

RetiPiù Bilancio Esercizio 2018

RetiPiù Srl

Bilancio

Esercizio

2018

Sommario

Organi sociali	5
Mission	6
Lettera ai soci.....	7
Relazione sulla gestione.....	7
Relazione sulla Gestione	8
I risultati	9
Contesto di riferimento: la distribuzione del gas metano	10
Contesto di riferimento: la distribuzione dell'energia elettrica	16
Contesto di riferimento: i servizi pubblici locali	17
Contesto di riferimento: normativa relativa alle società partecipate dagli Enti Locali.....	17
Ricognizione straordinaria	20
Quadro regolatorio del mercato della distribuzione gas metano.....	21
Regolazione tariffaria.....	21
Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura del gas	24
Servizio di Default	24
Smart meter gas.....	25
Biometano	26
Fatturazione elettronica	26
Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica	27
Regolazione tariffaria.....	27
Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	30
Smart metering 2G.....	30
Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano	31
Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione energia elettrica	33
Attività di gestione e sviluppo degli altri settori in cui opera la società	34
Illuminazione pubblica	34
Centro Ispezioni Metrologiche.....	34
Servizi specialistici intercompany	34
Gestione operativa.....	35
Persone	37
Salute e sicurezza	38
Sistema di Gestione Energetica Ambientale.....	38
Investimenti.....	38
Risparmio energetico	39
Attività di comunicazione	41
Profilo patrimoniale	42
Ricerca e sviluppo.....	43
Relazione di Governo	43
Organizzazione societaria	44
Organi di gestione e controllo operativi nella Società	45
Consiglio di Amministrazione.....	45
Gestore Indipendente.....	45
Collegio Sindacale	46
Revisore Legale	46
Organismo di Vigilanza.....	46
Organismo Indipendente di Valutazione	46
Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza.....	46
Sistema di controllo interno.....	47
Codice Etico.....	47
Modello Organizzativo 231	48
Monitoraggio	48
Fattori di rischio normativo	48
Rischi di mercato	49
Rischi operativi	49
Rischi connessi al malfunzionamento e all'interruzione del servizio di distribuzione	49
Rischi connessi alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale	49
Rischi connessi al rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas.....	50
Rischi connessi all'installazione dei misuratori elettronici gas	50
Rischi connessi all'andamento dei prezzi delle forniture	51

Rischi connessi agli obiettivi di risparmio di energia primaria.....	51
Rischi di concentrazione del fatturato e rischio credito	51
Rischi liquidità e rischio cambio	51
Contenzioso.....	51
Erogazioni pubbliche ricevute	52
Altre informazioni.....	52
Rapporti con parti correlate	53
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute	53
Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate	53
Evoluzione prevedibile della gestione	53
Investimenti	54
Distribuzione gas.....	54
Distribuzione energia elettrica.....	54
Servizio di illuminazione pubblica	54
Servizi smart.....	54
Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari	55
Note Esplicative	60
Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	61
Prima applicazione dei principi contabili internazionali	61
Principio generale	61
Schemi di bilancio	61
Principi contabili ed emendamenti applicabili dal 1° gennaio 2018	61
Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società	63
Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea.....	64
Criteri di valutazione	65
Immobili, impianti e macchinari	65
Beni in leasing	66
Altre attività immateriali.....	66
Perdite durevoli di valore.....	66
Partecipazioni	67
Altre Attività finanziarie	67
Altre Attività.....	67
Rimanenze	67
Crediti	67
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.....	67
Fondi per rischi ed oneri	67
Fondi per benefici ai dipendenti	67
Debiti.....	68
Finanziamenti.....	68
Riconoscimento dei ricavi	68
Proventi finanziari.....	68
Oneri finanziari	68
Imposte sul reddito dell'esercizio	68
Uso di stime	69
Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario	70
Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo	78
Classi di strumenti finanziari	82
Rischio di credito.....	83
Rischio di tasso.....	83
Rischio di liquidità.....	84
Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	86
Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio	86
ALLEGATO	87
Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento	87
Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale	88

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Presidente</i>	Mario Carlo Novara
<i>Consigliere</i>	Marco Vigna Taglianti
<i>Consigliere</i>	Micaela Zaninelli

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i>	Ivano Ottolini
<i>Sindaco effettivo</i>	Milena Pozzi
<i>Sindaco effettivo</i>	Arianna Petrarà

Revisore Legale

BDO Italia 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**

Lettera ai soci

Signori soci,

è con particolare soddisfazione che presentiamo il bilancio 2018: la rinnovata conferma della capacità di RetiPiù di creare valore per i propri soci, migliorando i risultati economici, rafforzando la solidità patrimoniale, innovando il proprio modo di fare impresa.

Sotto il profilo della crescita il risultato economico conseguito ha visto un cospicuo incremento della performance aziendale rispetto ai dati dell'anno precedente.

Il Margine Operativo Lordo è stato pari a 19,9 milioni di euro, con incremento di 2,1 milioni di euro sul dato del 2017 mentre il livello degli investimenti ha raggiunto 12 milioni di euro, registrando un utile netto di 4 milioni di euro.

Questi risultati sono stati conseguiti mantenendo ferma la nostra strategia di sviluppo, basata sulla riduzione dei costi, sull'innovazione tecnologica e sul rafforzamento del legame con il territorio, che caratterizza sin dalla sua nascita il modello industriale di RetiPiù.

Da sempre l'innovazione rappresenta il motore della nostra crescita. Forte di una struttura organizzativa e gestionale che ha da tempo intrapreso con successo il percorso di digital transformation, RetiPiù è oggi concentrata nel perseguire la propria strategia di sviluppo: innovare e catturare le opportunità legate ai nuovi modelli di business; puntare all'eccellenza operativa attraverso una forte digitalizzazione dei processi esistenti; creare valore per i soci e per il territorio, migliorando la redditività e investendo in nuove tecnologie.

Il 2018 ha visto l'avvio del progetto Brianza Innovation che, attraverso la condivisione di progetti di sviluppo nelle "reti intelligenti" e nella "new energy", ha l'ambizione di posizionare ed accreditare RetiPiù come il protagonista del pattern per l'innovazione in Brianza, valorizzando ed aggregando competenze, attraendo talenti, favorendo e realizzando progetti di smart area.

Lo scenario attuale presenta grandi opportunità di crescita per un operatore come RetiPiù in grado di gestire in modo efficiente i propri business, utilizzando le tecnologie più avanzate e un funzionale modello operativo.

L'avvio della stagione delle gare d'ATEM per il rinnovo delle concessioni gas, il processo di digitalizzazione delle infrastrutture di rete, l'attenzione dei nostri stakeholder per i servizi smart, sono solo alcuni dei fattori che portano a ritenere che le attuali opportunità di sviluppo per le utility, si manterranno anche nel medio-lungo periodo.

Questa visione positiva ci spinge a continuare nel perseguire la nostra strategia di sviluppo, puntando sulla crescita sostenibile nel lungo termine, investendo nell'innovazione e nelle persone.

Il 2019 sarà l'anno che vedrà gli uomini e le donne di RetiPiù impegnati nelle gare per il rinnovo delle concessioni gas, nella digitalizzazione di tutti i nostri asset e nel preparare il nostro ingresso nei servizi smart: il mercato prioritario per il nostro sviluppo futuro.

I dati del bilancio 2018, frutto del lavoro e dell'impegno delle nostre persone, sono la conferma che RetiPiù è in grado di affrontare le prossime sfide competitive con successo.

Desio, 19 marzo 2019

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Direttore Generale

Mario Carlo Borgotti

Il Presidente

Mario Carlo Novara

“Il bilancio 2018 è la rinnovata conferma della capacità di RetiPiù di creare valore per i propri soci e il territorio, migliorando i risultati economici, rafforzando la solidità patrimoniale, innovando il proprio modo di fare impresa”

Relazione sulla Gestione

I risultati

I ricavi dell'esercizio 2018 sono stati pari a 34,5 milioni di euro, in aumento di circa 2 milioni di euro rispetto al dato 2017, tale incremento è dovuto al riconoscimento degli investimenti effettuati sulle reti e sugli impianti di distribuzione energia elettrica e gas metano. Questo incremento è stato accompagnato dalla riduzione dei costi operativi, ottenuta grazie agli effetti dei processi di miglioramento ed efficientamento avviati negli ultimi anni, dal blocco del turn-over del personale che ha consentito di contenere gli effetti degli aumenti contrattuali.

