

RetiPiù S.r.l.

# Bilancio esercizio 2021

Distribuiamo l'energia  
**reti più**



## Sommario

Sommario .....	0
Organi sociali .....	3
Mission .....	4
Relazione sulla Gestione .....	5
Signori soci, .....	6
Quadro normativo .....	6
Servizio distribuzione gas naturale .....	6
Affidamento del servizio di distribuzione gas naturale - Gare d'Ambito .....	7
La distribuzione dell'energia elettrica .....	11
I servizi pubblici locali .....	11
Quadro regolatorio e tariffario .....	12
Regolazione tariffaria .....	12
Aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas .....	12
Nuovi criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS base) .....	13
Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2021 e definitive 2020 .....	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) .....	14
Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025 .....	14
Regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025 .....	14
Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 .....	15
Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2021 e definitive 2020 .....	15
Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023 .....	16
Aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (i.e. TIQE): 2020-2023 .....	16
TIQE: Piani di Resilienza per la rete elettrica .....	17
Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini .....	18
Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione .....	18
Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva .....	18
Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete .....	19
Titoli di efficienza energetica .....	19
I risultati economici, patrimoniali e finanziari .....	20
Gestione operativa .....	22
Digitalizzazione .....	22
Efficienza operativa .....	22
Gare ATEM .....	23
Reti d'Artista .....	23
RetiPiu' Meno Co2 .....	23
Persone .....	23
Salute e sicurezza .....	24
Sistema di Gestione Energetica Ambientale .....	25
Sistema di Gestione per la Qualità .....	25
Titoli di efficienza Energetica .....	25
Investimenti .....	25
Profilo patrimoniale .....	26
Ricerca e sviluppo .....	28
Relazione di Governo .....	28
Organizzazione societaria .....	28
Organi di gestione e controllo operativi nella Società .....	29
Consiglio di Amministrazione .....	29
Gestore Indipendente .....	29
Collegio Sindacale .....	30
Revisore Legale .....	30
Organismo di Vigilanza .....	30
Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza .....	30
Sistema di controllo interno .....	30
Codice Etico .....	31
Modello Organizzativo 231 .....	31
Monitoraggio .....	31
Fattori di rischio normativo .....	31
PROGRAMMA DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CRISI AZIENDALE .....	31
Informativa sui principali rischi e incertezze .....	31
Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia .....	32
Rischi strategici .....	32
Rischi normativi .....	33
Rischi di sicurezza sul lavoro .....	33

---

Ulteriori rischi .....	33
Contenzioso .....	34
Erogazioni pubbliche ricevute .....	34
Altre informazioni.....	35
Rapporti con parti correlate .....	35
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute .....	35
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate .....	35
Evoluzione prevedibile della gestione .....	36
Emergenza epidemiologica.....	36
Investimenti .....	36
Distribuzione gas .....	36
Distribuzione energia elettrica .....	36
Servizio di illuminazione pubblica.....	36
Sostenibilità ambientale.....	36
Persone.....	37
Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari .....	38
Note Esplicative .....	43
Dichiarazione di conformità e criteri di redazione .....	44
Prima applicazione dei principi contabili internazionali .....	44
Principio generale.....	44
Schemi di bilancio .....	44
Principi contabili ed emendamenti applicabili dal 1° gennaio 2021.....	44
Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea .....	45
Criteri di valutazione.....	46
Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario .....	51
Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo .....	60
Classi di strumenti finanziari.....	64
Rischio di credito .....	65
Rischio di tasso .....	66
Rischio di liquidità.....	66
Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio .....	68
Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio.....	68
ALLEGATO A.....	69
Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento .....	69
ALLEGATO B.....	71
Prospetto di riclassificazione anno 2020 .....	71
Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale.....	74

## 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>	Giovanna Ceribelli
<i>Sindaco effettivo</i>	Fabio Bellotti
<i>Sindaco effettivo</i>	Guido Ferraro

---

### 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 2021 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 2021, mentre nella presente relazione vengono fornite le informazioni relative alla gestione.

Alla data di chiusura del Bilancio 2021 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".

RetiPiu' S.r.l. svolge l'attività di distribuzione del gas naturale gestendo 290 mila Pdr; distribuzione di energia elettrica gestendo 25 mila POD ; il servizio di illuminazione pubblica per un totale di 6 mila punti luce gestiti. 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.

Si segnala che il presente bilancio presenta una riclassificazione rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2020, introdotta al fine di allineare le procedure contabili della società alle procedure contabili della società A2A Spa che esercita l'attività di coordinamento e controllo. La riclassifica ha riguardato l'esposizione in bilancio dei contributi ricevuti dagli utenti per gli allacciamenti.

I contributi ricevuti a fronte di specifici beni il cui valore viene iscritto tra le immobilizzazioni sono rilevati a diretta riduzione delle immobilizzazioni stesse e accreditati a Conto economico in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono. Fino al 31 dicembre 2020 la società iscriveva tali contributi tra i risconti passivi e venivano rilasciati lungo la vita utile del bene a cui si riferivano tra gli altri ricavi.

Questa variazione ha richiesto la riclassifica dei dati di bilancio al 31 dicembre 2020 riportati nei vari prospetti del presente bilancio, per poterli rendere confrontabili con i dati del bilancio chiuso al 31 dicembre 2020. Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato B del presente fascicolo di bilancio.

Nell'ottica di una revisione del modello organizzativo del Gruppo AEB, nel mese di luglio 2021 è stato ceduto un ramo aziendale alla controllante AEB S.p.A. comprendente:

- Cespiti relativi a software contabili, gestionali e CRM, apparati tecnico-informatici e postazioni lavorative;
- Una struttura organizzativa composta da 17 dipendenti;
- Il relativo debito per TFR e retribuzioni differite del personale;
- Contratti passivi inerenti a canoni di assistenza e manutenzione dell'infrastruttura IT e consulenza contabile, fiscale e finanziaria.

Il prezzo di cessione del ramo, identificato tramite un'apposita perizia, è stato quantificato in Euro 1,9 milioni.

Il valore contabile netto del ramo ceduto ammontava ad Euro 1.149 mila Euro.

La plusvalenza da cessione, pari ad Euro 751 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, RetiPiu' 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 RetiPiu' 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 RetiPiu' 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/I/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 disciplinata 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 Determinine 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.

Ad oggi, infatti, risultano esperite solo le seguenti procedure: ATEM "MILANO 1 – Città e Impianto di Milano" aggiudicato a Unareti; ATEM "TORINO 1 - Città di Torino" aggiudicato a Italgas Reti in data 15 marzo 2021 ; ATEM "TORINO 2 – Impianto di Torino" aggiudicato a Italgas Reti in data 23 aprile 2019; ATEM "Valle d'Aosta" aggiudicata ad Italgas Reti in data 2 gennaio 2020; ATEM "Belluno" aggiudicato in data 3 giugno 2020 a Italgas Reti; ATEM "UDINE 2 - Città di Udine Centro" aggiudicato a AcegasApsAmga in data 20 settembre 2021.

## La distribuzione dell'energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPiu' 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.

RetiPiu' 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 RetiPiu' Srl sviluppa e gestisce progetti di riqualificazione degli impianti di illuminazione pubblica.

## 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%). È 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 *β*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 Reti+ 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 2021 e definitive 2020

La Delibera 122/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale mentre la Delibera 117/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020.

La Delibera 559/2021/R/gas che, tra le altre cose, ha determinato gli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (IRMA, cfr. infra), ha rideterminato le tariffe di riferimento dal 2015 al 2020.

### Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2021

La tabella riporta il valore della RAB di RetiPiu al 31 dicembre 2021:

M€	Cap. Centralizzato	RAB Distribuzione	RAB Misura	Totale
RetiPiu Srl	12	126	36	205

A partire dal 2018 la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche è stata azzerata, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi netti effettivamente sostenuti così come rendicontati nei conti annuali separati e calcolati secondo criteri definiti dall'Autorità. A partire dal 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto con successivo saldo a copertura di tali costi.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi e di capitale 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). Con Delibera 413/2021/R/gas sono stati riconosciuti gli importi relativi al 2019, pari ad un totale di circa 3,6 milioni di euro. A dicembre 2021 è stata avviata la raccolta delle istanze per il riconoscimento dei costi relativi all'anno 2020.

La Delibera 596/2020/R/gas ha determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 2021, valorizzando per la prima volta le componenti tariffarie VR e ST legate alle procedure competitive per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, nonché la componente CE applicabile solo nel nuovo macro ambito tariffario "Sardegna" e destinata ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente. In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, alla luce del forte aumento dei costi dell'energia che ha caratterizzato la seconda parte del 2021 e delle

indicazioni governative, ha provveduto a ridurre sensibilmente gli Oneri Generali di Sistema a carico dei clienti domestici e non domestici, utilizzando i fondi messi a disposizione dal Governo stesso.

### **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.

A valle del DCO 545/2020/R/gas ARERA ha adottato la Delibera 287/2021/R/gas e successivamente, è stata emanata la Determina 3/2021 DIEU stabilendo:

- 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 31.12.2019 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 a Reti+ è stato pari a 689 mila euro e sarà corrisposto in 5 rate incluse nei ricavi ammessi definitivi relativi agli anni dal 2020 al 2024.

### **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 della società. Nell'ambito del suddetto ricorso, il 5 febbraio 2021 Unareti S.p.A. ha depositato istanza di verifica, successivamente accolta dal TAR, il quale ha successivamente fissato al 30 marzo 2022 il termine ultimo delle attività di verifica.

### **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 (elemento ad oggi non ancora pienamente sviluppato) e la tempestiva eliminazione delle dispersioni entro i tempi previsti dalle norme tecniche vigenti. 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.

La Delibera 596/2021/R/gas ha definito i premi e le penali per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas relativi al 2018.

## 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 2021 e definitive 2020

La Delibera 159/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per le imprese che servono oltre 25.000 POD mentre la Delibera 131/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020 per gli operatori che servono almeno 25.000 POD.

A seguito della pubblicazione da parte di ARERA degli elementi di dettaglio relativi alle tariffe di riferimento definitive 2020 per i servizi di distribuzione e di misura, come previsto dalla Determina DIEU 12/2020, si riportano i valori della RAB elettrica.

La tabella riporta il valore della RAB di RetiPiu al 31 dicembre 2021:

M€	RAB Distribuzione	RAB Misura	Totale
RetiPù Srl	22	1	23

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<sup>1</sup>. 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). Si segnala, inoltre, che le Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel hanno approvato, rispettivamente, le tariffe di riferimento per l'anno 2016 e 2017 per i distributori che servono meno di 25.000 POD.

Le Delibere 564/2020/R/eel e 566/2020/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie per l'anno 2021 relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica riferite, rispettivamente, ai clienti non domestici e domestici.

In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, in applicazione del c.d. DL Sostegni e in piena coerenza con quanto già fatto nel 2020, con Delibera 124/2021/R/eel e successivamente con Delibera 279/2021/R/eel, ha modificato, rispettivamente, per i mesi di aprile – giugno e luglio 2021, per i clienti non domestici connessi in BT, le tariffe di rete e gli oneri generali di sistema agendo sulle quote fisse e le quote potenza così da determinare un risparmio. Successivamente, a causa del forte aumento dei costi dell'energia che ha caratterizzato la seconda parte del 2021, l'Autorità, seguendo le indicazioni del Governo ed utilizzando i fondi da questo messi a disposizione per sostenere i consumatori (in particolare, utenti BT fino a 16,5 kW), ha agito principalmente sugli oneri generali di sistema a carico di tali clienti finali, in una prima fase (luglio-settembre) riducendoli sensibilmente e, successivamente (ottobre-dicembre) azzerandoli.

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>2</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 introducendo specifiche misure volte alla riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese, attraverso strumenti regolatori ad hoc. In

<sup>1</sup> Il meccanismo di gradualità è basato sulla media ponderata (peso del metodo parametrico pari a 10% nel 2018; 20% nel 2019; 30% nel 2020; ancora da definirsi per il periodo 2021-2023) tra il regime tariffario individuale e quello parametrico.

<sup>2</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).

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.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una *regolazione per esperimenti (regulatory sandbox)*, mutuamente esclusiva

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

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

Il Titolo 10 del TIQE 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>3</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>4</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 ghiaccio ed ondate di calore) mentre per quello relativo alla tempestività del ripristino della fornitura si rimanda a successivi provvedimenti.

RetPìù 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.

<sup>3</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>4</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.

## 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>5</sup>, previa conclusione entro il 31 marzo 2023 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

La pandemia COVID-19 e le relative misure restrittive hanno costretto a posticipare l'avvio della campagna ispettiva a causa dell'impossibilità di poter accedere ad aree private in totale sicurezza. Le attività, pertanto, per quanto riguarda le gestioni di RetiPù Srl prenderanno il via nel 2022.

## 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 omnicomprendivo (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.

## 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>7</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 i periodi della giornata e la conseguente applicazione di penali.

<sup>5</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>6</sup> Ai sensi della Delibera 432/2020/R/com.

<sup>7</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.

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.

La Determina 02/2021 DIEU ha approvato un programma di azioni propedeutiche all'attuazione della suddetta regolazione allo scopo di acquisire elementi necessari per definire i successivi provvedimenti, definendo un preciso cronoprogramma ed assegnando a ciascun soggetto coinvolto (Terna S.p.A. e le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN in alta o altissima tensione) specifici obblighi di reportistica verso l'ARERA.

