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile pari ad € 7.354.657 a riserva legale per € 367.733 ed a riserva straordinaria per € 6.986.924.

Desio, 24 febbraio 2023

  
Il Collegio Sindacale

dott. Carlo Delladio - Presidente

dott.ssa Giovanna Ceribelli 

dott.ssa Chiara Trabattoni 

**RetiPiù Srl**

Società con unico socio

**Sede legale**

Via Giusti 38, 20832 Desio (MB)

Soggetta a Direzione e coordinamento di A2A SpA

Cap. Soc.Euro 110.000.000 i.v.

Cod fisc./P.IVA /Registro Imprese di Monza e Brianza n. 04152790962

MB R.E.A. n. 172935

[info@retipiu.it](mailto:info@retipiu.it)

[info@pec.retipiu.it](mailto:info@pec.retipiu.it)