Le capitalizzazioni, che risultano pari a 11,1 milioni di euro, sono in incremento rispetto al dato 2017 (9,4 milioni di euro). Tale variazione è dovuta principalmente alla realizzazione di interventi su reti ed impianti per migliorare gli standard di qualità e sicurezza e ad aumentare l'efficienza dei sistemi distributivi gas ed energia elettrica nel loro complesso. A questi si aggiunge l'attività di sostituzione massiva dei misuratori gas metano in ottemperanza alle disposizioni dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

L'EBITDA risulta pari a 19,9 milioni di euro, in sensibile aumento rispetto al dato del 2017 (+2,1 milioni di euro).

Gli ammortamenti riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 9,6 milioni di euro, con un incremento di 0,1 milioni di euro rispetto al dato 2017.

Si è provveduto ad un accantonamento a fondo rischi per 3,4 milioni di euro, così dettagliato: 1,8 milioni di euro per oneri sostituzione contatori gas elettronici non funzionanti; 1,3 milioni di euro per oneri sostituzione contatori elettrici 1G con i nuovi contatori 2G; 200 mila euro per rischi da perequazione gas.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 6,9 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -215 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.

L'utile lordo si attesta a 6,7 milioni di Euro e l'utile netto a 4,8 milioni di euro.

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	2018	2017
Ricavi delle vendite e prestazioni	31.963	31.059
Variazione lavori in corso	-	-
Altri ricavi e proventi	2.618	1.401
Totale ricavi operativi	34.581	32.460
Costi operativi	(10.156)	(10.264)
Valore aggiunto	24.425	22.196
Costo del personale	(4.484)	(4.318)
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	19.941	17.878
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	-	15
MOL post partite non ricorrenti	19.941	17.893
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(9.613)	(9.512)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi	(3.429)	(2.272)
Margine Operativo Netto (Ebit)	6.899	6.109
Risultato gestione finanziaria	(215)	(239)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte	6.684	5.870
Imposte sul reddito	(1.891)	(1.429)
Adeguamento fiscalità differita	-	-
Risultato netto	4.793	4.441

Il capitale investito netto nel corso del 2018 è passato da 164,5 a 164,3 milioni di euro.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2018 ammontano a 157,6 milioni di euro, contro i 157,7 milioni del 2017.

Il patrimonio netto è passato da 156 a 159 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2018 si attesta a -5,2 milioni di euro rispetto a -8,8 milioni di euro del 2017.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 7,8 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiu' Srl.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2018	31/12/2017
Capitale immobilizzato	157.556	157.692
Capitale circolante	6.743	6.837
Capitale investito netto	164.300	164.529
Patrimonio netto	159.072	155.779
Debiti finanziari a m/l termine	7.774	10.052
Posizione finanziaria netta	(2.546)	(1.302)
Totale fonti di finanziamento	164.300	164.529

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	157.556	Mezzi propri	159.072
Magazzino	1.422	Debiti commerciali	5.862
Crediti commerciali	10.150	Debiti per imposte	722
Crediti per imposte	160	Altre passività correnti	3.802
Altre attività correnti	5.397	Finanziamenti a M/L	7.774
Crediti v/controlante	3.225	Finanziamenti a breve	2.279
Disponibilità liquide	1.600		
Totale	179.510	Totale	179.510

Contesto di riferimento: la distribuzione del gas metano

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 mercato della distribuzione è stato oggetto di una notevole concentrazione, che ha visto passare il numero degli operatori attivi dai 774 del 1998, agli attuali 227, con una riduzione di più del 70%. Il processo di concentrazione sembra aver subito una battuta di arresto a partire dal 2011, probabilmente a causa dell'avvio della definizione del contesto normativo di inquadramento delle gare per il rinnovo delle concessioni del servizio sulla base degli Ambiti Territoriali Minimi, che ha visto introdurre numerose e sostanziali novità nel settore.

Oggi la concentrazione del mercato è la seguente e RetiPù Srl, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori.

OPERATORI *	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
PER NUMERO CLIENTI FINALI (PDR)	211	218	226	228	228	226	227	235	251	272
Molto grandi	7	8	8	8	7	8	9	9	9	8
Grandi	20	20	22	22	26	27	25	23	25	27
Medi	22	22	22	20	20	18	18	23	22	27
Piccoli	105	110	114	117	115	112	114	112	119	123
Piccolissimi	57	58	60	61	60	61	61	68	76	87
PER VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	31.568	31.078	31.184	29.470	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048	33.923
Molto grandi	19.967	19.511	18.375	17.414	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023	17.286
Grandi	5.887	5.843	7.099	6.754	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355	8.954
Medi	2.386	2.240	2.228	2.020	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574	3.403
Piccoli	3.136	3.290	3.297	3.105	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797	3.937
Piccolissimi	192	194	184	176	202	223	233	257	298	342

* Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
 Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
 Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
 Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
 Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.
 Fonte: Autorità -Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto agli operatori, RetiPù Srl, è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 10 a livello nazionale.

GRUPPO	2017 M(m³) Distribuiti
Italgas	8.905
2i Rete Gas	5.543
Hera	2.949
A2A	2.485
Iren	1.419
Ascopiave	1.014
ESTRA	553
Eg Holding	413
AGSM Verona	354
RETIPIU'	387
Energei	331
Dolomiti Energia	305
Unión Fenosa Internacional Sa	284
Gas Rimini	283
Acsm-Agam	275
Edison	257
AIM Vicenza	255
AIMAG	257
Sime Crema	251
Altri	5.250
TOTALE	31.568

Fonte: Autorità -Indagine annuale sui settori regolati

Il servizio di distribuzione del gas naturale è stato oggetto nell'ultimo decennio 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, titolato “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 assegna 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 disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/gas per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico. Sono esclusi i casi in cui siano state applicate alcune disposizioni delle Linee guida 7 aprile 2014 in combinazione con valutazioni basate su accordi riportati nelle concessioni o in convenzioni tra le parti. Come indicato nella deliberazione le semplificazioni non si applicano per valori di rimborso relativi alle reti di distribuzione situate nel Comune dell'ambito con il maggior numero di punti di riconsegna e negli altri Comuni dell'ambito con oltre 100.000 abitanti e con oltre 10.000 punti di riconsegna. Nei casi in cui si applicano le semplificazioni l'Ente locale non deve trasmettere (per il tramite della stazione appaltante) la documentazione di

dettaglio prevista dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione 310/2014/R/GAS, ma deve rendere disponibile, tale documentazione su richiesta dell'Autorità. Le previsioni della deliberazione 344/2017/R/gas si applicano a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione. Pertanto non si applicano ai Comuni già acquisiti a piattaforma informatica VIR-RAB prima della data di pubblicazione della medesima deliberazione (19 maggio 2017), per i quali è in corso l'iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB da parte degli Uffici dell'Autorità.

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

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

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

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

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

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

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

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

Con le Determinazioni 11 luglio 2018 n. 8/2018 – DIEU e n. 9/2018 – DIEU dell'11, in attuazione di quanto previsto dall'Allegato A alla delibera n. 905/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB in regime individuale per Comune, ordinario e semplificato, e per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza n. 124/17.

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 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.

A fronte di un quadro normativo non ancora consolidato e di un atteggiamento dell'ARERA estremamente rigido su tutti gli aspetti valutativi dello scostamento VIR-RAB, continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti.

Contesto di riferimento: 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'elettricit  (POD). Nel dettaglio l'attivit  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 attivit  di natura commerciale connesse all'erogazione del servizio di distribuzione.

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

RetiPù Srl   titolare della concessione dell'attivit  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.

Contesto di riferimento: i servizi pubblici locali

Nell'ambito dei servizi pubblici locali RetiPù Srl gestisce l'impianto di illuminazione pubblica del comune di Seregno.

L'attuale quadro normativo di riferimento dei servizi pubblici locali   il risultato di una serie di interventi disorganici che hanno oscillato tra la promozione delle forme pubbliche di gestione e gli incentivi pi  o meno marcati all'affidamento a terzi mediante gara, tema sul quale hanno inciso anche il referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011 sull'articolo 23-bis del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, e la sentenza della Corte costituzionale 20 luglio 2012, n. 199, che ha dichiarato incostituzionale il successivo articolo 4 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138. Nel quadro della pi  ampia delega al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche, il Parlamento, con l'articolo 19 della legge 7 agosto 2015, n. 124, ha delegato il Governo ad intervenire sulla disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale, al fine di assicurare la chiarezza delle regole, la semplificazione normativa e di garantire la tutela e promozione del fondamentale principio della concorrenza. Riprendendo la definizione di matrice europea, i servizi pubblici locali di interesse economico generale sono quei servizi erogati o suscettibili di essere erogati dietro corrispettivo economico su un mercato, che non sarebbero svolti senza un intervento pubblico o sarebbero svolti a condizioni differenti in termini di accessibilit  fisica ed economica, continuit , non discriminazione, qualit  e sicurezza. Sono servizi che i comuni e le citt  metropolitane, nell'ambito delle rispettive competenze, assumono come necessari per assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunit  locali, cos  da garantire l'omogeneit  dello sviluppo e la coesione sociale.