A valle del processo sopra descritto, a fine novembre è stato pubblicato il DCO 515/2021/R/eel contenente gli orientamenti di ARERA per completare la regolazione tariffaria in tema di energia reattiva di cui è atteso il provvedimento finale nel corso del primo trimestre 2022.

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

Sin dal 2016, 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), ARERA ha intrapreso molte iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori.

La Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un sistema di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato sia dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell'ammontare per gli anni precedenti, sia dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS.

La Delibera 461/2020/R/eel ha successivamente introdotto un analogo meccanismo di compensazione per il mancato incasso degli oneri di rete non altrimenti recuperabili relativi al periodo 1° gennaio 2016-31 dicembre 2019.

Infine, con la Delibera 261/2020/R/eel ARERA ha apportato integrazioni urgenti al CTTE in tema di prestazione delle garanzie e gestione degli inadempimenti, allo scopo di rafforzare la tutela dei distributori. In particolare, sono state introdotte disposizioni limitative alla forma del rating creditizio e delle fidejussioni assicurative accettabili.

### 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 risparmiate (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 dovuto definire con successivo DM MiTE entro il 31 dicembre 2021. Le aste avranno ad oggetto il valore economico del TEP risparmiato, secondo il criterio del *pay-as-bid*, e potranno riguardare settori e progetti specifici. Potranno accedere a tale sistema incentivante i soggetti che sostengono l'investimento per la realizzazione del progetto di efficientamento.

La Delibera 358/2021/R/efr ha definito il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020, ponendolo pari a 250 €/TEE mentre il corrispettivo addizionale è stato definito in 10 €/TEE (valore massimo applicabile).

Successivamente ARERA con Delibera 547/2021/R/efr ha determinato un contributo tariffario eccezionale per l'anno d'obbligo 2020 pari a 7,26 €/TEE, riconoscendo le difficoltà riscontrate dai soggetti obbligati nell'approvvigionamento di titoli sul mercato, dovute da un lato alla tardiva introduzione del DM 2021 (pubblicato solo a maggio 2021 e che prevedeva la riduzione degli obblighi per l'anno 2020) e, dall'altro lato, al perdurare delle criticità relative al rilascio di nuovi TEE (anche per il protrarsi della crisi pandemica). Tale ultimo provvedimento ha permesso ai distributori del Gruppo A2A di ridurre le perdite stimate per un importo complessivo di circa 1,8 milioni di euro.

La Determinazione DMRT/EFC/16/2021 ha definito gli obiettivi per l'anno d'obbligo 2021. I valori per RetiPìù prevedono per il 2020 l'obbligo di produrre 18.540 TEE che nel 2021 si riducono a 6.205 grazie al ridimensionamento dei target introdotto con il DM 21 maggio 2021.

## I risultati economici, patrimoniali e finanziari

Nell'esercizio 2021 RetiPìù 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 2021 sono stati pari a 50,2 milioni di euro.

I ricavi hanno beneficiato dall'incremento derivato principalmente dal conferimento del ramo di attività distribuzione e misura gas proveniente da Unareti SpA (+8,8 milioni) compensati dal calo dei ricavi derivanti dai Titoli di Efficienza Energetica (-4,6 milioni di euro) e dal rilascio dei "fondi rischi e oneri" connessi ai TEE presenti nel 2020 (-1 milione di euro)

I costi operativi risultano in sostanziale contrazione rispetto al dato 2020 (-4,5 milioni di euro) principalmente grazie alla riduzione dei costi per acquisto TEE (-4,8 milioni di euro) dovuto al minor obbligo di annullamento, e alle maggiori capitalizzazioni effettuati nel corso dell'esercizio, nonostante l'aumento dei costi operativi apportati dal ramo conferito da Unareti nel mese di novembre 2020.

L'EBITDA risulta pari a 26,7 milioni di euro, in aumento rispetto al dato del 2020 (+7,7 milioni di euro).

Gli ammortamenti e svalutazioni riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 17,4 milioni di euro. L'incremento degli ammortamenti rispetto al dato 2020 (+ 4,3 milioni di euro) è dovuto essenzialmente agli asset del "Ramo Unareti" conferiti nel mese di novembre 2020 ed ai nuovi investimenti.

Si è provveduto ad un accantonamento a fondi per 208 mila euro.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 9,1 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -202 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 8,9 milioni di euro (6,8 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Le imposte sul reddito sono risultate positive pari a 6,2 milioni di euro, significativamente impattate per 7,9 milioni di euro (al netto dell'imposta sostitutiva) dovuto al riversamento delle imposte differite derivante 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.

Al netto delle imposte sul reddito, il risultato dell'esercizio 2021 è positivo per 15 milioni di euro (5,4 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	31/12/2021	31/12/2020
Ricavi delle vendite e prestazioni	48.755	44.512
Variazione lavori in corso	-	-
Altri ricavi e proventi	1.412	2.262
<b>Totale ricavi operativi</b>	<b>50.167</b>	<b>46.774</b>
Costi operativi	(20.610)	(23.558)
<b>Valore aggiunto</b>	<b>29.557</b>	<b>23.216</b>
Costo del personale	(2.852)	(4.373)
<b>Margine Operativo Lordo (Ebitda)</b>	<b>26.705</b>	<b>18.843</b>
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	-	201
<b>MOL post partite non ricorrenti</b>	<b>26.705</b>	<b>19.044</b>
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(17.439)	(11.962)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi	(208)	(60)
<b>Margine Operativo Netto (Ebit)</b>	<b>9.058</b>	<b>7.022</b>
Risultato gestione finanziaria	(202)	(201)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>8.856</b>	<b>6.821</b>
Imposte sul reddito	6.232	(1.336)
<b>Risultato netto</b>	<b>15.088</b>	<b>5.485</b>

Il capitale investito netto nel corso del 2021 è passato da 248,7 a 247,9 milioni di euro.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2021 ammontano a 245 milioni di euro, contro i 234 milioni del 2020.

Il patrimonio netto è passato da 233 a 243 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2021 si attesta a -4,6 milioni di euro rispetto a -16 milioni di euro del 2020.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 5,8 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiu' Srl.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2021	31/12/2020
Capitale immobilizzato	244.606	234.458
Capitale circolante	3.255	14.208
<b>Capitale investito netto</b>	<b>247.862</b>	<b>248.665</b>
Patrimonio netto	243.305	232.658
Debiti finanziari a m/l termine	5.834	7.499
Posizione finanziaria netta	(1.277)	8.509
<b>Totale fonti di finanziamento</b>	<b>247.862</b>	<b>248.665</b>

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	244.606	Mezzi propri	243.305
Magazzino	3.772	Debiti commerciali	10.825
Crediti commerciali	11.477	Debiti per imposte	2.566
Crediti per imposte	65	Altre passività correnti	2.434
Altre attività correnti	3.767	Finanziamenti a M/L	5.834
Crediti v/controlante	1.530	Finanziamenti a breve	1.854
Disponibilità liquide	1.601		

Totale	266.818	Totale	266.818
--------	---------	--------	---------

## Gestione operativa

Le iniziative attuate nel 2021 hanno coinvolto tutte le strutture, con l'attivazione di specifici progetti finalizzati a potenziare la nostra competitività, riducendo i costi di gestione, e accrescere la qualità del servizio offerto, migliorandone gli standard.

### Digitalizzazione

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

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 2021 RetiPiù Srl ha proseguito le attività di implementazione e sviluppo del sistema Manutenzione Predittiva e di Schedulazione Risorse, che integrati tra loro, dovranno permettere 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 RetiPiù 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 2021, per le reti del gas si è completata la digitalizzazione di 59 impianti di riduzione e misura (Remi), 640 impianti intermedi di regolazione della pressione (GRF), 370 punti di misura degli impianti di protezione catodica. Inoltre prevista l'installazione di 160 strumenti di misura delle pressioni nei fondi rete e la posa di 31 mila contatori smart meter. 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.

L'attività di sostituzione massiva dei misuratori gas viene svolta utilizzando esclusivamente personale interno ed è finalizzata a rispettare il calendario di posa ed attivazione dei contatori domestici di classe G4 e G6 fissato dall'Autorità. Nel 2021 sono stati installati più di 40 mila misuratori, portando il totale contatori smart meter installati al 31 dicembre 2021 ad oltre 265 mila unità, pari all'90% del parco contatori di RetiPiù.

Per quanto riguarda le reti energia elettrica nel 2021 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 sono state digitalizzate 15 cabine MT/BT posizionando diverse tipologie di sensori (temperatura, ultrasuoni, umidità, ozono, etc) allo scopo di poter raccogliere informazioni sia in cabina secondaria quanto lungo rete. Tali informazioni, tramite tecnologie di correlazione dati e machine learning, permettono di evidenziare situazioni di pre-guasto dei componenti presenti in lungo la rete.

### Efficienza operativa

Il processo di digitalizzazione sta trasformando 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 (telelavoro e smart working), già applicate a livello aziendale prima dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, per circa il 5% degli addetti, e di avviare uno specifico progetto di digital workplace (Smart working for better living).

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

- l'aumento della produttività, la riduzione dei tempi nell'esecuzione dei lavori e dell'attività amministrative. Va comunque sottolineato che i settori della distribuzione del gas e dell'energia elettrica di RetiPiù sono da tempo caratterizzati da un livello di standard elevati, che consentiranno di raggiungere miglioramenti di performance limitati a causa dell'intrinseca difficoltà di perseguire ulteriori incrementi significativi. L'attenzione sarà comunque concentrata: per il gas, sull'ottimizzazione della gestione delle pressioni di esercizio e dei livelli di odorizzazione; per l'energia

elettrica, sugli aspetti di continuità e distribuzione dei carichi; per l'illuminazione pubblica, sul miglioramento dei livelli di qualità della progettazione; per l'efficienza energetica, sulla capacità di sviluppare proposte sostenibili ed innovative dal punto di vista tecnologico;

- l'attivazione del processo di dematerializzazione dei documenti cartacei con conseguente ottimizzazione del processo di archiviazione e riduzione dei costi logistici ad esso correlati;
- la razionalizzazione dei percorsi dei mezzi operativi con la conseguente riduzione dei km percorsi e delle emissioni inquinanti;
- l'ottimizzazione delle attività di inserimento dati, eliminando le attività ripetitive con conseguente riduzione dei margini d'errore dovuti a imprecisioni nella trascrizione dei dati;
- l'introduzione di reportistiche analitiche integrate, dinamiche, interattive e disponibili a richiesta in tempo reale per velocizzare le analisi e rendere più efficaci le conseguenti decisioni

Nel 2021 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.

In particolare si è sviluppato il progetto "Più Energie in Campo" con l'obiettivo di ottimizzare la piattaforma di schedulazione risorse, basata sul sistema SAP Multiresource 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.

Nel corso del 2021 è stata avviata 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.

## 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 RetiPiu Srl nel 2021 è proseguito l'iter di adeguamento delle proprie strutture tecniche e dei relativi processi, per poter far fronte efficacemente a tale impegno. In particolare è in fase di perfezionamento l'attività di informatizzazione di gran parte dei processi tecnico produttivi che vanno dalla progettazione e realizzazione delle opere, alla direzione dei lavori, alla manutenzione e conduzione degli impianti di distribuzione, alla gestione degli aggiornamenti cartografici, anche attraverso l'implementazione di strumenti di Work Force Management che consentono, tra l'altro, la consuntivazione delle attività svolte nei sistemi gestionali aziendali direttamente dal campo.

## Reti d'Artista

Per quanto riguarda le iniziative finalizzate a rafforzare l'immagine e la percezione di RetiPiu Srl, come soggetto vicino ai cittadini ed alle comunità locali, il 2021 ha visto l'azienda impegnata nella prima edizione de "Le Reti d'Artista", l'iniziativa con la quale RetiPiu Srl vuole trasformare le strutture (cabine MT/BT, Armadi GRF, Cabine REMi ecc.) che ospitano gli impianti, in veri e propri quadri per dare colore, forma e vita all'energia che distribuiamo quotidianamente, rendendo nel contempo le città più belle e vivibili. Questa iniziativa a preso il posto del progetto "Le Reti del Cuore" che ha caratterizzato le iniziative finalizzate a rafforzare l'immagine e la percezione di RetiPiu Srl negli ultimi quattro anni.

## RetiPiu Meno Co2

Nel 2021 è stato avviato il progetto "RetiPiu Meno CO2" con l'obiettivo di sviluppare iniziative specifiche finalizzate a potenziare l'impegno di RetiPiu Srl per rendere sempre più sostenibili le proprie attività. La prima azione concreta si è concentrata sulla riduzione delle dispersioni di gas in atmosfera. Per ottenere questo risultato RetiPiu 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.

## Persone

Le persone di RetiPiu 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 RetiPiu' 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.

Nell'ambito dell'ultimo Piano Industriale (2021-2025), la controllante AEB S.p.A. ha definito le proprie linee guida di sviluppo e in coerenza con gli obiettivi fissati ha avviato un processo di revisione del modello organizzativo aziendale nell'ottica di un rafforzamento di AEB S.p.A. quale erogatrice di servizi di staff alle Società di Business. Nell'ambito di tale operazione RetiPiu' Srl, in data 1 luglio 2021, ha ceduto il proprio Ramo “staff” costituito da 19 risorse operanti nelle seguenti strutture aziendali: Contabilità Generale, Controllo di gestione, Comunicazione e Formazione, Servizio Regolazione, Business Innovation, I.C.T. e Data Engineering.