In data 20 gennaio 2016, il Consiglio dei Ministri aveva approvato la bozza del decreto legislativo attuativo della Legge delega e contenente il "Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale". Con la sentenza 251 del 9 novembre 2016 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimit  costituzionale delle disposizioni di delegazione della legge n. 124 del 2015. L'effetto, in concreto,   stato quello di determinare il Governo a ritirare i decreti legislativi appena approvati ma ancora non inviati alla firma del Presidente della Repubblica, quali il decreto sui servizi pubblici locali.

In materia di servizi pubblici locali dal 2000 al 2016 contiamo ben 13 interventi legislativi, un referendum abrogativo e 2 sentenze di incostituzionalit . La mancanza di un quadro normativo stabile non aiuta gli operatori di un settore che, al contrario avrebbero bisogno di certezze, se davvero si vuol raggiungere l'obiettivo di razionalizzazione e di contenimento della spesa pubblica

Contesto di riferimento: normativa relativa alle societ  partecipate dagli Enti Locali

Il decreto legislativo n. 175/2016 recante "Testo Unico in materia di societ  partecipate dalla pubblica amministrazione", nel testo risultante dalle modifiche apportate dal decreto correttivo 16 giugno 2017, n.100, rappresenta la nuova disciplina in materia. Il TUSP si applica alla costituzione di societ  da parte di amministrazioni pubbliche, nonch  all'acquisto e alla gestione di partecipazioni, da parte di tali amministrazioni, in societ  a totale o parziale partecipazione pubblica diretta o indiretta. Alle societ  quotate e alle loro partecipate si applicano solo

alcune disposizioni, inerenti alla condotta dell'azionista pubblico piuttosto che all'organizzazione o all'attività della società partecipata.

L'articolo 4 fissa il divieto generale, per le amministrazioni pubbliche, di costituire, anche indirettamente, società aventi per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessarie per il perseguimento delle proprie finalità istituzionali, nonché di acquisire o mantenere partecipazioni, anche di minoranza, in tali società. Nei limiti di tale principio, lo stesso articolo 4 elenca le finalità perseguibili dalle amministrazioni mediante le società partecipate: a) produzione di un servizio di interesse generale; b) progettazione e realizzazione di un'opera pubblica sulla base di un accordo di programma fra amministrazioni pubbliche; c) realizzazione e gestione di un'opera pubblica ovvero organizzazione e gestione di un servizio d'interesse generale attraverso un contratto di partenariato con un imprenditore privato selezionato secondo specifiche procedure; d) autoproduzione di beni o servizi strumentali all'ente o agli enti pubblici partecipanti; e) servizi di committenza, ivi incluse le attività di committenza ausiliarie, apprestati a supporto di enti senza scopo di lucro e di amministrazioni aggiudicatrici.

L'articolo 5 detta specifiche disposizioni in materia di obblighi motivazionali relativi alla decisione di costituire una società a partecipazione pubblica o di acquisire partecipazioni, con l'eccezione dei casi in cui la costituzione di una società o l'acquisto di una partecipazione, anche attraverso aumento di capitale, avvenga in conformità a espresse previsioni legislative.

L'articolo 6 razionalizza la governance delle società a controllo pubblico, dettando i principi fondamentali sull'organizzazione e sulla gestione di tali società, secondo criteri di economicità, di efficacia e di efficienza.

L'articolo 7 detta i criteri per la costituzione di società a partecipazione pubblica. L'atto deliberativo, che deve essere pubblicato sui siti istituzionali di tutte le amministrazioni pubbliche partecipanti, deve, inoltre, essere adottato con specifiche modalità: decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze di concerto con i ministri competenti per materia, previa deliberazione del Consiglio, in caso di partecipazioni statali; decreto del Presidente della Regione, a seguito di deliberazione della Giunta regionale, salvo diversa disposizione di legge della Regione, in caso di partecipazioni regionali; deliberazione del Consiglio comunale, in caso di partecipazioni comunali; deliberazione dell'organo amministrativo dell'ente, in tutti gli altri casi di partecipazioni pubbliche (in tale ultima ipotesi sono ricomprese anche le città metropolitane).

L'articolo 8, dettando i criteri per l'acquisto di partecipazioni in società già costituite, ribadisce le medesime modalità di adozione dell'atto deliberativo previste dall'articolo 7 del decreto per la costituzione di società a partecipazione pubblica.

L'articolo 11 prevede che i componenti dell'organo amministrativo di società a controllo pubblico debbano possedere, ferme restando le norme già vigenti in materia di incompatibilità e inconfiribilità degli incarichi, requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza, stabiliti con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze. Per tali società l'organo amministrativo è, di regola, costituito da un amministratore unico, salvo il caso in cui l'assemblea della società con delibera motivata con riguardo a specifiche ragioni di adeguatezza organizzativa e tenendo conto delle esigenze di contenimento dei costi, può disporre che la società sia amministrata da un consiglio di amministrazione composto da tre o cinque membri, ovvero che sia adottato uno dei sistemi alternativi di amministrazione e controllo previsti dai paragrafi 5 e 6 della sezione VI-bis del capo V del titolo V del libro V del Codice Civile, assicurando il rispetto del principio di equilibrio di genere, almeno nella misura di un terzo. L'articolo detta, inoltre, specifiche norme sui compensi da corrispondere ai componenti degli organi di amministrazione e di controllo e ai dipendenti delle società in controllo pubblico. Al riguardo, stabilisce che i compensi debbano dipendere dalla fascia di appartenenza della società, nell'ambito delle cinque fasce individuate con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, sulla base di indicatori dimensionali quantitativi e qualitativi. Per le società controllate dalle Regioni o dagli enti locali, tale decreto è adottato previa intesa in Conferenza unificata. Il limite massimo del trattamento economico annuo onnicomprensivo non potrà comunque eccedere i 240.000 euro annui. Inoltre, gli amministratori delle società in controllo pubblico non possono essere dipendenti dell'amministrazione titolare della partecipazione o di quella titolare di poteri di indirizzo e di vigilanza e, in virtù del principio di onnicomprensività della retribuzione, qualora gli amministratori delle società in controllo pubblico siano dipendenti dell'amministrazione titolare della partecipazione, di quella titolare di poteri di indirizzo e di vigilanza o della società controllante, essi hanno l'obbligo di riversare i relativi compensi all'amministrazione o alla società di appartenenza. Gli statuti delle società controllate devono prevedere, tra gli altri, il divieto di corrispondere gettoni di presenza o premi di risultato deliberati dopo lo svolgimento dell'attività, o trattamenti di fine mandato, ai componenti degli organi sociali, nonché quello di istituire organi diversi da quelli previsti dalle norme generali in tema di società.

L'articolo 12 prevede che i componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società partecipate siano soggetti alle azioni civili di responsabilità previste dalla disciplina ordinaria delle società di capitali, fatta salva l'ipotesi di danno erariale. Costituisce danno erariale il danno, patrimoniale o non patrimoniale, subito dagli enti partecipanti, nonché il danno conseguente alla condotta dei rappresentanti degli enti pubblici partecipanti o comunque dei titolari del potere di decidere per esso, che abbiano con dolo o colpa grave trascurato di esercitare i propri diritti di socio, pregiudicando il valore della partecipazione.

L'articolo 17 contiene alcune specifiche disposizioni relative alle società a partecipazione mista pubblico-privata. La quota di partecipazione del soggetto privato non può essere inferiore al trenta per cento e la procedura di selezione pubblica del medesimo si svolge nel rispetto dei criteri di cui all'articolo 7 e ha ad oggetto, al contempo, la sottoscrizione o l'acquisto della partecipazione societaria da parte del socio privato e l'affidamento del contratto di appalto o di concessione oggetto esclusivo dell'attività della società mista (c.d. gara a doppio oggetto). La durata della partecipazione privata alla società non può essere superiore alla durata dell'appalto o della concessione per l'affidamento e l'esecuzione dei quali essa è costituita. Sono disciplinate le modalità di designazione degli organi di vertice, i contenuti degli statuti e le regole in materia di patti parasociali.

L'articolo 18 prevede la possibilità di quotazione in mercati regolamentati delle società a controllo pubblico, disciplinandone puntualmente la procedura decisoria: l'atto deliberativo prevede uno specifico programma avente ad oggetto il mantenimento o la progressiva dismissione del controllo pubblico sulla società quotata. È comunque fatta salva la possibilità di quotazione in mercati regolamentati di società a partecipazione pubblica singolarmente individuate, soggette a regimi speciali in base ad apposite norme di legge. L'articolo 20 prevede un meccanismo di verifica e monitoraggio periodico dell'assetto complessivo delle società in cui le amministrazioni pubbliche detengono partecipazioni dirette o indirette, anche mediante la predisposizione di un piano di riassetto per la loro razionalizzazione, fusione o soppressione, anche mediante messa in liquidazione o cessione.

L'articolo 24 prevede una revisione straordinaria delle partecipazioni detenute direttamente o indirettamente dalle amministrazioni pubbliche. Quest'ultime, ove non riconducibili ad alcuna delle categorie previste dal decreto ovvero non soddisfino i requisiti e le condizioni per il mantenimento o l'acquisizione di partecipazioni, sono alienate. A tal fine, entro il 30 settembre 2017, ciascuna amministrazione pubblica effettua, con provvedimento motivato, la ricognizione di tutte le partecipazioni possedute al 20 settembre 2016, individuando quelle che devono essere alienate ovvero oggetto di operazioni di razionalizzazione, fusione o soppressione, anche mediante messa in liquidazione o cessione. Il provvedimento di ricognizione è inviato alla sezione della Corte dei conti competente nonché alla struttura competente per il controllo e il monitoraggio, perché verifichi il puntuale adempimento degli obblighi previsti dall'articolo in esame, anche ai fini dell'eventuale esercizio dei poteri di amministrazione straordinaria della società interessata. In caso di mancata adozione dell'atto ricognitivo ovvero di mancata alienazione entro i termini previsti, il socio pubblico non può esercitare i diritti sociali nei confronti della società e, salvo in ogni caso il potere di alienare la partecipazione, la medesima è liquidata in denaro, seguendo, non solo per le società per azioni ma anche per le srl, il procedimento di cui all'articolo 2437-quater del codice civile.

L'articolo 26 reca la disciplina transitoria in materia di personale delle società a controllo pubblico, prevedendo, al comma 1, che le società medesime effettuino entro il 30 settembre 2017 una ricognizione del personale in servizio, per individuare eventuali eccedenze, procedendo quindi a trasmettere alla regione competente (individuata dalla norma in quella in cui la società ha sede legale) l'elenco del personale eccedente, con la puntuale indicazione dei profili posseduti. Si dispone inoltre che fino al 30 giugno 2018, le società a controllo pubblico non possono procedere a nuove assunzioni a tempo indeterminato se non attingendo, con le modalità definite dal decreto del Ministro del lavoro previsto dal comma 1, agli elenchi predisposti dalle regioni (ai sensi del comma 2), ovvero agli elenchi gestiti dall'ANPAL (di cui al comma 3).

L'articolo 26 reca ulteriori disposizioni transitorie, in particolare il comma 1, fissa il termine del 31 luglio 2017 per l'adeguamento degli statuti societari alle disposizioni del decreto.

Il comma 4 prevede una disciplina transitoria volta ad agevolare la quotazione di società in partecipazione pubblica presso mercati regolamentati. Sono infatti escluse dall'applicazione del decreto legislativo in esame, per un periodo di diciotto mesi dall'entrata in vigore del Testo Unico, le società che entro il medesimo termine abbiano deliberato la quotazione delle proprie azioni in mercati regolamentati e trasmesso il provvedimento alla Corte dei conti. Qualora dette società abbiano presentato domanda di ammissione alla quotazione entro lo stesso termine, il decreto legislativo continua tuttavia a non applicarsi alle stesse fino alla conclusione del procedimento di quotazione.

L'articolo 1 della legge 30 dicembre 2018 n. 154 (legge di stabilità 2019) ha modificato o integrato il contenuto di alcuni articoli del D.Lgs 175/2016, in particolare:

- Comma 721 (di modifica dell'art. 1 comma 5 del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175). Con riferimento alle società quotate viene modificata l'applicabilità delle disposizioni del Testo Unico. Si passa dall'originaria applicabilità delle norme del Testo Unico prevista (con limiti) anche per le società partecipate da quelle quotate, a quella introdotta con la Legge di Stabilità 2019 per le sole società controllate dalle società quotate.
- Comma 722 (di modifica dell'art. 4 comma 6 del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175): Viene ampliata la possibilità di costituire società o enti (in deroga ai limiti oggettivi di cui all'art. 4 comma 1 del testo unico) oltre che dai Gruppi di Azione Locale (Gal), anche dai Gruppi di Azione Locale Leader.
- Comma 723 (che introduce il comma 5 bis all'art. 24 del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175): Viene introdotta in capo alle Amministrazioni la facoltà di deroga, sino al 2021, all'alienazione delle quote societarie pubbliche, per quelle società che hanno prodotto un risultato medio in utile nel triennio precedente (2014-2015-2016) alla ricognizione straordinaria ex art 24 del testo unico, che andava effettuata entro il mese di settembre 2017;
- Comma 724 (che introduce il comma 6 bis all'art 26 del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175): Viene prevista la non applicabilità della predisposizione dei piani annuali di razionalizzazione ordinari alle società costituite dai Gruppi di Azione Locale (Gal) e dai Gruppi di Azione Locale Leader.

Ricognizione straordinaria

Le Amministrazioni Comunali che detengono direttamente e indirettamente quote di RetiPiù Srl hanno adottato nel corso del 2017 la delibera di revisione straordinaria delle partecipazioni di cui all'art. 24 del D.Lgs 175/2016. In particolare, il Comune di Nova Milanese ed il Comune di Macherio, hanno deliberato l'alienazione delle rispettive quote dello 0,19% e dello 0,064%, detenute in RetiPiù Srl in quanto: *"partecipazione detenuta in una società avente per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessaria per il perseguimento delle finalità istituzionali dell'ente (art.4 c.1 e art.5 c.1 TUSP)"*.

Il Comune di Macherio con deliberazione del Consiglio Comunale n. 41 del 19 dicembre 2018 ha preso atto che la procedura aperta esperita per alienare la quota dello 0,64% detenuta in RetiPiù è andata deserta, dando nel contempo mandato ai competenti uffici comunali di procedere alla vendita ex codice civile.

Il Comune di Seregno ha formulato una serie di indirizzi di razionalizzazione e semplificazione relative al Gruppo e alle società che, per quanto di interesse di RetiPiù Srl, prevedono di procedere a *"configurare la capogruppo AEB S.p.A. quale vera e propria holding di gruppo, accentrando in capo alla stessa le funzioni di staff e amministrative del Gruppo, attualmente svolte da Gelsia S.r.l., retrocedere ai soci di Gelsia S.r.l. le partecipazioni che la stessa detiene attualmente in Gelsia Ambiente S.r.l. e in RetiPiù S.r.l. e dotare AEB S.p.A. di una struttura organizzativa adeguata, trasferendo il personale necessario dalle società operative"*.

Nel corso del 2018 Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. hanno identificato il perimetro dei rami d'azienda dei servizi amministrativi da cedere ad AEB S.p.A. In data 27 settembre 2018 sono stati stipulati gli atti di cessione con effetto dal 1° ottobre 2018 dei rami d'azienda. Ne consegue che AEB S.p.A. ha ridefinito una propria struttura organizzativa per gestire, tramite contratti intercompany, la maggior parte delle attività amministrativo-contabili e gestionali delle società controllate.

Con delibera C.C. n. 53 del 27/12/2018 il Comune di Seregno, per rendere il processo di razionalizzazione più efficace e permettere al Gruppo AEB di disporre di una più funzionale struttura di governance accentrata su un unico livello, ha deliberato di ritenere opportuno che i soci di Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. valutino la possibilità di conferire le proprie partecipazioni in AEB S.p.A., formulando una linea di indirizzo in tal senso ad Ambiente Energia Brianza S.p.A. precisando che l'intera procedura troverà attuazione solamente laddove il Comune di Seregno risulterà comunque mantenere una quota di controllo nella capogruppo AEB S.p.A. superiore al 50%. Inoltre, con la stessa delibera, il Consiglio Comunale ha stabilito di trasferire alla partecipata diretta Ambiente Energia Brianza S.p.A. i seguenti indirizzi circa le modifiche statutarie da assumere con riferimento alle società a partecipazione indiretta: disporre che, nel rispetto delle previsioni contenute nell'articolo 11 del D.Lgs. 175/2016, l'organo amministrativo collegiale sia composto da non più di tre membri per Gelsia S.r.l. e RetiPiù S.r.l., e da un organo amministrativo collegiale composto da tre o cinque membri per Gelsia Ambiente Srl; disporre che, in relazione alla complessità e rilevanza economico-patrimoniale e finanziaria delle predette società, che impongono il rafforzamento dei compiti di controllo e vigilanza sull'andamento societario e un più ampio controllo

sulle deliberazioni degli organi di amministrazione, gli organi di controllo di Gelsia, RetiPiù e Gelsia Ambiente possano essere costituiti, oltre che in forma monocratica, anche in forma collegiale; disporre che l'adozione delle modifiche statutarie indicate dalla deliberazione del Commissario Straordinario, adottata con i poteri del Consiglio Comunale, n. 1 del 27 ottobre 2017, quanto ai criteri per l'elezione dei consiglieri di amministrazione al fine di un rafforzamento dei diritti di governance dei soci pubblici di minoranza in RetiPiù e Gelsia sia rimandata all'esito del piano di riunione dei soci pubblici nel capitale della sola Ambiente Energia Brianza SpA, verificata alla luce dell'adesione di tali soci al piano di riunione e quindi rivalutata nell'ambito del nuovo contesto.