Nell'ultimo anno la struttura aziendale è stata interessata da numerose uscite di personale operativo per pensionamento. Inoltre il conferimento di 79 mila PDR da parte di Unareti S.p.A. ha comportato un ulteriore aumento del carico di lavoro del personale. Pertanto nel corso del 2021 si è provveduto ad attivare un piano di assunzioni, che nelle intenzioni non si doveva limitare a un mero turnover, ma era finalizzato alla ricerca ed inserimento nella struttura aziendale di nuove professionalità, dotate delle competenze necessarie per affrontare il cambiamento imposto dalla trasformazione digitale e dalle sfide della sostenibilità. Purtroppo la scarsità di candidature tecniche qualificate e le difficoltà procedurali nell'avviare le varie selezioni hanno provocato un notevole ritardo negli inserimenti di nuove risorse. Pertanto al 31 dicembre 2021 l'organico di RetiPiu' Srl risultava carente di 15 unità rispetto al dato previsto dal piano assunzioni.

Alla data del 31 dicembre 2021 l'organico di RetiPiu' Srl, risultava il seguente:

Organico	Numero dipendenti al 31/12/2021	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2020
Dirigenti	1	1	1
Quadri	5	7,5	10
Impiegati	47	51,5	62
Operai	59	57,02	59
<b>TOTALE</b>	<b>112</b>	<b>117,02</b>	<b>132</b>

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

La riduzione è imputabile alla cessione del ramo aziendale descritto in precedenza.

## Salute e sicurezza

Nel 2021 gli infortuni totali registrati sono stati 3, di cui 3 è riconducibile a incidenti sul lavoro e 0 a infortunio in itinere. Gli infortuni totali hanno comportato 190 giorni di assenza totali, di cui 190 per incidenti sul lavoro e 0 per infortuni in itinere. Secondo i criteri definiti dalla norma UNI 7249 l'indice di gravità è pari a 0,97, mentre l'indice di frequenza è pari a 15,28; escludendo gli infortuni in itinere si ha un indice di gravità 0,97 e di frequenza pari a 15,28

Nel corso dell'anno non si sono certificate malattie professionali e non si sono verificati incidenti gravi, pertanto il fenomeno antinfortunistico è da considerarsi sotto controllo.

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

Nel 2021, perdurando l'emergenza epidemiologica da Covid-19, si sono applicate tutte una serie di regole di sicurezza finalizzate a ridurre ogni rischio di contagio e sviluppo di focolai aziendali, ottenendo risultati positivi che hanno permesso di contenere il numero di soggetti contagiati in modo tale da tutelare la salute dei collaboratori aziendali e garantire l'operatività aziendale.

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.

ARERA ha pubblicato sul proprio sito la Delibera 547/2021/R/EFR relativa alla determinazione del contributo tariffario eccezionale da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020. La Delibera conferma l'erogazione di un contributo tariffario eccezionale pari a 7,26 €/TEE da riconoscere per ciascun titolo consegnato in occasione del termine dell'anno d'obbligo 2020 a valere sull'obiettivo specifico a proprio carico per tale anno d'obbligo e sulle eventuali quote residue degli obiettivi a proprio carico per gli anni 2018 e 2019, non oltre il raggiungimento del proprio obiettivo specifico aggiornato, confermando gli orientamenti espressi con il DCO 359/2021/R/ef.

In data 16 luglio 2021 RetiPù Srl ha richiesto l'annullamento di 18.540 TEE (obbligo 2020) e 6.238 TEE (obbligo 2019). Il totale TEE pari a 24.788 .

## 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 2021 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.

RetiPiu' Srl nel 2021 ha avuto un incremento delle immobilizzazioni per 19 milioni di euro. Per capitalizzazioni pari a 15,8 milioni di euro, per investimenti diretti 3,2 (di cui 0,2 IFRS 16).

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture della BU gas, pari a 14,4 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 2,37 milioni di euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione del gas naturale per 5,3 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 4 milioni di euro, alla realizzazione degli impianti di TLC per digitalizzazione degli asset gas per 1,1 milione di euro, al sistema Picarro Advanced Leak Detection (ALD) per la rilevazione e alla ricerca fughe gas pari a 1,29 milioni di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di decompressione per 131 mila euro e a altri beni per 220 mila euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture della BU energia elettrica, pari a 2,3 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 38 mila euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica per 1,9 milioni di euro e all'installazione di apparecchiature di misura per 93 mila euro, fabbricati industriali per 188 mila euro e altri beni per 40 mila euro.

Sono stati inoltre realizzati investimenti pari a 1,75 milioni di euro, relativi a software e hardware per estendere la digitalizzazione a tutte le procedure aziendali per 1,04 milione di euro, per automezzi, mobili e arredi, attrezzature e spese incrementative su beni di terzi per 508 mila euro e 206 mila euro per IFRS16.

Gli investimenti nel settore dell'illuminazione pubblica sono stati pari a 0,4 milioni di euro ed hanno riguardato il rifacimento dell'impianto della città di Seregno.

Gli investimenti per smart area efficientamento energetico sono stati pari a 0,17 milioni di euro.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2021.

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	0
Marchi	0
Software	1.261
Altre immobilizzazioni immateriali	27
Concessioni	12.425
Immobilizzazioni immateriali in corso	42
<b>Totale immobilizzazioni immateriali</b>	<b>13.755</b>

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)	
Terreni e fabbricati		355
- di cui terreni e fabbricati applicazione IFRS-16	165	
Rete e impianti		1.987
Attrezzature e strumenti di misura		1.770
Altri beni		178
- di cui veicoli a noleggio applicazione IFRS-16	41	
Impianti in costruzione		948
<b>Totale immobilizzazioni materiali</b>		<b>5.238</b>

## Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2021 è di 247.862 migliaia di euro, contro i 248.665 migliaia di euro del 2020.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020
Immobilizzazioni materiali	31.776	29.502
Immobilizzazioni immateriali	221.449	223.903
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-
Altre attività/(passività) non correnti	188	905

Attività/(passività) fiscali differite	(2.267)	(12.891)
Fondi per il personale	(838)	(1.257)
Altri fondi rischi	(5.700)	(5.704)
<b>A - Capitale immobilizzato</b>	<b>244.606</b>	<b>234.458</b>
Rimanenze	3.772	923
Crediti commerciali	11.477	12.302
Debiti commerciali	(10.825)	(8.855)
Crediti/(debiti) per imposte	(2.501)	227
Altre attività/(passività) correnti	1.333	9.611
<b>B - Capitale circolante</b>	<b>3.255</b>	<b>14.208</b>
<b>C - Capitale investito netto</b>	<b>247.862</b>	<b>248.665</b>
Capitale	110.000	110.000
Riserve e utili a nuovo	118.217	117.173
Utile d'esercizio	15.088	5.485
<b>D - Patrimonio netto</b>	<b>243.305</b>	<b>232.658</b>
Finanziamenti a medio e lungo termine	5.834	7.499
Finanziamenti a breve termine	1.854	10.109
Attività finanziarie a breve	(1.530)	-
Disponibilità liquide	(1.601)	(1.600)
<b>E - Posizione finanziaria netta</b>	<b>4.556</b>	<b>16.008</b>
<b>F - Fonti di finanziamento</b>	<b>247.862</b>	<b>248.665</b>

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2021 si attesta a -4,6 milioni di euro rispetto agli -16 milioni di euro del 2020 dovuto al riconoscimento dei TEE annullati nel corso del 2020. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono il totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPiu' Srl, caratterizzata da un elevato livello di immobilizzazioni.

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato nel seguente prospetto:

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020
Denaro e altri valori in cassa	1	1
Depositi bancari e postali	1.600	1.599
Crediti verso controllante a breve termine	1.530	(7.512)
Debiti verso banche a breve	(1.314)	(2.053)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(539)	(544)
Debiti verso controllante a breve termine	-	-
<b>PFN corrente</b>	<b>1.278</b>	<b>(8.509)</b>
Debiti verso banche a medio lungo termine	(1.193)	(2.512)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(4.641)	(4.987)
<b>PFN non corrente</b>	<b>(5.834)</b>	<b>(7.499)</b>
<b>PFN TOTALE</b>	<b>(4.556)</b>	<b>(16.008)</b>

Margini finanziari e solvibilità (Euro '000)	2021	2020
Margine primario di struttura	(21.139)	(31.418)
Margine secondario di struttura	4.532	5.699
Margine di disponibilità	4.532	5.699
Margine di tesoreria	760	4.776

Quozienti finanziari e di solvibilità	2021	2020
PFN/Equity	0,02	0,07
PFN/Capitale investito netto	0,02	0,06
PFN/Ebitda	0,17	0,85
Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	129,65	88,08

Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	43,98	32,82
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	3,47	1,07
Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	1,18	0,40
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,98	0,94
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,18	0,26
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,03	0,08
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,15	0,38
Rapporto primario di struttura	0,92	0,88
Rapporto secondario di struttura	1,02	1,02
Rapporto di disponibilità	1,26	1,24
Rapporto di tesoreria	1,04	1,20

Indici finanziari e di redditività	2021	2020
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	252,6	193,3
ROE netto	6,2%	2,4%
ROE lordo	3,6%	2,9%
ROI operativo (NAT x ROS)	3,7%	2,8%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,20	0,19
ROS operativo	18,1%	15,0%

## Ricerca e sviluppo

RetiPù Srl, nell'anno 2021 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.

Il 2021 ha visto AEB SpA, socio unico della Società, impegnata nella definizione ed attuazione dell'aggregazione industriale con il Gruppo A2A. L'aggregazione si è realizzata tramite un'operazione straordinaria di scissione che ha riguardato il conferimento in AEB SpA del "Ramo Distribuzione Gas Unareti", successivamente conferito nella Società, e da della partecipazione totalitaria nella società A2A Illuminazione Pubblica Srl. Elemento fondamentale dell'accordo definito con il Gruppo A2A è che tutte le società sono soggette alla direzione e il coordinamento da A2A SpA.

Alla data di chiusura del Bilancio 20201 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.

RetiPìù 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 RetiPìù 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 29/04/2019 e rimarrà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio che chiuderà al 31/12/2021; è composto dal Presidente dr.sa Giovanna Ceribelli e dai Sindaci dr. Fabio Bellotti e dr. Guido Ferraro.

### 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 dr. Ciro Trotta, in qualità di Presidente, dall'avv. Maria Grazia Pellerino e dall'ing. Paolo Bonetti, è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 17 gennaio 2019 per la durata di tre esercizi e pertanto fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2021.

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 RetiPiù 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 RetiPiù, 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

Le società del perimetro AEB SpA, e tra queste RetiPiù Srl, si sono dotate, nel corso del 2021, 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 del perimetro AEB, della sua vocazione multi-business e del settore di appartenenza. Tale modello sarà soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. 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 del Perimetro 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

Il 2021 ha visto una ripresa dell'attività economica a livello globale: il Fondo Monetario Internazionale prevede infatti una crescita annua del PIL globale pari al 5,9%, evidenziando una differenza tra economie avanzate (+5,2%) e Paesi emergenti (+6,4%).

Per l'area Euro l'outlook indica una crescita annua del PIL pari al 5,0%. Spiccano i risultati di Francia (+6,3%) e Spagna (+5,8%), mentre la Germania non supera il +3,0%. Anche il tasso di inflazione è elevato: nel mese di dicembre 2021, si registra nell'area un valore pari al 5,0% (-0,3% nel dicembre 2020), con un forte balzo in avanti nel secondo semestre, soprattutto per effetto del contributo portato dal paniere dei beni energetici (+25,9% su base annua).

Per l'Italia le indicazioni sulla variazione del PIL, elaborate da Istat e Banca d'Italia, convergono su una crescita rispetto al 2020 pari al 6,2% (5,8% per l'IMF), guidata prevalentemente dagli effetti sulla domanda interna nel secondo e terzo trimestre, con un rallentamento nel quarto trimestre dovuto alla recrudescenza della pandemia e a tensioni sulle catene di fornitura internazionali.

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 2021 una variazione positiva pari allo 0,4% su base mensile e del 3,9% su base annuale, anche in questo caso trainata dall'andamento dei prezzi energetici (+14,1%).

Il rapporto tra debito pubblico e PIL dovrebbe attestarsi al 153,5%, in calo di 2,1 punti sul 2020 secondo la nota di aggiornamento del DEF 2021. Resta invece costante, in base ai dati provvisori di ISTAT, il tasso di disoccupazione, pari al 9,2% nel novembre 2021.

Le prospettive di ulteriore recupero del PIL in Italia nei prossimi trimestri sono strettamente legate alla effettiva conclusione della fase pandemica, all'andamento delle quotazioni e della disponibilità di materie prime, oltre che alle incertezze geopolitiche e alla potenziale revisione degli stimoli monetari, quali ad esempio il PEPP (Pandemic Emergency Purchase Programme) posto in essere dalla Banca Centrale Europea nel marzo 2020 allo scoppio dell'emergenza sanitaria allo scopo di sostenere i redditi di famiglie e imprese, evitare il credit crunch e garantire liquidità ai mercati.

Nel medio termine, lo sviluppo dell'economia nazionale sarà definito, oltre che dalle condizioni di contesto monetario e di finanza pubblica, dalla implementazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che rappresenterà lo strumento guida per il riorientamento del sistema economico attraverso una serie di azioni da realizzare per il rilancio del Paese e che comporteranno - tra l'altro - l'accelerazione nell'adozione di nuove tecnologie (digitalizzazione e innovazione del sistema) e una 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 avrà un impatto rilevante anche nei settori dove opera il Gruppo e che contribuirà a indirizzare il business sempre più verso attività green e a sviluppare una maggiore competizione.

Il 2021 è stato, come il precedente, un anno fortemente influenzato dall'evoluzione della pandemia da Covid-19, che ha comportato l'adozione di alcune misure governative aventi carattere di eccezionalità tra le quali spiccano:

- la prosecuzione dello stato d'emergenza;
- le proroghe alle limitazioni agli spostamenti, seppur meno stringenti;
- l'adozione di misure di contenimento delle nuove e più diffuse varianti, quali Delta nel periodo estivo e Omicron a partire dal mese di novembre.

Ciò ha influenzato produzione e commercio, seppur in un contesto di graduale riapertura del sistema economico, che ha condotto a una crescita di rimbalzo rispetto ai minimi del 2020, anche grazie alla sostanziale riuscita della campagna vaccinale.

Gli effetti della pandemia sulla Società sono stati complessivamente contenuti in termini economici e finanziari, nonostante alcune dinamiche operative (es. assenze lavorative).

La Società, in considerazione dell'attività esercitata e della struttura patrimoniale, finanziaria, in relazione al piano strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione, dei flussi di cassa generati nel 2021, nonché in funzione della previsione di tali flussi positivi nel periodo di piano 2022-2030, della presenza di contratti di tesoreria accentrata con la controllante, ritiene che non sussistano ad oggi elementi tali da far sorgere dubbi significativi circa la continuità aziendale.

### Rischi strategici

Alla data del 31 dicembre 2021 RetiPiu' 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.

### Rischi normativi

Il rischio per la società RetiPiù è legato alla costante evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento che ha effetti sui piani tariffari, sui livelli di qualità del servizio richiesti, sugli adempimenti tecnico-operativi e, con riferimento alle gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas, sugli esiti delle stesse nonché sulle condizioni di partecipazione ovvero sui valori di indennizzo da riconoscere al Gestore uscente. La Società si avvale del supporto della Controllante AEB S.p.A. 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 avviato un piano di sostituzione di misuratori tradizionali gas con misuratori elettronici. I nuovi misuratori teleletti e telegestiti rappresentavano nella prima fase di sostituzione una tecnologia ancora in fase di evoluzione. Le caratteristiche costruttive fissate dall'Autorità hanno comportato per i produttori la necessità di progettare e realizzare in tempi coerenti con gli obblighi fissati da ARERA un prodotto dedicato unicamente al mercato italiano. RetiPiù Srl ha effettuato l'installazione di tali apparecchi nel rispetto del calendario definito dall'ARERA; non si può escludere che si presentino livelli di malfunzionamento dei misuratori teleletti superiori alle performance storiche registrate per i contatori tradizionali e che si generino per la società maggiori oneri di manutenzione e sostituzione. La Società ha avviato la sostituzione dei contatori 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 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, inoltre, è periodicamente aggiornato attraverso comunicazioni contenenti le indicazioni di prevenzione sul tema emergenza sanitaria.

Inoltre, RetiPiù 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 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 CO<sub>2</sub>.

### 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 e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi.

Per limitare al massimo 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, tramite il Gruppo, la società ha sottoscritto con primarie compagnie di assicurazioni idonei contratti a copertura dei rischi operativi.

Il piano industriale prevede significativi investimenti per garantire la continuità del servizio sia sulla rete di distribuzione del gas naturale, sia sulla rete di distribuzione elettrica gestita.

RetiPù 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.

#### Rischio credito

Il fatturato di RetiPù 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.

RetiPù Srl, in quanto soggetto operante nel settore della distribuzione gas ed energia elettrica, non può adottare politiche commerciali per differenziare il proprio fatturato. L'unica possibilità per ridurre la concentrazione del fatturato è quella di acquisire nuovi impianti di distribuzione tramite gare pubbliche.

#### Rischio liquidità

La situazione finanziaria della società, come sopra dettagliato, non presenta problematiche in relazione a possibili rischi di liquidità. Va comunque monitorata attentamente la situazione in quanto la consistente capitalizzazione di ogni anno rende necessario l'utilizzo di buona parte delle risorse generate dalla gestione oltre al ricorso del credito esterno.

## 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 SpA di elementi patrimoniali provenienti dalla società "Unareti SpA", il cui capitale sociale è interamente detenuto da A2A SpA. Gli elementi patrimoniali scissi in AEB SpA 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 ha conferito il Ramo Distribuzione Gas a RetiPù Srl.
- AEB 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, ha respinto i ricorsi.

AEB SpA ha promosso giudizi di revocazione e proposto ricorsi in Cassazione avverso le sentenze del Consiglio di Stato, giudizi tuttora pendenti.

Nel frattempo, AEB SpA ha acquisito parere pro veritate circa gli eventuali effetti delle summenzionate sentenze sull'operazione di aggregazione medio tempore perfezionatasi.

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 e AEB, divenuta efficace il 1° novembre 2020, nonché più in generale sugli effetti della complessiva operazione di aggregazione.

## 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 2020 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 2020 non vi sono stati:

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

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

La Società non ha compiuto nessuna operazione atipica o inusuale.

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

Sede legale: via G. Giusti 38 – 20832 Desio (MB)

Sede secondarie: Via Vittorio Veneto, 125 - 24020 Songavazzo (BG)

## Rapporti con parti correlate

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

## Evoluzione prevedibile della gestione

La mission di RetiPiù 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.

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

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

### Emergenza epidemiologica

Fare previsioni attendibili nell'attuale contesto fortemente condizionato dall'emergenza sanitaria COVID-19 è particolarmente difficile a causa dell'incertezza che caratterizza, a livello mondiale, ogni aspetto della vita sociale e lavorativa. Nessuno è in grado di dire con quale tempistica l'emergenza epidemiologica sarà superata e con quale gradualità, quanto durerà l'attuale stato di emergenza.

Tuttavia RetiPiù Srl ritiene che l'impatto che tale emergenza avrà sulle attività aziendali non sarà rilevante grazie al fatto di operare principalmente in settori regolati e di aver adottato una serie di protocolli e procedure operative tali da permettere di tenere sotto controllo i principali fattori di rischio epidemiologico.

Molte aziende, dall'insorgere della pandemia, hanno ridotto la loro produzione. Successivamente, la crescita della domanda nel corso del 2021 ha creato una vera e propria crisi lungo tutta la catena di approvvigionamento, che ha generato aumento di costi e la dilatazione dei tempi di consegna dei materiali. RetiPiù Srl per limitare gli effetti negativi di tale situazione ha avviato una revisione dei propri processi di pianificazione dei propri fabbisogni di materiali e servizi in modo da fidelizzare un portfolio diversificato di fornitori.

### Investimenti

Per quanto riguarda il piano investimenti, nel prossimo triennio, RetiPiù Srl prevede di realizzare investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali per circa 50 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 2022, RetiPiù 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 RetiPiù 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, RetiPiù 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. RetiPiù 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.

### Servizio di illuminazione pubblica

Per quanto riguarda il servizio illuminazione pubblica, il Piano Industriale di RetiPiù Srl prevede di trasferire il servizio ad A2A illuminazione Pubblica Srl, società del Gruppo A2A rientrante nel perimetro di AEB

### Sostenibilità ambientale

I rischi correlati alla sostenibilità ambientale sono destinati ad aumentare nel breve periodo, diventando un "permanent risk" strategico, di importanza prioritaria. Pertanto RetiPiù Srl, tramite il progetto "RetiPiù Meno Co2" potenzierà e svilupperà iniziative specifiche finalizzate a supportare il costante impegno di RetiPiù 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, 8 febbraio 2022

Il Direttore Generale  
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente  
Mauro Ballabio

## **Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari**

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro	
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2021	31.12.2020
<b>Attività non correnti</b>			
1	Immobili, impianti e macchinari	31.775.657	29.502.408
	di cui Immobili IFRS 16 - ROU	4.333.631	4.418.602
	di cui automezzi IFRS 16- ROU	151.354	165.266
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-
3	Altre attività immateriali	221.448.784	223.902.864
4	Partecipazioni	-	-
<b>Altre attività finanziarie non correnti</b>			
5	Altre attività non correnti	816.474	1.208.429
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	10.403.474	9.462.494
5bis	Attività non correnti disponibili per la vendita	-	-
<b>Totale Attività non correnti</b>		<b>264.444.389</b>	<b>264.076.195</b>
<b>Attività correnti</b>			
6	Rimanenze	3.772.160	922.520
7	Crediti commerciali	11.476.558	12.301.949
8	Crediti per imposte	64.770	717.531
9	Altre attività correnti	3.767.280	13.700.697
10	Altre attività finanziarie correnti	1.530.118	-
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600.749	1.600.108
<b>Totale Attività correnti</b>		<b>22.211.635</b>	<b>29.242.804</b>
<b>Totale Attivo</b>		<b>286.656.024</b>	<b>293.318.999</b>

Rif.Nota	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	31.12.2021	31.12.2020
12	<b>Patrimonio netto</b>		
	Capitale Sociale	110.000.000	110.000.000
	Riserve	118.216.847	117.172.637
	Utile (perdita) dell'esercizio	15.088.287	5.485.191
<b>Totale Patrimonio netto</b>		<b>243.305.134</b>	<b>232.657.829</b>
<b>Passività non correnti</b>			
13	Finanziamenti	5.833.556	7.499.019
14	Altre passività non correnti	628.904	303.893
15	Fondi per benefici a dipendenti	838.420	1.256.513
16	Fondi per rischi ed oneri	5.699.709	5.704.096
17	Fondo Imposte differite passive	12.670.969	22.353.773
<b>Totale Passività non correnti</b>		<b>25.671.558</b>	<b>37.117.294</b>
<b>Passività correnti</b>			
13	Finanziamenti	1.853.707	10.108.687
18	Debiti Commerciali	10.825.342	8.854.941
19	Debiti per imposte	2.566.167	490.482
20	Altri debiti	2.434.116	4.089.766
<b>Totale Passività correnti</b>		<b>17.679.331</b>	<b>23.543.877</b>
<b>Totale Patrimonio netto e passività</b>		<b>286.656.024</b>	<b>293.318.999</b>

Conto economico complessivo		Valori espressi in euro	
Rif.Nota		31.12.2021	31.12.2020
<b>Ricavi delle vendite</b>			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	48.754.921	44.511.843
21a	Variazione dei lavori in corso	-	-
22	Altri ricavi e proventi	1.412.452	2.262.430
<b>Totale Ricavi delle vendite</b>		<b>50.167.373</b>	<b>46.774.273</b>
<b>Costi operativi</b>			
23	Acquisti	- 10.469.494	- 14.880.930
24	Variazione delle rimanenze	321.149	655.823
25	Servizi	- 20.724.574	- 15.307.147
26	Costi per il personale	- 7.413.365	- 7.276.626
27	Altri costi operativi	- 1.131.730	- 1.349.961
28	Costi per lavori interni capitalizzati	15.956.480	11.539.440
<b>Totale costi operativi</b>		<b>- 23.461.534</b>	<b>- 27.931.048</b>
<b>Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)</b>		<b>26.705.839</b>	<b>18.843.225</b>
<b>Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti</b>			
29	Ammortamenti e svalutazioni	- 17.438.754	- 11.961.805
30	Accantonamenti	- 208.334	- 60.000
31	Ricavi e costi non ricorrenti	-	200.520
<b>Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti</b>		<b>- 17.647.088</b>	<b>- 11.821.284</b>
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>		<b>9.058.750</b>	<b>7.021.941</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
32	Proventi da partecipazioni	-	-
32	Proventi finanziari	3.848	13.088
32	Oneri finanziari	- 205.970	- 213.929
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
<b>Totale gestione finanziaria</b>		<b>- 202.122</b>	<b>- 200.841</b>
33	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-
<b>Risultato ante imposte</b>		<b>8.856.628</b>	<b>6.821.100</b>
34	Imposte	6.231.659	1.335.909
35	Adeguamento fiscalità differita (effetto Robin Tax)	-	-
<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>		<b>15.088.287</b>	<b>5.485.191</b>
Componenti del conto economico complessivo		-	-
<b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>		<b>15.088.287</b>	<b>5.485.191</b>