Con delibera C.C. n. 106 del 19/12/2018 il Comune di Lissone ha approvato l'operazione di razionalizzazione delle partecipazioni detenute nel Gruppo AEB/Gelsia mediante assegnazione delle partecipazioni detenute da Gelsia Srl in RetiPiù Srl e Gelsia Ambiente Srl, nonché le linee generali di indirizzo per verificare i termini di un possibile conferimento in AEB SpA delle partecipazioni detenute in RetiPiù Srl, Gelsia Srl e Gelsia Ambiente Srl.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto 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.

Con la delibera 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015 sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

Il TIWACC riporta la formula per la determinazione del WACC e relativo aggiornamento, considerando i diversi parametri che lo compongono: tasso reale di rendimento del capitale proprio (sulla base del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, del livello di inflazione, del *total market return* TMR e del livello del premio per il rischio paese CRP); costo del debito in termini reali; aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio; aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari; livello di *gearing* per il servizio infrastrutturale regolato; fattore correttivo per la copertura delle imposte sui profitti nominali. Inoltre, individua i parametri specifici dei diversi servizi con riferimento al livello di *gearing* (rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e al parametro *b* (misura del rischio sistematico e non diversificabile per ciascun servizio) in vigore dal 1 gennaio 2016 (ad eccezione dei parametri *b* relativi al settore elettrico, la cui fissazione avverrà a breve nell'ambito delle decisioni di revisione del periodo regolatorio). Nell'Allegato alla delibera sono quindi riportate tabelle con i valori specifici di parametri base del WACC, del livello di *gearing*, del *b* e del WACC. L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

La revisione della metodologia ha comportato la fissazione per il triennio 2016-18 di un rendimento sul capitale investito (in termini reali e pre-tasse) pari al 6,1% per la distribuzione gas e al 6,6% per la misura gas, con una riduzione di circa 80 punti base rispetto ai valori del 2015.

La tabella sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infra-strutturali dei settori elettrico e gas.

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%
(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.			
(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.			

Il 2018 è il quinto anno del quarto periodo regolatorio (2014-2019) del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dalla delibera 367/2014.

Il sistema tariffario risulta in continuità con l'anno precedente ed assicura a ciascun distributore un vincolo ai ricavi ammessi determinato dall'AEGGSI sulla base dei costi riconosciuti, espressi dalle tariffe di riferimento e dal numero medio di punti di riconsegna serviti nel 2017, rendendo i ricavi indipendenti dalla dinamica dei volumi distribuiti. Questo risultato viene ottenuto attraverso opportuni meccanismi di perequazione tariffaria che consentono ai distributori di regolare con la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) le differenze tra il proprio ricavo ammesso e il ricavo conseguito dalla fatturazione verso le società venditrici (determinato dall'applicazione ai clienti di tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità per ambiti macroregionali). In particolare:

- il capitale investito riconosciuto nelle tariffe dell'anno t (2018) copre gli investimenti realizzati fino all'anno t-1 (2017), mediante l'applicazione di un tasso di remunerazione del capitale (WACC) pari al 6,1% per il servizio di distribuzione ed al 6,6% per quello di misura; è previsto il riconoscimento in tariffa degli ammortamenti calcolati sulla base delle vite utili regolatorie;
- i livelli dei costi operativi riconosciuti (differenziati per dimensione dell'impresa e densità della clientela) sono aggiornati tramite l'indice inflativo FOI pubblicato dall'Istat.

Sulla base di tali principi, con delibera 220/2017/R/gas l'Autorità ha approvato per il 2017 le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas (basate su una stima degli investimenti del 2016).

Con la Delibera 775/2016/R/gas del 22 dicembre 2016 è stata approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), a valle delle modifiche in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici, per il triennio 2017-2019.

Con la Delibera 774/2016/R/gas del 22 dicembre 2016 l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2017. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione

La Delibera 859/2017/R/gas del 14 dicembre 2017 fissa le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 704/2016/R/gas del 1 dicembre 2016, "Disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale", l'Autorità ha avviato il tavolo di lavoro tecnico congiunto (tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità)

allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018. Con la medesima deliberazione viene introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento a partire dagli investimenti del 2017.

La Delibera 574/2017/R/gas del 3 agosto 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019. Il provvedimento prevede che nell'ambito di tale procedimento possa essere ridefinita la percentuale di sharing dei maggiori/minori costi di investimento sostenuti dalle imprese rispetto al costo standard.

Con la Delibera 759/2017/R/gas del 16 novembre 2017 è stato pubblicato il documento per la consultazione con il quale vengono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle seguenti tematiche, in materia di riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale: criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale, per gli anni dati 2018 e 2019; revisione della componente tariffaria a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffe 2018 e 2019; modalità di riconoscimento su base parametrica dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffe 2018 e 2019.

Con Delibera 904/2017/R/gas del 27 dicembre 2017 sono state adottate disposizioni in relazione alle seguenti tematiche, oggetto del documento per la consultazione 759/2017/R/gas: modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffari 2018 e 2019; criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale per gli anni dati 2018 e 2019; revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffari 2018 e 2019. Con il medesimo provvedimento viene posticipata all'anno dati 2019 l'applicazione del prezzario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, di cui alla deliberazione 704/2016/R/gas.

Con la Delibera 15 marzo 2018 149/2018/R/gas l'ARERA ha approvato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG.

Con la Delibera 29 marzo 2018 177/2018/R/gas sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG.

La Delibera 19 luglio 2018 n. 389/2018/R/gas ha differito, per l'anno 2017, i termini in materia di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

Con la Delibera 23 ottobre 2018 n. 529/2018/R/gas l'Autorità ha avviato il *“procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità, relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, per il quinto periodo di regolazione”* che avrà inizio successivamente al 31 dicembre 2019. In tale procedimento, che dovrà concludersi entro il 30 novembre 2019, viene fatto confluire anche il procedimento finalizzato all'adozione di metodologie di valutazione dei nuovi investimenti a costi standard: pertanto gli investimenti dell'anno 2019 saranno valutati in coerenza con i criteri attualmente previsti dalla regolazione tariffaria.

Con la Delibera 6 dicembre 2018 n. 639/2018/R/com l'Autorità, sulla base dell'andamento congiunturale, ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas nonché del livello di gearing, ossia del rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (D+E). Per il servizio di distribuzione il valore del WACC per l'anno 2019 viene pertanto fissato pari a 6,3% (in aumento rispetto al 6,1% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte mentre per il servizio di misura tale valore, per il medesimo anno, viene fissato pari a 6,8% (in aumento rispetto al 6,6% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte.

La Delibera 11 dicembre 2018 n. 645/2018/R/gas ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2017, sulla base di alcune istanze di rettifica presentate dalle imprese di distribuzione e pervenute entro il 15 settembre 2018.

Con la Delibera 18 dicembre 2018 667/2018/R/gas sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2019. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di

concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura del gas

Oltre alla regolazione tariffaria l'Autorità provvede a disciplinare i livelli di qualità del servizio di distribuzione gas. Con la delibera 574/2013/R/gas del 12.12.2013, è stata approvata la *"Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)"*. In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. Rispetto alla precedente regolazione viene confermato e rafforzato l'obiettivo di minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; con il fine della salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti di distribuzione di gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Con riferimento al servizio di pronto intervento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di garantire una percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, aggiornando le disposizioni relative alle modalità organizzative del servizio stesso. Con riferimento ai tempi massimi per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione, la RQDG ha introdotto, per il periodo 2014-2019, molte novità, tra le quali si ricorda: l'eliminazione della diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura (esecuzione di lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura), l'introduzione dell'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto, l'introduzione di un livello specifico concernente il tempo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale e l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici. Nello specifico va ricordata l'introduzione del livello specifico del tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, che le imprese di distribuzione devono rispettare a partire dall'1 gennaio 2015. La RQDG, inoltre, prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e, per i livelli specifici, un indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Per contro, la RQDG ha introdotto un meccanismo che riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli delle dispersioni, così da ridurre il numero di quelle segnalate da terzi, e del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dalla delibera. La RQDG è stata successivamente modificata ed integrata da vari provvedimenti emanati dall'Autorità: 64/2014/R/gas, 261/2014/R/gas, 117/2015/R/gas, 413/2016/R/com, 686/2016/R/gas, 795/2016/R/com.