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)		31.12.2021	31.12.2020
<b>A)</b>	<b>Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)</b>		
	<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>	<b>15.088.287</b>	<b>5.485.191</b>
	Imposte sul reddito	6.231.659	1.335.909
	Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	202.122	200.841
	(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	344.838	187.888
<b>1</b>	<b>Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,</b>	<b>21.866.906</b>	<b>7.209.829</b>
	<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>		
	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	208.334	60.000
	Ammortamento delle immobilizzazioni	15.388.754	11.416.404
	Svalutazione crediti	0	0
	Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali	2.050.000	800.000
	Altre rettifiche per elementi non monetari	-11.123.036	-862.192
	<b>Totale rettifiche per elementi non monetari</b>	<b>6.524.053</b>	<b>11.414.212</b>
<b>2</b>	<b>Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN</b>	<b>28.390.959</b>	<b>18.624.041</b>
	<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
	Decremento/(incremento) delle rimanenze	-2.849.640	3.258.889
	Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	825.392	-1.392.024
	Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	1.970.401	1.779.198
	<b>Altre variazioni del capitale circolante netto</b>	<b>6.877.886</b>	<b>-10.757.121</b>
	<b>Totale variazioni del capitale circolante netto</b>	<b>6.824.038</b>	<b>-7.111.058</b>
<b>3</b>	<b>Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN</b>	<b>35.214.998</b>	<b>11.512.983</b>
	<i>Altre rettifiche</i>		
	Interessi incassati/(pagati)	-94.041	-142.997
	Imposte sul reddito (pagate)/incassate	-128.735	-49.643
	Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	-206.533	-1.261.137
	<b>Totale altre rettifiche</b>	<b>-429.310</b>	<b>-1.453.777</b>
	<b>Flusso finanziario della gestione reddituale (A)</b>	<b>34.785.688</b>	<b>10.059.205</b>
<b>B)</b>	<b>Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento</b>		
	<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
	(Investimenti)	-5.238.945	-1.762.082
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0
	<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
	(Investimenti)	-13.549.713	-11.416.849
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0
	<i>Altre finanziarie</i>		
	(Investimenti)		
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	<i>Altre attività e passività non correnti</i>	716.966	-902.575
	<b>Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)</b>	<b>-18.071.691</b>	<b>-14.081.505</b>
<b>C)</b>	<b>Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento</b>		
	<i>Mezzi di terzi</i>		
	Accensione finanziamenti	0	0
	Rimborso finanziamenti verso banche	-2.052.531	-2.013.436
	Incremento/(decremento) debiti verso banche	-108.081	-57.844
	Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	-299.668	-292.612
	Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori	0	1.230.373
	Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	-9.042.144	9.615.650
	<i>Mezzi propri</i>		
	Pagamento dividendi	-5.210.931	-2.000.000
	<b>Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)</b>	<b>-16.713.355</b>	<b>4.021.385</b>
<b>D)</b>	<b>Operazione straordinaria di conferimento</b>		
	Impianti servizi distribuzione gas	0	0
	Crediti	0	0
	Debiti verso banche – Mutui	0	0
	Aumento di capitale	0	0
	Aumento riserva sovrapprezzo azioni	0	0
	<b>Flusso finanziario operazione straordinaria di conferimento (D)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C +/-) D)</b>	<b>642</b>	<b>-915</b>
	<b>Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio</b>	<b>1.600.749</b>	<b>1.600.108</b>
	Denaro e valori in cassa	1.149	1.231
	Depositi bancari e postali	1.599.600	1.598.876
	<b>Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio</b>	<b>1.600.108</b>	<b>1.601.023</b>
	Denaro e valori in cassa	1.231	2.749
	Depositi bancari e postali	1.598.876	1.598.274

	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 31.12.2018</b>	<b>82.550.608</b>	<b>47.242.198</b>	<b>2.305.688</b>	<b>13.405.025</b>	<b>422.604</b>	<b>8.352.676</b>	<b>4.793.268</b>	<b>159.072.067</b>
Destinazione risultato esercizio 2018	-	-	239.663	2.553.605	-	2.000.000	- 4.793.268	-
Dividendi	-	-	-	-	-	- 2.000.000	-	- 2.000.000
Applicazione IAS 19	-	-	-	-	-	- 110.785	-	- 110.785
Risultato dell'esercizio 2019	-	-	-	-	-	-	4.608.379	4.608.379
<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	-	2.000.000	- 4.608.379	-
Dividendi	-	-	-	-	-	- 2.000.000	-	- 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	-	-	5.210.931	- 5.485.191	-
Dividendi	-	-	-	-	-	- 5.210.931	-	- 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>

## Note Esplicative

## Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 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.

## Prima 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 ed emendamenti applicabili dal 1° gennaio 2021

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 2020. Di seguito si riporta una descrizione dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni da adottare dal 1° gennaio 2021 che tuttavia non hanno avuto impatto sul bilancio della società.

- **IFRS 16 Leasing (Modifiche – COVID-19-Concessioni relative agli affitti)**, in risposta alla pandemia COVID-19, nel maggio 2020 lo IASB ha emesso degli emendamenti all'IFRS 16, che consentono ai locatari di non valutare se una concessione di affitto ricevuta soddisfa la definizione di modifica del leasing, quando determinati criteri vengono soddisfatti. Al contrario, i locatari applicano altri principi IFRS applicabili, che spesso comporteranno la registrazione di una concessione in affitto come pagamento variabile negativo (ad es. Passività per leasing DR, profitti o perdite CR). In sostanza, questa modifica ha fornito un espediente pratico per contabilizzare la riduzione dei canoni di locazione a causa del COVID-19. L'espediente pratico del 2020 era disponibile per le riduzioni dei canoni di locazione che interessavano solo i pagamenti originariamente dovuti entro il 30 giugno 2021. In data 31 marzo 2021, lo IASB ha emesso l'emendamento "COVID 19-Related Rent Concessions beyond 30 June 2021", che ha esteso il periodo per potersi avvalere dell'espediente pratico dal 30 giugno 2021 al 30 giugno 2022.
- **Modifica all'IFRS 4 – contratti assicurativi e proroga dell'esenzione temporanea dall'applicazione dell'IFRS 9**, tale modifica mira a rimediare alle conseguenze contabili temporanee dello sfasamento tra la data di entrata in vigore dell'IFRS 9 e la data di entrata in vigore del futuro IFRS 17, in particolare prorogano la scadenza dell'esenzione temporanea dall'applicazione dell'IFRS 9 fino al 2023 al fine di allineare la data di entrata in vigore dell'IFRS 9 al nuovo IFRS 17.
- **Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse e modifiche all'IFRS9, IAS39, IFRS7, IFRS4 e IFRS 16**, tali modifiche prevedono un trattamento contabile specifico per ripartire nel tempo le variazioni di valore degli strumenti finanziari o dei contratti di leasing dovute alla sostituzione dell'indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse. In particolare, tale integrazione mira a stabilizzare le valutazioni dei flussi di cassa evitando impatti a conto economico derivanti dal cambio di tasso utilizzato per le valutazioni.

## Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente

## applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società applicabili ai bilanci degli esercizi che iniziano dopo il 1° gennaio 2022

- **Emendamento ai seguenti principi contabili internazionali:**
  - ✓ **IFRS 3, Business Combination**, modificato per: (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 (cd *levy*) 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. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.
  - ✓ **IAS 16, Property, Plant and Equipment**, modificato in modo da definire che i ricavi, derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto, siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione. Le modifiche allo IAS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.
  - ✓ **IAS 37, Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets**, modificato in modo da fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto. In particolare, la modifica definisce oneroso un contratto in cui i costi non discrezionali necessari per l'adempimento delle obbligazioni assunte superino 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, cioè il minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza. Le modifiche allo IAS 37 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.
  - ✓ **Modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current—Deferral of Effective Date"**, in data 15 luglio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "*Classification of Liabilities as Current or Non-current—Deferral of Effective Date*" volte a differire di un anno la data di efficacia delle modifiche allo IAS 1 "*Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Noncurrent*" (di seguito modifiche allo IAS 1), emesse dallo IASB il 23 gennaio 2020. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.
  - ✓ **Annual Improvements 2018 – 2020**: a maggio 2020, lo IASB ha emesso alcune modifiche all'IFRS 1 IFRS 9, IAS 41 e esempi illustrativi che accompagnano l'IFRS 16.

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

- **Emendamento allo IAS 12 Income Taxes "Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"**, il documento chiarisce come devono essere contabilizzate le imposte differite su alcune operazioni che possono generare attività e passività di pari ammontare, quali il leasing e gli obblighi di smantellamento. Le modifiche si applicheranno dal 1° gennaio 2023 ed è consentita un'applicazione anticipata.
- **Emendamenti denominati "Disclosure of Accounting Policies – Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2" e "Definition of Accounting Estimates – Amendments to IAS 8"**, volti a migliorare la *disclosure* sulle *accounting policy* in modo da fornire informazioni più utili ai lettori del bilancio, nonché ad aiutare le società a distinguere i cambiamenti nelle stime contabili dai cambiamenti di *accounting policy*. Le modifiche si applicheranno dal 1° gennaio 2023 ed è consentita un'applicazione anticipata.
- **Emendamento allo IAS 1 "Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current"**, con l'obiettivo di chiarire come classificare i debiti e le altre passività tra breve o lungo termine. Le modifiche entrano in vigore dal 1° gennaio 2022. E' consentita un'applicazione anticipata.
- **IFRS 14 è entrato in vigore dal 1° gennaio 2016**, ma la Commissione Europea ha deciso di sospendere il processo di omologazione in attesa del nuovo principio contabile sui "*rateregulated activities*". 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.

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

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

Le percentuali di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

Descrizione categoria cespite	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 sopraccitate caratteristiche sono classificate nelle attività finanziarie non correnti.

### Altre Attività finanziarie

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

### Altre Attività

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

### Rimanenze

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo di acquisto ed il presumibile valore di realizzo.

Il costo è determinato secondo il metodo del costo medio ponderato.

### Crediti

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

### Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

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

### Fondi per rischi ed oneri

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

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

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

### Fondi per benefici ai dipendenti

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

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

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

Alla luce di quanto sopra descritto, RetiPù 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 2021 – 2030, 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 2021 e la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti e non ancora fatturati al 31 dicembre 2021, 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 2021 gli incrementi di immobilizzazioni sono stati pari a 5,2 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2021 il valore contabile si incrementa di 2,3 milioni di euro.

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 2020</b>	<b>49.195</b>	<b>3.956</b>	<b>87</b>	<b>53.238</b>
Incrementi	4.837	490	124	5.451
Conferimento Unareti al lordo dei contributi	465	-	-	465
Decrementi	(117)	(44)	-	(161)
Riclassifica Contributi 2020 R+ UNR	(1.270)	-	-	(1.270)
Giroconti	17	-	(83)	(66)
<b>Al 31 dicembre 2020</b>	<b>53.127</b>	<b>4.402</b>	<b>128</b>	<b>57.657</b>
Incrementi	4.109	178	948	5.235
Decrementi	(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>
<b>Ammortamenti accumulati</b>				
<b>Al 1° gennaio 2020</b>	<b>23.263</b>	<b>3.081</b>	-	<b>26.344</b>
Ammortamenti dell'anno	1.680	310	-	1.990
Conferimento Unareti al lordo dei contributi	96	-	-	96
Riclassifica Contributi 2020 R+ UNR	(137)	-	-	(137)
Variazioni	(99)	(40)	-	(139)
<b>Al 31 dicembre 2020</b>	<b>24.803</b>	<b>3.351</b>	-	<b>28.154</b>
Ammortamenti dell'anno	1.797	277	-	2.074
Variazioni	(545)	(1.091)	-	(1.636)
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>26.055</b>	<b>2.537</b>	-	<b>28.592</b>
<b>Valore contabile</b>				
<b>Al 31 dicembre 2020</b>	<b>28.324</b>	<b>1.051</b>	<b>128</b>	<b>29.503</b>
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>30.121</b>	<b>697</b>	<b>958</b>	<b>31.776</b>

Gli incrementi si riferiscono prevalentemente per 2 milioni di euro per reti e impianti energia elettrica e per 1,8 milioni di euro per attrezzature, in particolare per l'investimento relativo al sistema Picarro Advanced Leak Detection (ALD) per la rilevazione e alla ricerca fughe gas.

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 CGUs.

Di seguito si riporta la tabella in cui vengono specificati i tassi di attualizzazione utilizzati con riferimento all'orizzonte temporale 2022-2030:

CGU	Valore recuperabile	WACC 2021 post tax	g factor
Reti gas	Valore d'uso	5,2%	0%
Reti elettriche	Valore d'uso	4,9%	0%

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

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2021.

## 3. Altre attività immateriali

Nel 2021 gli incrementi di immobilizzazioni sono stati pari a 13,8 milioni di euro

Al 31 dicembre 2021 il valore contabile delle immobilizzazioni immateriali si riduce di 2,5 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
<b>Costo</b>						
<b>Al 1° gennaio 2020</b>	<b>9.273</b>	<b>2</b>	<b>235.703</b>	<b>1.886</b>	<b>2</b>	<b>246.866</b>
Incrementi	1.674	-	9.710	33	-	11.417
Conferimento Unareti al lordo dei contributi			120.484	1.900		122.384
Decrementi	-	-	(3.103)	-	-	(3.103)
Riclassifica Contributi 2020 R+ UNR	-	-	(9.915)	-	-	(9.915)
Giroconti	-	-	69	-	(2)	67
<b>Al 31 dicembre 2020</b>	<b>10.947</b>	<b>2</b>	<b>352.948</b>	<b>3.819</b>	<b>-</b>	<b>367.716</b>
Incrementi	1.261	-	12.425	27	42	13.755
Decrementi	(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>
<b>Ammortamenti accumulati</b>						
<b>Al 1° gennaio 2020</b>	<b>7.789</b>	<b>1</b>	<b>87.273</b>	<b>1.851</b>	<b>-</b>	<b>96.914</b>
Ammortamenti dell'anno	913	-	8.142	116	-	9.171
Conferimento Unareti al lordo dei contributi			41.487	181		41.668
Riclassifica Contributi 2020 R+ UNR	-	-	(1.805)	-	-	(1.805)
Variazioni	-	-	(2.136)	-	-	(2.136)
<b>Al 31 dicembre 2020</b>	<b>8.702</b>	<b>1</b>	<b>132.961</b>	<b>2.148</b>	<b>-</b>	<b>143.812</b>
Ammortamenti dell'anno	733	-	12.036	546	-	13.315
Variazioni	(1.859)	-	(1.113)	-	-	(2.972)
<b>Al 31 dicembre 2021</b>	<b>7.576</b>	<b>1</b>	<b>143.884</b>	<b>2.694</b>	<b>-</b>	<b>154.155</b>
<b>Valore contabile</b>						
<b>Al 31 dicembre 2020</b>	<b>2.245</b>	<b>1</b>	<b>219.987</b>	<b>1.671</b>	<b>-</b>	<b>223.904</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>

Il decremento è dovuto prevalentemente alla cessione degli asset in AEB con data 1° luglio 2021 e alle dismissioni.