Da, ultimo, con la delibera 522/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una serie di modifiche la regolazione in merito alle performance del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, al fine di migliorare il servizio di misura e in particolare per indurre le imprese di distribuzione alla effettiva rilevazione del dato di misura. In particolare, in esito al documento di consultazione 518/2016/R/gas, il provvedimento aggiorna l'Allegato A della delibera 518/2016/R/gas "Regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019": RQDG 2014-2019), prevedendo in relazione ai misuratori accessibili: la modifica dello standard relativo ai tentativi di raccolta di misura andati a buon fine, con uno standard volto a rilevare le letture effettivamente acquisite e non i tentativi effettuabili; l'introduzione di uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori con letture effettive, differenziato per classi di consumo. Per quanto riguarda i misuratori parzialmente accessibili la delibera stabilisce di assimilarli, ai fini della regolazione delle performance di misura, ai misuratori non accessibili (applicando le stesse previsioni regolatorie), per i quali si prevedono obblighi di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori smart nei casi in cui l'impresa di distribuzione non abbia acquisito almeno una lettura effettiva nel corso dell'ultimo anno e che tali obblighi di sostituzione siano aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla regolazione (delibera 631/2013/R/gas). Viene, inoltre, stabilita una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) pari a 4 € per ogni misuratore a carico dell'impresa di distribuzione nel caso di inadempimento dei suddetti obblighi di sostituzione.

Servizio di Default

Con la delibera ARG/gas 99/11, pubblicata il 29 luglio 2011, l'Autorità ha introdotto il cosiddetto *"Servizio di Default"*, che trasferisce dal venditore al distributore la titolarità di tutti i Punti di Riconsegna per i quali sia stata

dichiarata la cessazione amministrativa, a seguito dell'impossibilità di dar seguito alla richiesta di sospensione delle forniture per morosità. Pertanto il distributore, si deve sostituire al venditore, ed effettuare ogni tentativo di disalimentazione, anche mediante iniziative giudiziarie finalizzate ad ottenere un provvedimento giudiziario di accesso forzoso, per non incorrere, dopo i 6 mesi dall'attivazione del "Servizio di Default", nell'obbligo di versamento alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di penali commisurate ai ricavi derivanti dalla componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione di cui all'articolo 10 del TIVG (Componenti fissate dall'Autorità ai sensi del RTDG) con riferimento ai Punti di Riconsegna cui è erogato il Servizio di Default. La delibera, in considerazione dei ricorsi proposti da molte imprese di distribuzione del gas tra i quali anche la nostra società e dei provvedimenti adottati dal giudice amministrativo, è stata successivamente modificata ed integrata da numerosi provvedimenti emanati dall'Autorità: 166/2012/R/eel, 352/2012/R/gas, 353/2012/R/gas, 540/2012/R/gas, 67/2013/R/com, 173/2013/R/com, 241/2013/R/gas, 533/2013/R/gas, 84/2014/R/gas, 134/2014/R/gas, 418/2014/R/gas, 501/2014/R/com, 258/2015/R/com, 17/2016/R/com, 465/2016/R/gas.

Nel corso del 2017, sempre in tema di "Servizio di Default", con la delibera 376/2017/R/com, l'Autorità ha definito alcuni affinamenti della disciplina relativa alla morosità nei mercati retail, integrandola e coordinandola riguardo all'energia elettrica e al gas naturale. La delibera, in particolare, per quanto riguarda il gas, definisce una disciplina di dettaglio circa gli effetti dell'intervento di Interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo sulle richieste di attivazione della fornitura, stabilendo che l'eventuale attivazione di un punto di riconsegna nella titolarità del cliente per il quale è stato eseguito un intervento di interruzione è subordinata al pagamento dei costi non ancora pagati; rivede le modalità di applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell'intervento di chiusura, con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela, al fine di garantire una loro corretta applicazione.

Con la delibera 593/2017/R/COM l'Autorità ha ridefinito la disciplina a regime del sistema indennitario unitariamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso la piena implementazione dei relativi processi all'interno del Sistema Informativo Integrato (SII), approvando il "Testo integrato del sistema indennitario a carico del cliente finale moroso nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale" (TISIND).

Smart meter gas

Con la delibera 554/2015/R/gas l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha aggiornato il piano di messa in servizio degli smart meter gas e le penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio. A fronte delle criticità emerse da un lato relativamente all'avvio dei sistemi di telelettura e telegestione degli smart meter gas e dall'altro relativamente alla performance del servizio di misura gas, modificando quanto disciplinato dalla delibera 631/2013/R/gas, la delibera relativamente agli smart meter di classe G4 e G6 introduce nuovi obblighi relativi al 2016 e al 2017 di messa in servizio (15% per il 2016 e 33% per il 2017) e riduce la percentuale di messa in servizio al 31 dicembre 2018 dal 60% al 50% per le imprese con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, consente alle imprese distributrici di non utilizzare la gestione remota dell'elettrovalvola a bordo dello smart meter sino al termine dell'anno successivo quello della messa in servizio; prevede che dal 2016 le fasi di installazione e di messa in servizio convergano. Per quanto riguarda gli smart meter di classe G10, la delibera completa l'obiettivo di messa in servizio del 100% di misuratori entro il 31 dicembre 2018, prevedendone la messa in servizio del 50% per il 31 dicembre 2016 e l'85% entro il 31 dicembre 2017. La delibera rivede, inoltre, la disciplina relativa alle penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio prevedendo che: per tutte le classi di smart meter gas inferiori a G40, venga introdotta una attenuazione della penalità in misura del 2% della penale stessa se non viene raggiunto il target previsto; per le sole classi G16-G25 si proceda ad un accorpamento dei target, come se si trattasse di una sola classe, con un valore medio di penale tra quelli già definiti per le singole classi separatamente, pari a 17 euro per unità.

Con la Delibera 18 dicembre 2018 669/2018/R/gas vengono aggiornati gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6 per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali, per le quali tali obblighi sono stati già parzialmente definiti. Viene rinviato a successivo provvedimento, da adottarsi a seguito della definizione del quadro strategico dell'Autorità 2019-21, la definizione di detti obblighi per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali. In particolare, con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura minore o uguale a G6, per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, vengono definiti i seguenti obblighi:

- il 3% installato entro il 31 dicembre 2014;
- il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015;

- il 10% installato entro il 31 dicembre 2015;
- il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2016;
- il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2017;
- il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
- l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020.

Con la Delibera 19 luglio 2018 389/2018/R/gas dell'Autorità vengono posticipati i termini di scadenza previsti dall'articolo 46 della RTDG, relativi al processo di quantificazione degli ammontari di perequazione del gas naturale per l'anno 2017.

Con la Delibera 26 luglio 2018 406/2018/R/com l'Autorità individua le date di entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario distintamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e a partire dalle quali le transazioni e relativi processi sono esclusivamente gestiti nell'ambito del SII.

Con la Delibera 02 agosto 2018 421/2018//R/gas l'Autorità dispone, per l'anno 2015, un riconoscimento in acconto sull'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2015 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità del servizio di distribuzione del gas naturale) in misura pari all'80%.