## 4. Partecipazioni

RetiPù Srl al 31/12/2021 non è titolare di alcuna 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.

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Depositi cauzionali	268	633	(365)
Altri crediti non correnti	3	23	(20)
Ratei e risconti attivi	39	45	(6)
Crediti per Imposte	507	507	-
<b>Totale altre attività non correnti</b>	<b>817</b>	<b>1.208</b>	<b>(391)</b>

## 6. Rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.234	913	321

Lavori in corso su ordinazione	9	9	-
Rimanenze TEE	2.529	-	2.529
<b>Totale rimanenze</b>	<b>3.772</b>	<b>922</b>	<b>2.850</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" rappresentava al 31 dicembre 2021 la quantità di TEE acquistati dalla società e non annullati entro la fine dell'anno.

## 7. Crediti commerciali

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

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Crediti verso clienti	3.173	3.511	(338)
Fatture da emettere verso clienti	2.663	2.293	370
<b>Totale lordo</b>	<b>5.836</b>	<b>5.804</b>	<b>32</b>
Fondo svalutazione crediti	(759)	(760)	1
<b>Totale netto</b>	<b>5.077</b>	<b>5.044</b>	<b>33</b>
Crediti verso imprese controllanti	14	121	(107)
Crediti verso imprese consociate	6.386	7.137	(751)
<b>Totale crediti commerciali</b>	<b>11.477</b>	<b>12.302</b>	<b>(825)</b>

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

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2020	760
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	-1
Accantonamenti dell'esercizio	-
<b>Fondo al 31 dicembre 2021</b>	<b>759</b>

I "Crediti verso imprese controllanti" sono composti per euro 14 mila da crediti verso AEB. 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 erogati.

Si riporta di seguito il dettaglio dello scaduto:

Schema giorni	Importo
a scadere	2.919
0 - 30	118
31 - 60	41
61 - 90	14
91 - 120	(1)
121 - 150	0
151 - 180	0
181 - 210	0
Oltre 210	80
<b>TOTALE</b>	<b>3.173</b>

## 8. Crediti per imposte

I crediti per imposte sono prevalentemente composti da:

- Credito di imposta per erogazioni liberali a sostegno della cultura (Art Bonus) per 36 mila euro ;
- 19 mila euro per misure emergenza epidemologica da Covid-19.

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Crediti da consolidato fiscale	-	473	(473)
Altri crediti	29	17	12
Credito di imposta	36	227	(191)
<b>Totale crediti per imposte</b>	<b>65</b>	<b>717</b>	<b>(652)</b>

## 9. Altre attività correnti

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

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Crediti diversi	3.399	13.197	(9.798)
Ratei e risconti attivi	368	504	136
<b>Totale altre attività correnti</b>	<b>3.767</b>	<b>13.701</b>	<b>(9.934)</b>

La voce "Crediti diversi" presenta i seguenti valori:

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Crediti v/o CSEA	2.879	12.676	(9.797)
Crediti verso il personale	15	16	(1)
Crediti v/Comune	470	470	-
Altri crediti	35	35	-
<b>Totale crediti diversi</b>	<b>3.399</b>	<b>13.197</b>	<b>(9.798)</b>

La voce più significativa è rappresentata dai crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali che sono costituiti principalmente dai crediti per bonus gas (799 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (410 mila euro), crediti per componente commercializzazione (414 mila euro).

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 euro 35 mila e crediti verso il personale per euro 15 mila.

La voce "Ratei e risconti attivi" pari a 503 mila euro è così composta:

- 39 mila euro per ratei attivi;
- 54 mila euro per canoni affitti;
- 32 mila euro per servizi ai dipendenti (polizza sanitaria e buoni pasto);
- 84 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora conclusasi al 31 dicembre 2021;
- 70 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti;
- 56 mila euro per canoni software, per estensione garanzia e manutenzioni hardware e software di competenza dell'anno 2022;
- 33 mila euro per altri costi di competenza dell'anno successivo.

## 10. Altre attività finanziarie correnti

I "crediti verso controllanti" sono crediti relativi al trasferimento di liquidità ad AEB Spa nell'ambito del contratto di cash-pooling. Al 31 dicembre 2020 tale posizione era a debito e classificata nella voce "Finanziamenti"

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Crediti verso controllanti	1.530	-	1.530
<b>Totale altre attività finanziarie correnti</b>	<b>1.530</b>	<b>-</b>	<b>1.530</b>

## 11. Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari ad euro 1.601 mila al 31 dicembre 2021 è rappresentata quasi esclusivamente da saldi attivi di c/c bancari.

## 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	87.382	A,B,C	87.382	68.158	-	-
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	3.050	B	3.050	-	-	-
Riserva straordinaria	17.509	A,B,C	17.509	17.509	-	-
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	(78)	B	(78)			
<b>TOTALI</b>	<b>228.217</b>		<b>118.217</b>	<b>95.872</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 19.224 migliaia di 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 euro 30.701.679.

## 13. Finanziamenti

(migliaia di euro)	31/12/2021		31/12/2020	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Debiti verso banche	1.314	1.198	2.053	2.512
Debiti verso altri finanziatori	307	314	300	621
Debiti verso altri finanziatori IFRS 16	233	4.322	244	4.366
Debiti verso controllanti	-	-	7.512	-
<b>Totale finanziamenti</b>	<b>1.854</b>	<b>5.834</b>	<b>10.109</b>	<b>7.499</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: 293 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 457 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: 336 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: 427 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 217 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- il mutuo chirografario sottoscritto nel 2016 (durata 5 anni) per 5 milioni di euro finalizzato alla produzione di TEE, verrà rimborsato nel modo seguente: 258 mila euro entro i prossimi dodici mesi;

Erogazione	Istituto di credito	Importo	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni
2009	Banca Popolare di Sondrio	3.500	293	457	-
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	336	524	-
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	427	217	-
2016	Banca Popolare di Sondrio	5.000	258	-	-
<b>Totale Finanziamenti a M/L chirografari</b>		<b>16.100</b>	<b>1.314</b>	<b>1.198</b>	<b>-</b>

#### 14. Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Depositi cauzionali passivi	607	304	303
Ratei e risconti passivi	22	-	22
<b>Totale Altre passività non correnti</b>	<b>629</b>	<b>304</b>	<b>325</b>

I "Depositi cauzionali passivi" sono relativi a garanzie fornite dai clienti finali.

La voce "Ratei e risconti passivi" è rappresentata dai risconti sui contributi ricevuti dagli utenti per prestazioni eseguite per nuovi allacciamenti e/o nuove estensioni rete e risconti per lavori "Metrotranvia Parco Nord- Seregno FS"

#### 15. Fondi per benefici a dipendenti

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020
<b>Passività al 1° gennaio</b>	<b>1.256</b>	<b>1.214</b>
Oneri finanziari	35	15
Pagamenti effettuati	(420)	(328)
Conferimento	-	227
Cessione ramo ad AEB	(72)	-
<b>Fondo TFR OIC</b>	<b>743</b>	<b>1.128</b>
Adeguamento IAS 21	95	128
<b>Passività al 31 dicembre</b>	<b>838</b>	<b>1.256</b>

La determinazione del TFR secondo lo IAS 19 ha richiesto 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.

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

#### 16. Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
<b>Totale fondo rischi e oneri</b>	<b>5.700</b>	<b>5.704</b>	<b>(4)</b>

La società ha iscritto al 31 dicembre 2021 un fondo rischi pari a circa 5,7 milioni di euro così composto:

Descrizione	Saldo al 31/12/2020	Utilizzo	giroconto	rilascio	Acc.to	Saldo al 31/12/2021
Contenzioso canone ricognitorio	157.800	-	-	-	-	157.800
oneri per il personale	45.479	-	-	-	-	45.479
Rischi normativi ed oneri per perequazione anni precedenti	1.182.282	(206.533)	-	-	208.334	1.184.083
Rischio ricorso terreni	2.781.000	-	-	-	-	2.781.000
Rischio contenzioso AE	200.000	-	-	-	-	200.000
Rischi delta patrimonio netto e valore di indennizzo	1.173.089	-	-	-	-	1.173.089
Altri rischi e oneri	161.169	-	-	-	-	161.169
<b>TOTALE</b>	<b>5.700.819</b>	<b>(206.533)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>208.334</b>	<b>5.702.620</b>

### 17. Fondo imposte differite

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020
Imposte differite attive	10.403	9.462
Imposte differite passive	(12.671)	(22.354)
<b>Posizione netta</b>	<b>(2.268)</b>	<b>(12.892)</b>

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

Crediti per imposte anticipate	31/12/2021				31/12/2020				
	(migliaia di euro)	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale
Svalutazione crediti	466	112	-	-	112	466	112	-	112
Rischi/svalutazione immobilizzazioni	10.563	2.535	444	-	2.979	8.889	2.133	373	2.506
Ammortamenti	14.358	3.446	0,3	-	3.446	12.938	3.105	2	3.107
Ammortamenti su beni conferiti ex Unareti	14.633	3.512	209	-	3.721	14.071	3.377	186	3.563
Premi amministratori e personale	457	109	-	-	109	546	131	-	131
Fondo mensilità aggiuntive	45	11	-	-	11	45	11	-	11
Compensi Cda non pagati nell'anno	12	3	-	-	3	2	1	-	1
<b>1' TOTALE</b>	<b>40.534</b>	<b>9.728</b>	<b>653</b>	<b>-</b>	<b>10.381</b>	<b>36.957</b>	<b>8.870</b>	<b>561</b>	<b>9.431</b>
TFR IAS 19	95	22	-	-	22	128	31	-	31
<b>Totale crediti per imposte anticipate</b>	<b>40.629</b>	<b>9.750</b>	<b>653</b>	<b>-</b>	<b>10.403</b>	<b>37.085</b>	<b>8.901</b>	<b>561</b>	<b>9.462</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	31/12/2021				31/12/2020				
	(migliaia di euro)	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale
Plusvalori su beni conferiti ex AEB - ASML	-	-	-	-	-	31.651	7.596	1.330	8.926

Plusvalori su beni conferiti Ex Unareti	43.655	10.477	1.834	<b>12.311</b>	46.248	11.100	1.942	13.042
Plusvalori su beni conferiti	1.411	339	-	<b>339</b>	1.519	365	0	365
<b>1' TOTALE</b>	<b>45.066</b>	<b>10.816</b>	<b>1.834</b>	<b>12.650</b>	<b>79.418</b>	<b>19.061</b>	<b>3.272</b>	<b>22.333</b>
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3	<b>21</b>	76	18	3	21
<b>Totale crediti per imposte anticipate</b>	<b>45.142</b>	<b>10.834</b>	<b>1.837</b>	<b>12.671</b>	<b>79.494</b>	<b>19.079</b>	<b>3.275</b>	<b>22.354</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.

Si rammenta che le imposte differite derivano dal conferimento proveniente da Unareti Spa con effetto dal 1° novembre 2020.

## 18. Debiti commerciali

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Debiti verso fornitori	5.463	4.557	906
Debiti per fatture da ricevere	3.842	3.771	71
<b>Totale Fornitori</b>	<b>9.305</b>	<b>8.328</b>	<b>977</b>
Debiti verso Imprese controllanti	1.251	429	822
Debiti verso Imprese consociate	269	98	171
<b>Totale debiti commerciali</b>	<b>10.825</b>	<b>8.855</b>	<b>1.970</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.

## 19. Debiti per imposte

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Debiti da consolidato fiscale	1.510	-	1.510
Erario c/IRPEF	154	211	(57)
Debito per imposta sostitutiva	633	0	633
Erario c/IRAP	239	83	156
Erario c/IVA	30	196	(166)
<b>Totale debiti per imposte</b>	<b>2.566</b>	<b>490</b>	<b>2.076</b>

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.

Nei debiti per imposta sostitutiva contiene il debito residuo scaturito dal riallineamento dei valori civili e fiscali dei beni conferiti da AEB/ASML nell'anno 2021.

## 20. Altri debiti

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Anticipi e acconti da utenti	4	4	-
Debiti verso istituti di previdenza	493	485	8
Ratei e risconti passivi	21	305	(284)

Altri debiti correnti	1.916	3.572	(1.656)
<b>Totale altri debiti</b>	<b>2.434</b>	<b>4.366</b>	<b>(1.932)</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 ad interessi su mutui.

La voce "Altri debiti correnti" è così composta:

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Debiti verso CSEA per componenti e perequazione	1.217	2.183	(966)
Debiti v/o il Personale	555	592	(37)
Debiti diversi	144	797	(653)
<b>Totale debiti diversi</b>	<b>1.916</b>	<b>3.572</b>	<b>(1.656)</b>

I debiti verso CSEA sono costituiti per euro 561 mila da debiti per componenti gas ed EE (prevalentemente accise, componente CMOR), ed euro 656 mila da debiti per perequazione.

I debiti verso il personale comprendono principalmente i debiti relativi alle retribuzioni differite (ferie, rol, 13° e 14° mensilità).

## Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

### 21. Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Ricavi delle vendite	40.284	31.460	8.824
Ricavi delle vendite diverse	12	9	3
Vendita TEE	6.622	11.219	(4.597)
Ricavi delle prestazioni	1.837	1.824	13
<b>Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni</b>	<b>48.755</b>	<b>44.512</b>	<b>4.243</b>

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione e misura di gas ed energia. Nell'anno 2021 i ricavi presentano un valore di 40.284 migliaia di euro, con un incremento pari a 8.824 migliaia di euro rispetto all'anno precedente, dovuto principalmente all'effetto economico derivante dal ramo conferito da Unareti nel mese di novembre 2020.

La Società ha assolto gli adempimenti previsti per l'anno 2021 (anno d'obbligo 2020 e parte anno 2019) annullando n. 24.778 TEE (44.086 TEE nell'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.

### 22. Altri ricavi e proventi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Contributi diversi	142	58	84
Altri ricavi e proventi	1.217	2.204	(933)
<b>Totale altri ricavi e proventi operativi</b>	<b>1.413</b>	<b>2.262</b>	<b>(849)</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 "altri ricavi e proventi" presenta un decremento rispetto al precedente esercizio in quanto nel 2020 era stato rilasciato il fondo accantonato negli anni precedenti per oneri connessi alle transazioni dei TEE, per adeguamento alla politica contabile di Gruppo sui certificati bianchi.

### 23. Acquisti

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Acquisti materie prime e materiale di consumo	3.461	3.188	273
Altri acquisti	194	143	51
Acquisto TEE	6.814	11.550	(4.736)
<b>Totale acquisti</b>	<b>10.469</b>	<b>14.881</b>	<b>(4.412)</b>

La voce presenta un decremento significativo in relazione al volume dei TEE acquistati, a seguito della variazione normativa sugli obblighi in capo ai Distributori, come meglio specificato nella sezione regolatoria del presente documento.

La società nell'anno 2021 ha acquistato 33.972 TEE (34.095 TEE nell'anno precedente) ed ha annullato n. 24.778 TEE con un residuo a fine anno pari a n. 9.194 TEE.

## 24. Variazione delle rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Rimanenze iniziali di materiali	913	1.569	(656)
Rimanenze finali di materiale	(1.234)	(913)	(321)
Utilizzo fondo svalutazione magazzino	-	-	
<b>Totale variazione delle rimanenze</b>	<b>(321)</b>	<b>656</b>	<b>(977)</b>

## 25. Costi per servizi

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Spese per lavori	9.015	4.981	4.034
Prestazioni professionali	2.495	2.312	183
Organi societari	109	69	10
Autoconsumi	867	627	240
Trasporto su rete nazionale	935	901	34
Altri costi per servizi	1.500	1.563	(63)
Utilizzo locali e attrezzature	18	21	(3)
Utilizzo impianti e affidamento servizi	5.497	4.465	1.032
Altri noleggi	289	338	(49)
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>20.725</b>	<b>15.307</b>	<b>5.418</b>

Le spese per lavori presentano un incremento generato dall'incremento di perimetro nei territori di Bergamo e Milano conferiti da Unareti alla Società dal 1° novembre 2020 e dall'attività di sostituzione contatori tradizionali in contatori elettronici.

A seguito del conferimento (con effetto dal 1° novembre 2020) delle maggiori attività sui territori di Bergamo e Milano si registra un generalizzato incremento sulle varie voci dei costi operativi, in particolare relativamente alle "spese per lavori" nonché ai costi per "utilizzo impianti e affidamento servizi"

## 26. Costi del personale

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Salari e stipendi	5.317	5.245	72
Oneri sociali	1.705	1.650	55
TFR	324	336	(12)
Altri costi	67	45	22
Lavoro interinale	-	-	-
<b>Totale costi del personale</b>	<b>7.413</b>	<b>7.276</b>	<b>137</b>

Il costo del Personale al 31 dicembre 2021 è pari a 7.431 migliaia di euro, in crescita di 137 migliaia di euro rispetto all'anno precedente. La variazione in aumento scaturisce dell'incremento di perimetro dovuto al conferimento del 1° novembre e dalla cessione verso la controllante AEB spa del personale dell'area Corporate (1° luglio 2021), a seguito della riorganizzazione intervenuta in corso d'anno.

## 27. Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Oneri di gestione tributari	368	248	120
Contributi associativi	34	30	4
Altri costi operativi	730	1.072	(342)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>1.132</b>	<b>1.350</b>	<b>(218)</b>

## 28. Costi per lavori interni capitalizzati

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Costi per lavori interni capitalizzati	15.956	11.539	4.416
<b>Totale</b>	<b>15.956</b>	<b>11.539</b>	<b>4.416</b>

I costi per lavori interni capitalizzati presentano un incremento riconducibile in prevalenza al differente perimetro gestito.

## 29. Ammortamenti e svalutazioni

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	2.073	1.990	83
Ammortamenti delle attività immateriali	13.316	9.172	4.144
Svalutazione immobilizzazioni	2.050	800	1.250
<b>Totale</b>	<b>17.439</b>	<b>11.962</b>	<b>5.477</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. L'incremento rispetto all'esercizio precedente è conseguenza dell'incremento degli asset gestiti a seguito del conferimento del 1° novembre 2020.

Nell'anno 2021 la Società ha provveduto alla riclassifica di tutte le immobilizzazioni inerenti l'attività di distribuzione e misura gas da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali applicando il principio IFRIC 12 al fine di omogeneizzare le proprie procedure con le procedure contabili di A2A Spa, società che svolge l'attività di controllo e coordinamento.

## 30. Accantonamenti

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Accantonamento per rischi su crediti e perdite	-	-	-
Accantonamento per rischi ed oneri	208	60	148
<b>Totale</b>	<b>208</b>	<b>60</b>	<b>148</b>

Nel corso dell'esercizio 2021 la Società ha proceduto ad accantonare a fondo rischi 208 migliaia di euro.

## 31. Ricavi e costi non ricorrenti

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Ricavi e costi non ricorrenti	-	201	(201)
<b>Totale</b>	<b>-</b>	<b>201</b>	<b>(201)</b>

La voce non ha subito movimentazioni nel corso dell'anno 2021; l'anno precedente era stato rilasciato un importo pari a 201 mila euro dal fondo rischi.

## 32. Proventi e oneri finanziari

La gestione finanziaria della Società è oggetto di contratto di cash-pooling con la capogruppo AEB Spa.

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazione
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
<b>Totale proventi da partecipazioni</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Interessi di mora da clienti	2	1	1
Interessi attivi bancari	2	2	-
Altri proventi finanziari	-	10	(10)
<b>Totale proventi finanziari</b>	<b>4</b>	<b>13</b>	<b>9</b>
Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	58	90	(32)

Altri interessi passivi	148	124	24
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>206</b>	<b>214</b>	<b>(8)</b>
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio		-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio		-	-
<b>Totale Proventi e oneri</b>		-	-
<b>Totale Gestione finanziaria</b>	<b>(202)</b>	<b>(201)</b>	<b>(1)</b>

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

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2021.

### 34. Imposte sul reddito

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020
Imposte correnti	3.567	1.818
Imposte differite	(757)	(191)
Imposte anticipate	(947)	478
Imposte anni precedenti	(119)	(769)
Effetto riallineamento fiscale	(7.976)	0
<b>Totale</b>	<b>(6.232)</b>	<b>1.336</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%).

Tabella di riconciliazione (migliaia di euro)		totali	imposta
Risultato prima delle imposte		<b>8.857</b>	
Onere fiscale teorico IRES (aliquota 24%)			<b>2.126</b>
Tabella di riconciliazione		parziali	totali
Variazioni permanenti in aumento ai fini Ires		219	
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini Ires		(1.296)	
<b>Totale</b>			<b>(1.077)</b>
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi		(9.264)	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi		(4.092)	
<b>Totale</b>			<b>5.172</b>
ACE (Deduzione per capitale investito)		(335)	
Imponibile fiscale Ires			<b>12.617</b>
Imposta corrente IRES (24%)			<b>3.028</b>

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.

Tabella di riconciliazione imposta IRAP (migliaia di euro)	parziali	totali	imposta
Valore della produzione A)	66.124		
Costi della produzione B)	(57.065)		
<b>Differenza (A - B)</b>		<b>9.059</b>	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	9.672		
<b>Totale valore della produzione ai fini IRAP</b>		<b>18.731</b>	

Onere fiscale teorico IRAP (aliquota 4,20%)			<b>787</b>
Deduzione e variazione ai fini IRAP	(7.156)		
<b>Totale deduzione e variazioni</b>		<b>(7.156)</b>	
Variazioni permanenti in aumento	196		
Variazioni permanenti in diminuzione	-		
<b>Totale variazioni permanenti</b>		<b>196</b>	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	2.599		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	(1.524)		
Totale differenze temporanee		<b>1.075</b>	
<b>Imponibili IRAP</b>		<b>12.846</b>	
<b>Onere fiscale effettivo IRAP (aliquota 4,20%)</b>			<b>539</b>

### 35. Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi ordinari per € 5.210.931 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2020 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPiu' Srl del 16 marzo 2021.

### 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.

31/12/2021 (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

31/12/2020 (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	12.302			12.302	12.302

Altre attività correnti	13.701			13.701	13.701
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	0			0	0
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600			1.600	1.600
<b>PASSIVITA' FINANZIARIE</b>					
Finanziamenti M/L Termine			12.997	12.997	12.997
Debiti verso banche per finanziamenti a breve				0	0
Altri debiti finanziari – ifrs16			4.611	4.611	4.611
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	7.512			7.512	7.512
Debiti commerciali	8.855			8.855	8.855

### 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)	31/12/2021	31/12/2020
Crediti commerciali	12.236	13.062
Fondo svalutazione crediti	(759)	(760)
<b>Crediti commerciali netti</b>	<b>11.477</b>	<b>12.302</b>
<b>Crediti commerciali totali</b>	<b>11.477</b>	<b>12.302</b>
<b>Di cui scaduti da più di 12 mesi</b>	<b>80</b>	<b>87</b>

(migliaia di Euro)	31/12/2021	31/12/2020
Fondo al 31 dicembre 2020	760	760
Accantonamenti	-	-
Utilizzi	-1	-
<b>Fondo al 31 dicembre 2021</b>	<b>759</b>	<b>760</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)	31/12/2021	31/12/2020
Crediti commerciali	11.477	12.302
Altre attività correnti	3.767	13.701
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1.530	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600	1.600
<b>Totale</b>	<b>18.374</b>	<b>27.603</b>

(migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020
Fidejussioni da clienti	3.711	3.710
<b>Totale</b>	<b>3.711</b>	<b>3.710</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)	31/12/2021	31/12/2020
A tasso fisso	-	-
Attività finanziarie	3.130	1.600
Passività finanziarie	-	-
A tasso variabile		
Attività finanziarie	-	-
Passività finanziarie	7.682	12.997

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2021	31/12/2020
Attività finanziarie	15.244	26.003
Passività finanziarie	10.825	8.855

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)	31/12/2021		31/12/2020	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(8)	(8)	(14)	(14)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	8	8	14	14

## 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 31/12/2021 (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 – ifrs16	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>

Passività finanziarie 31/12/2020 (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	5.485	5.609	2.418	1.658	1.533	

Debiti verso banche per finanziamenti a breve		-				
Altri debiti finanziari	4.611	5.479	401	365	1.015	3.699
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	7.512	7.512	-			
Debiti commerciali	8.855	8.855	8.855			
<b>Totale</b>	<b>26.463</b>	<b>27.455</b>	<b>11.674</b>	<b>2.023</b>	<b>2.548</b>	<b>3.699</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	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
<b>Società controllanti</b>	<b>1.655</b>	<b>391</b>	<b>48</b>	<b>103</b>
A.E.B. S.p.A.	1.547	388	48	103
A2A Spa	108	3	-	-
<b>Società consociate</b>	<b>2.222</b>	<b>682</b>	<b>26.559</b>	<b>21.410</b>
Gelsia Srl	280	306	19.708	19.880
Gelsia Ambiente Srl	13	31	57	106
A2A Energia Spa	73	10	6.536	1.375
Lumenergia Spa	-	-	6	1
Acel Energie Srl	-	-	210	44
Yada Energia Srl	-	-	42	4
A2A smartCity	3	-	-	-
Unareti Spa	1.853	335	-	-

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2021, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali (migliaia di euro)	Patrimoniale attivo		Patrimoniale passivo	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
<b>Società controllanti</b>	<b>1.544</b>	<b>491</b>	<b>2.852</b>	<b>152</b>
A.E.B. S.p.A.	1.544	491	2.742	149
A2A Spa	-	-	110	3
<b>Società consociate</b>	<b>6.387</b>	<b>7.142</b>	<b>516</b>	<b>612</b>
Gelsia Srl	4.786	5.520	58	60
Gelsia Ambiente Srl	1	23	3	12
A2A Energia Spa	1.540	1.539	6	174
Lumenergia Spa		2	-	1
Acel Energie Srl	46	53	-	9
Yada Energia Srl	14	5	-	1
A2A smartCity			3	
Unareti Spa	-	-	446	355

### 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)	31/12/2021
Amministratori	40
Sindaci	29

I corrispettivi spettanti alla società di revisione, relativi alla revisione legale dei conti annuali e alla revisione contabile dei conti annuali separati ai sensi della delibera 11/07 dell'Autorità, ammontano ad € 38 mila.