Biometano

Il decreto interministeriale "*Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti*" del 2 marzo 2018 ha introdotto meccanismi di incentivazione all'utilizzo del biometano. Con questo decreto, l'Italia si pone l'obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e al 1,5% nel 2021. In particolare il decreto nel prevedere che il soggetto produttore possa richiedere la connessione dell'impianto di produzione di biometano alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale ai sensi delle disposizioni contenute nel Codice di rete, stabilisce che vengano rilasciati ai produttori di biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti nel territorio italiano, un numero di certificati di immissione in consumo di biocarburanti (Cic). Qualora il biometano venga prodotto da specifiche materie prime, tra cui Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (Forsu) e patate, lo stesso può essere qualificato come biometano avanzato, usufruendo dei seguenti incentivi: una maggiorazione che consente di ricevere quantità doppie di Cic ed l'obbligo di ritiro da parte del Gestore dei servizi energetici (Gse), il quale riconosce ai produttori il prezzo medio formatosi sul mercato del gas del giorno prima ridotto del 5% e un corrispettivo pari a 375 euro per ogni Cic a cui avrebbe diritto l'impianto. Tali incentivi si applicano per le produzioni di biometano realizzate da impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022, per un periodo massimo di 10 anni dalla data di decorrenza dell'incentivo

Con la Delibera 29 marzo 2018 173/2018/R/gas l'ARERA ha avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano, nel quale viene fatto confluire il procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, avviato con la deliberazione 239/2017/R/gas

Con la Consultazione 28 giugno 2018 361/2018/R/gas l'ARERA illustra i propri orientamenti finali per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale a seguito della cessazione del periodo di *standstill* conseguente alla pubblicazione della norma CEN EN 16723-1 e illustra i propri orientamenti in relazione all'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.

Fatturazione elettronica

Con la Delibera 27 dicembre 2018 712/2018/R/com l'Autorità ha dettato le prime disposizioni in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, funzionali a un coordinamento sostanziale dell'attuale regolazione dell'Autorità con le innovazioni legislative in tema di fatturazione elettronica di cui alla legge di bilancio 2018, volto a garantire il conseguimento delle finalità sottese della regolazione settoriale, nel rispetto dei nuovi obblighi legislativi.

In particolare, il provvedimento prevede che:

- i contenuti dei documenti che contabilizzano il servizio di distribuzione gas e di trasporto dell'energia elettrica debbano essere coerenti con i contenuti del file fattura di cui alla disciplina della fatturazione elettronica;

- i distributori siano tenuti ad allegare alla fattura elettronica gli eventuali elementi di dettaglio (nei casi previsti dalla regolazione o dal contratto), nonché i documenti che contabilizzano il servizio di distribuzione gas, in modo tale da rientrare nel medesimo file fattura;
- nei soli casi in cui i limiti dimensionali imposti dal Sistema di Interscambio dell'Agenzia delle Entrate (5 milioni di euro) non consentano la trasmissione mediante le suddette modalità, i distributori trasferiscano i relativi documenti regolatori, preferibilmente mediante apposito link da inserire direttamente nel file fattura o eventualmente tramite canale informatico alternativo.

La delibera rinvia, infine, a successivi provvedimenti eventuali aggiornamenti alla regolazione dell'Autorità in tema di fatturazione del servizio di distribuzione gas e trasporto dell'energia elettrica, che tengano conto della nuova disciplina della fatturazione elettronica.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica

Regolazione tariffaria

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

La revisione della metodologia ha comportato la fissazione per il triennio 2016-18 di un rendimento sul capitale investito (in termini reali e pre-tasse) pari al 5,6% per la distribuzione e misura elettrica, con una riduzione di circa 80 punti base rispetto ai valori del 2015.

Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel stata approvata la Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023, contenente il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT 2016-2019, Allegato A), il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME 2016-2019, Allegato B) e il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC 2016-2019, Allegato C).

Il provvedimento ha esteso a otto anni la durata del periodo regolatorio, articolandolo in due quadrienni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). I criteri tariffari utilizzati nel NPR1 sono in sostanziale continuità di metodo con la regolazione vigente al 2015, mentre nel NPR2 verrà adottato, in via sperimentale, un nuovo approccio tariffario basato sul riconoscimento della spesa totale (totex) invece che sulla demarcazione, finora adottata, tra costi di capitale e operativi.

In relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, la disciplina prevede nel NPR1 un'impostazione per cui le tariffe di trasmissione e distribuzione rispecchiano i costi, evitando duplicazioni e escludendo le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing* che non riflettano specifici obblighi normativi). Con riferimento alle ipotesi di *sharing*, si adotta una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel periodo regolatorio tra utenti e imprese (50%-50%) e di conseguenza il livello di costo riconosciuto è fissato pari al livello del costo operativo effettivo per l'anno 2014 aumentato della quota dei recuperi di produttività lasciata in capo alle imprese.

Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a: 1,0% per il servizio di trasmissione; 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio); 1,0% per il servizio di misura.

Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, si prevede di confermare l'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio e di confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio. Il provvedimento prevede, inoltre, che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del 2012-2014 siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, vale a dire entro la fine dell'anno 2019.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1 la delibera conferma la sostanziale continuita' di criteri con i precedenti periodi regolatori, modificando solo alcuni criteri di compensazione del *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti. Relativamente alla revisione delle vite utili, si prevede di limitare la revisione alle tipologie di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti. Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto si conferma il metodo parametrico in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione. Il parametro β unlevered viene determinato pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per quello di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Per i livelli iniziali dei costi operativi la disciplina ha previsto per il NPR1 l'usuale impostazione, che dimensiona i costi riconosciuti a partire dal livello medio nazionale, come rilevato dai valori contabili del 2014. È stato inoltre mantenuto il criterio del profit sharing, con una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo regolatorio tra clienti e imprese (50%-50%). L'X-factor fissato dall'Autorità per gli aggiornamenti annuali risulta pari, per la distribuzione elettrica, a 1,9% in termini reali ed è funzionale a riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio.

Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni viene introdotta una modalita' di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico). Le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno in ogni caso la possibilita' di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualita' aggiuntivi

La delibera 778/2016/R/eel del 22 dicembre 2016 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2017, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonche' all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera dispone altresì la proroga al 31 dicembre 2017 del termine per la definizione di nuovi criteri di regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione e altissima tensione.

La delibera 779/2016/R/eel 22 dicembre 2016 aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2017 ai sensi dei criteri di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL. Il provvedimento dispone inoltre una richiesta di adeguamento del codice di rete di trasmissioni alle disposizioni di cui alla deliberazione 653/2015/R/EEL in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione.

La delibera 799/2016/R/eel del 28 dicembre 2016 aggiorna per l'anno 2017, coerentemente con le disposizioni approvate con deliberazioni 582/2015/R/eel e 782/2016/R/eel, le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

La delibera 815/2016/R/eel del 29 dicembre 2016 dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2017.

Con il documento per la consultazione 580/2017/R/eel l'Autorità illustra gli orientamenti in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese di distribuzione di energia elettrica che servono fino a 100.000 punti di prelievo e i primi orientamenti relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazioni relativi alle medesime imprese. Nel documento, che fa seguito al documento per la consultazione 428/2016/R/eel e a incontri del tavolo di lavoro, considerato il quadro di riferimento relativo al periodo di regolazione 2016-2023, l'Autorità propone di rivedere rispetto a quanto precedentemente prospettato, le modalita' di applicazione del regime parametrico, prevedendo in particolare: per le imprese che servono oltre 25.000 punti di prelievo e fino a 100.000, l'ammissione al regime puntuale, salvo istanza di applicazione del regime parametrico; di applicare il regime parametrico alle imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo.

Con la delibera 594/2017/R/eel l'Autorità ha dettato alcune disposizioni volte a implementare il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonche' dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e switching, consolidando la definizione delle responsabilita' reciproche tra i soggetti coinvolti, e delineando il ruolo del SII nell'ambito dei processi di messa a disposizione delle misure, con particolare riferimento alle modalita' e tempistiche di erogazione del servizio. La delibera stabilisce che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche, nonche' dei dati scambiati in occasione di voltura e switching venga realizzato interfacciando le imprese distributrici con il SII: nel dettaglio si prevede che il SII acquisisca da parte delle

imprese distributrici il dato, lo certifichi a garanzia degli operatori coinvolti e dell'affidabilità dei processi, e lo metta a disposizione degli utenti del trasporto. Con riferimento agli strumenti informativi previsti per lo scambio e l'archiviazione dei dati di misura, la delibera conferma di adottare l'architettura cloud based già implementata dal Gestore del SII in relazione ai dati di misura provenienti da sistemi di smart metering 2G, prevedendo, transitoriamente, la possibilità di servirsi dei canali di comunicazione standard attualmente utilizzati per la messa a disposizione dei dati da parte delle imprese distributrici che non riusciranno ad interfacciarsi fin da subito con il server cloud del SII.

La delibera 882/2017/R/eel del 21 dicembre 2017 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera provvede inoltre a modificare il TIME al fine di definire i criteri di riconoscimento dei costi per i misuratori di prima generazione che entrano in esercizio nell'anno 2018. La delibera dispone infine: la proroga, al 31 dicembre 2018, del termine per la definizione di criteri di regolazione tariffaria di prelievi e immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione; la proroga, al 31 dicembre 2019, del regime tariffario temporaneo previsto per gli spettacoli viaggianti.