### 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.

Non si segnalano eventi e fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

## Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio

Signori soci,

in relazione a quanto precedentemente esposto, ai dati indicati nel fascicolo di bilancio ed alla nota integrativa di recepimento dei fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio e successivamente al 8 febbraio 2021 data di predisposizione del progetto di bilancio, vi proponiamo di:

- 1) approvare il progetto di bilancio d'esercizio al 31.12.2021, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 15.088.287;
- 2) destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 15.088.287 come segue:
  - a. 5% a Riserva Legale per 754.414 Euro;
  - b. Riserva straordinaria euro 333.873 Euro;
  - c. Euro 14.000.000 quale dividendo in favore dei soci.
- 3) di porre in pagamento l'indicato saldo del dividendo dell'esercizio 2021 di Euro 14.000.000, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 1 luglio 2022.

Desio, 8 febbraio 2022

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 31.12.2021 era controllata da A2A Spa

Ai fini di quanto richiesto dall'art. 2497-bis del Codice Civile si riporta nel prosieguo un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato dalla società A2A Spa e riferito all'esercizio 2020

#### Principali dati patrimoniali ed economici dell'ultimo bilancio approvato della capogruppo A2A S.p.A.

(Valori all'euro)

<b>SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/12/2019</b>
<b>ATTIVITA'</b>		
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>6.585.050.208</b>	<b>6.108.939.989</b>
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>	<b>2.864.614.249</b>	<b>2.036.276.285</b>
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA</b>	<b>465.623</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE ATTIVO</b>	<b>9.450.130.080</b>	<b>8.145.216.274</b>
<b><u>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</u></b>		
<b><u>PATRIMONIO NETTO</u></b>		
Capitale sociale	1.629.110.744	1.629.110.744
(Azioni proprie)	(53.660.996)	(53.660.996)
Riserve	1.055.432.573	817.577.852
Risultato d'esercizio	545.729.183	450.622.909
<b>Totale Patrimonio netto</b>	<b>3.176.611.504</b>	<b>2.843.650.509</b>
<b><u>PASSIVITA'</u></b>		
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>4.022.648.534</b>	<b>3.431.339.832</b>
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>	<b>2.250.870.042</b>	<b>1.870.225.933</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>6.273.518.576</b>	<b>5.301.565.765</b>
<b>PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>9.450.130.080</b>	<b>8.145.216.274</b>

<b>CONTO ECONOMICO</b>	<b>01/01/2020 31/12/2020</b>	<b>01/01/2019 31/12/2019</b>
Ricavi di vendita e prestazioni	<i>3.943.350.650</i>	<i>4.383.571.770</i>
Altri ricavi operativi	<i>45.421.093</i>	<i>105.544.657</i>
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>3.988.771.743</b>	<b>4.489.116.427</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>	<b>3.736.100.766</b>	<b>4.127.459.012</b>
<b>COSTI PER IL PERSONALE</b>	<b>150.968.919</b>	<b>148.148.105</b>
<b><u>MARGINE OPERATIVO LORDO</u></b>	<b>101.702.058</b>	<b>213.509.310</b>
<b>AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI</b>	<b>109.076.423</b>	<b>96.355.123</b>
<b><u>RISULTATO OPERATIVO NETTO</u></b>	<b>(7.374.365)</b>	<b>117.154.187</b>
<b>RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI</b>		
<b>GESTIONE FINANZIARIA</b>	<b>499.574.419</b>	<b>352.987.475</b>
<b><u>RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE</u></b>	<b>492.200.054</b>	<b>470.141.662</b>
<b>ONERI/PROVENTI PER IMPOSTE SUI REDDITI</b>	<b>(55.371.601)</b>	<b>20.264.675</b>
<b><u>RISULTATO DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE</u></b>	<b>547.571.655</b>	<b>449.876.987</b>
<b>Risultato netto da attivita' opertive destinate alla vendita</b>	<b>(1.842.472)</b>	<b>745.922</b>
<b><u>RISULTATO D'ESERCIZIO</u></b>	<b>545.729.183</b>	<b>450.622.909</b>

## **ALLEGATO B**

### **Prospetto di riclassificazione anno 2020**

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro		
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2021	31.12.2020 con riclassifica	31.12.2020
<b>Attività non correnti</b>				
1	Immobili, impianti e macchinari	31.775.657	30.596.601	29.502.408
	di cui Immobili IFRS 16 - ROU	4.333.631	4.418.602	4.418.602
	di cui automezzi IFRS 16- ROU	151.354	165.266	165.266
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-	-
3	Altre attività immateriali	221.448.784	231.798.713	223.902.864
4	Partecipazioni	-	-	-
<b>Altre attività finanziarie non correnti</b>				
5	Altre attività non correnti	816.474	1.208.429	1.208.429
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	10.403.474	9.462.494	9.462.494
5bis	Attività non correnti disponibili per la vendita			
<b>Totale Attività non correnti</b>		<b>264.444.389</b>	<b>273.066.238</b>	<b>264.076.195</b>
<b>Attività correnti</b>				
6	Rimanenze	3.772.160	922.520	922.520
7	Crediti commerciali	11.476.558	12.301.949	12.301.949
8	Crediti per imposte	64.770	717.531	717.531
9	Altre attività correnti	3.767.280	13.700.697	13.700.697
10	Altre attività finanziarie correnti	1.530.118	-	-
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600.749	1.600.108	1.600.108
<b>Totale Attività correnti</b>		<b>22.211.635</b>	<b>29.242.804</b>	<b>29.242.804</b>
<b>Totale Attivo</b>		<b>286.656.024</b>	<b>302.309.042</b>	<b>293.318.999</b>
<b>Patrimonio Netto e Passività</b>				
Rif.Nota	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	31.12.2021	31.12.2020 con riclassifica	31.12.2020
12	<b>Patrimonio netto</b>			
	Capitale Sociale	110.000.000	110.000.000	110.000.000
	Riserve	118.216.847	117.172.637	117.172.637
	Utile (perdita) dell'esercizio	15.088.287	5.485.191	5.485.191
<b>Totale Patrimonio netto</b>		<b>243.305.134</b>	<b>232.657.829</b>	<b>232.657.829</b>
<b>Passività non correnti</b>				
13	Finanziamenti	5.833.556	7.499.019	7.499.019
14	Altre passività non correnti	628.904	9.017.672	303.893
15	Fondi per benefici a dipendenti	838.420	1.256.513	1.256.513
16	Fondi per rischi ed oneri	5.699.709	5.704.096	5.704.096
17	Fondo Imposte differite passive	12.670.969	22.353.773	22.353.773
<b>Totale Passività non correnti</b>		<b>25.671.558</b>	<b>45.831.073</b>	<b>37.117.294</b>
<b>Passività correnti</b>				
13	Finanziamenti	1.853.707	10.108.687	10.108.687
18	Debiti Commerciali	10.825.342	8.854.941	8.854.941
19	Debiti per imposte	2.566.167	490.482	490.482
20	Altri debiti	2.434.116	4.366.030	4.089.766
<b>Totale Passività correnti</b>		<b>17.679.331</b>	<b>23.820.140</b>	<b>23.543.877</b>
<b>Totale Patrimonio netto e passività</b>		<b>286.656.024</b>	<b>302.309.042</b>	<b>293.318.999</b>

Conto economico complessivo		Valori espressi in euro		
Rif.Nota		31.12.2021	31.12.2020 con riclassifica	31.12.2020
	<b>Ricavi delle vendite</b>			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	48.754.921	44.511.843	44.511.843
21a	Variazione dei lavori in corso	-	-	-
22	Altri ricavi e proventi	1.412.452	2.517.030	2.262.430
	<b>Totale Ricavi delle vendite</b>	<b>50.167.373</b>	<b>47.028.872</b>	<b>46.774.273</b>
	<b>Costi operativi</b>			
23	Acquisti	- 10.469.494	- 14.880.930	- 14.880.930
24	Variazione delle rimanenze	321.149	655.823	655.823
25	Servizi	- 20.724.574	- 15.307.147	- 15.307.147
26	Costi per il personale	- 7.413.365	- 7.276.626	- 7.276.626
27	Altri costi operativi	- 1.131.730	- 1.349.961	- 1.349.961
28	Costi per lavori interni capitalizzati	15.956.480	11.539.440	11.539.440
	<b>Totale costi operativi</b>	<b>- 23.461.534</b>	<b>- 27.931.048</b>	<b>- 27.931.048</b>
	<b>Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)</b>	<b>26.705.839</b>	<b>19.097.825</b>	<b>18.843.225</b>
	<b>Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti</b>			
29	Ammortamenti e svalutazioni	- 17.438.754	- 12.216.404	- 11.961.805
30	Accantonamenti	- 208.334	60.000	60.000
31	Ricavi e costi non ricorrenti	-	200.520	200.520
	<b>Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti</b>	<b>- 17.647.088</b>	<b>- 12.075.884</b>	<b>- 11.821.284</b>
	<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>9.058.750</b>	<b>7.021.941</b>	<b>7.021.941</b>
	<b>Gestione finanziaria</b>			
32	Proventi da partecipazioni	-	-	-
32	Proventi finanziari	3.848	13.088	13.088
32	Oneri finanziari	- 205.970	- 213.929	- 213.929
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
	<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>- 202.122</b>	<b>- 200.841</b>	<b>- 200.841</b>
33	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-	-
	<b>Risultato ante imposte</b>	<b>8.856.628</b>	<b>6.821.100</b>	<b>6.821.100</b>
34	Imposte	6.231.659	1.335.909	1.335.909
35	Adeguamento fiscalità differita (effetto Robin Tax)	-	-	-
	<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>	<b>15.088.287</b>	<b>5.485.191</b>	<b>5.485.191</b>
	Componenti del conto economico complessivo	-	-	-
	<b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>	<b>15.088.287</b>	<b>5.485.191</b>	<b>5.485.191</b>

**Relazione Società di Revisione**

**Relazione Collegio Sindacale**



# Retipiù S.r.l.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021

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 2021, 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 2021, 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 2021, 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 2021 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 2021 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, 23 febbraio 2022

EY S.p.A.



Paolo Zocchi  
(Revisore Legale)

RETIPIU' S.R.L.

BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31.12.2021

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

ALL'ASSEMBLEA DEI SOCI AI SENSI DELL'ART. 2429, COMMA 2, C.C.

***Ai Signori Soci della Società***

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle Norme di comportamento del collegio sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

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

Abbiamo vigilato sull'osservanza della Legge e dello Statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

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

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

Abbiamo preso visione della relazione dell'organismo di vigilanza dalla quale non emergono criticità rilevanti rispetto alla corretta attuazione del modello organizzativo che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Abbiamo acquisito conoscenza e abbiamo vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile e sul suo concreto funzionamento e in ordine alle misure adottate dall'organo amministrativo per fronteggiare la situazione emergenziale da COVID-19, anche tramite la raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza e sul funzionamento del sistema amministrativo-contabile, anche con riferimento agli impatti dell'emergenza da COVID19 sui sistemi informatici e telematici, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni



dai responsabili delle funzioni e l'esame dei documenti aziendali, e a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

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

Nel corso dell'esercizio non sono stati rilasciati dal collegio sindacale pareri previsti dalla legge.

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

#### **Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio**

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

Il Collegio Sindacale non ha dovuto rilasciare il proprio consenso ai sensi dell'art. 2426, commi 5 e 6, del C.C. in quanto non risultano essere stati iscritti nell'Attivo dello Stato Patrimoniale costi d'impianto e d'ampliamento, costi di sviluppo né alcun avviamento.

I risultati della revisione legale del bilancio sono contenuti nella relazione della Società di Revisione incaricata del 23 Febbraio 2022.

#### **Osservazioni e proposte in ordine alla approvazione del bilancio**

Considerando anche le risultanze dell'attività da noi svolta, il Collegio Sindacale ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte dei Soci del progetto di bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021, così come redatto dagli Amministratori.

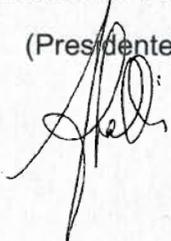
In merito alla proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli Amministratori, il Collegio, preso atto dei flussi di cassa attesi, predisposti e evidenziati sia dalla Società Retipiù che dalla Capogruppo AEB, gli stessi risultano sufficienti a far fronte alla distribuzione di quanto proposto. Si invita comunque la Società a monitorare il mantenimento dell'equilibrio finanziario in esecuzione della delibera in argomento.

Desio, 24 Febbraio 2022

IL COLLEGIO SINDACALE

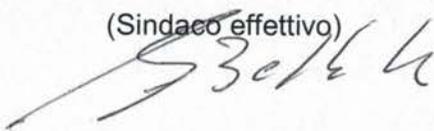
Giovanna Ceribelli

(Presidente)



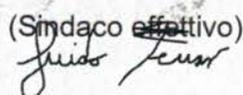
Fabio Bellotti

(Sindaco effettivo)



Guido Ferraro

(Sindaco effettivo)



**RetiPiù Srl**

Società con unico socio

**Sede legale**

Via Palestro 33 20831 Seregno (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

**Sede Operativa**

Via Giusti 38

20832 Desio

t. 39.0362.637.637

f. 39.0362.637.638

info@retipiu.it

info@pec.retipiu.it