La delibera 883/2017/R/eel del 21 dicembre 2017 aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2018 ai sensi dei criteri di regolazione tariffaria in vigore per il periodo 2016-2013 di cui alla deliberazione 654/2015/R/eel.

La delibera 907/2017/R/eel del 27 dicembre 2017 aggiorna per l'anno 2018 le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

La delibera 909/2017/R/eel del 27 dicembre 2017 dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2018.

Con la delibera 50/2018/R/EEL l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) dà prima attuazione alla disciplina transitoria in tema di esazione degli oneri generali del sistema elettrico (introdotta con la delibera 109/2017/R/EEL), confermando l'attuale gestione degli oneri generali di sistema, che sono addebitati ai clienti dai venditori che li versano alle imprese distributrici e che a loro volta li corrispondono alla CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) e al GSE (Gestore dei servizi energetici), e introducendo specifici meccanismi di reintegrazione degli stessi oneri generali versati ma non riscossi e non recuperabili da imprese distributrici. Il provvedimento, che segue il documento di consultazione 597/2017/R/EEL rivedendone le proposte in considerazione delle osservazioni pervenute, definisce il meccanismo di reintegrazione per le imprese distributrici, mentre rimanda a specifica consultazione (52/2018/R/EEL) per la definizione del meccanismo di reintegrazione per le imprese di vendita. La delibera 50 prevede che l'ammissione al meccanismo sia consentita a ciascuna impresa distributtrice in relazione a crediti maturati e non incassati inerenti a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno sei mesi. La prima sessione annuale per il riconoscimento dei suddetti oneri ha termine il 30 luglio 2018.

Con la Delibera 11 aprile 2018 237/2018/R/eel l'ARERA ha definito il regime parametrico di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo

Con la Delibera 07 giugno 2018 318/2018/R/eel l'ARERA ha modificato il TIT e il TIME per recepire le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/eel concernenti i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la Delibera 02 agosto 2018 n. 419/2018/R/eel l'ARERA ha definito i criteri di riconoscimento dei costi di misura dell'energia elettrica in bassa tensione legati all'installazione di misuratori 2G prima dell'avvio di un piano di installazione massiva.

Con la Delibera 09 ottobre 2018 497/2018/R/eel sono state approvate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui al comma 8.1 del TIT e al comma 37.2 del TIME, per l'anno 2016, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la Delibera 27 dicembre 2018 705/2018/R/eel, l'ARERA ha aggiornato i corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2019 per permettere la copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno successivo.

Con deliberazione 5 dicembre 2018 626/2018/R/EEL, l'ARERA ha approvato un ulteriore differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/EEL, mantenendo, fino al 31 dicembre 2019, le strutture tariffarie attualmente vigenti per le componenti a copertura degli oneri generali di sistema.

Con la deliberazione 18 dicembre 2018 671/2018/R/EEL, sono state aggiornate le tariffe per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici, per l'anno 2019;

Con la Delibera 18 dicembre 2018 673/2018/R/eel sono state aggiornate per l'anno 2019 le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici

Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Con la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, sono stati approvati i Capitoli del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Il Codice di rete, che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli utenti del servizio (i venditori), ha stabilito: l'introduzione di tre tipologie di fattura: (i) la fattura di ciclo, comprensiva di tutte le partite attinenti al servizio di trasporto e delle rettifiche di conguaglio; (ii) la fattura di rettifica, relativa a rettifiche di importi precedentemente fatturati in relazione al servizio di trasporto diverse da quelle di conguaglio; (iii) la fattura relativa a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi; che le fatture di ciclo e le fatture di rettifica possano essere emesse solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti dei dati di misura validati e, in particolare, che l'emissione venga effettuata entro quattro giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati di misura all'utente; la definizione dello standard e delle modalità operative di invio delle fatture, con l'obiettivo di rendere più trasparente ed efficiente il processo di fatturazione; due scadenze fisse mensili per la decorrenza dei termini di pagamento con riferimento alle fatture di ciclo, coerenti con le tempistiche di emissione delle fatture e con i termini di messa a disposizione dei dati di misura; la scadenza di pagamento pari a 30 giorni dalla data di emissione per le fatture di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi; l'obbligo, per i distributori, di mettere a disposizione i dati di misura validati per i punti di prelievo trattati su base oraria entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo al mese in cui il servizio è stato erogato; l'introduzione di un sistema di indennizzi a carico dei distributori in relazione alla tipologia e alla tempistica di messa a disposizione dei dati di misura ai venditori; le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori: il Codice di rete tipo disciplina le forme di garanzia ammesse ai fini della conclusione del contratto di trasporto, nonché i criteri per la loro gestione e per la gestione degli inadempimenti dell'utente, relativi sia alle obbligazioni connesse agli adeguamenti delle garanzie medesime sia alle obbligazioni di pagamento degli importi fatturati.

Smart metering 2G

Il Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 affida all'Autorità nuove funzioni disponendo, tra l'altro che, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto, l'Autorità *“previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, anche in relazione ai risparmi energetici potenziali, individua le modalità con cui gli esercenti l'attività di misura forniscono ai clienti finali [...] contatori individuali che riflettono con precisione il consumo effettivo e forniscono informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia [...], in sostituzione di quelli esistenti anche in occasione di nuovi allacci in nuovi edifici o a seguito di importanti ristrutturazioni [...]”*;

Con la Delibera 07 agosto 2014 412/2014/R/efra ha avviato un procedimento per l'attuazione di alcune disposizioni del d.lgs 102/2014, in materia di efficienza energetica

Con la Delibera 08 marzo 2016 87/2016/R/eel l'Autorità definisce le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Con la delibera 10 novembre 2016 646/2016/R/eel, l'Autorità ha definito, per il triennio 2017-2019, il *Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e altre disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione*. L'intento dichiarato dall'Autorità è quello di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo, e l'efficacia in termini di prestazioni fornite, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di smart metering 2G, ottenibili con la sostituzione degli attuali contatori

elettronici con quelli di seconda generazione (2G). La delibera prevede che, a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di criteri fondati sulla spesa totale (Totex). Inoltre stabilisce che l'Autorità, tenuto conto degli effetti prodotti dalla disciplina approvata con la presente deliberazione ed eventualmente sulla base di specifiche analisi costi-benefici, anche a livello di sistema, con successivo provvedimento introduca obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale. Infine stabilisce che, con successivo provvedimento da adottarsi, verranno fissati: i criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo che non abbiano ancora avviato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G; gli specifici incentivi che favoriscano l'installazione di misuratori 2G prima dell'approvazione e dell'avvio del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G; i criteri di riconoscimento dei costi per l'installazione di sistemi di smart metering 2G per le imprese che servano meno di 100.000 punti di prelievo.

Con il Documento di Consultazione 04 agosto 2016 468/2016/R/eel, l'Autorità identifica i miglioramenti nei servizi e nei processi esistenti, nonché i potenziali nuovi servizi, abilitati dalla diffusione della tecnologia *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, le cui specifiche funzionali sono state definite dalla deliberazione 87/2016/R/eel, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 104. Inoltre, il documento illustra i benefici sul sistema elettrico attesi ed evidenzia i corrispondenti ambiti di adeguamento della regolazione necessari al dispiegamento di tali benefici.

Con la delibera 222/2017/R/eel l'Autorità, a conclusione dell'iter istruttorio svolto secondo il percorso abbreviato (fast track), ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione di messa in servizio dello smart metering di seconda generazione (2G) con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1 gennaio 2017.

Con la Delibera 13 aprile 2017 248/2017/R/eel l'ARERA ha definito le modalità e le tempistiche di messa a disposizione al SII e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G, in accordo con le funzionalità e i livelli attesi di performance definiti dalla deliberazione 87/2016/R/eel, nonché le modalità di aggiornamento del RCU a seguito dell'installazione di un sistema di smart metering 2G.

La Delibera 289/2017/R/eel del 28 aprile 2017 avvia un procedimento per valutare la possibilità di evolvere le caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G come delineato dall'Allegato C alla deliberazione 87/2016/R/EE.

Il Documento di Consultazione 22 giugno 2017 466/2017/R/eel illustra gli orientamenti in merito all'applicazione del trattamento ai sensi del TIS ai punti di prelievo per i quali verrà installato un nuovo misuratore nell'ambito dei sistemi di misura 2G nonché in tema di processo di configurazione di tali sistemi da parte delle parti commerciali.

La Delibera 19 ottobre 2017 700/2017/R/eel definisce le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai fini del *settlement* per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi di *smart metering* 2G.

La Delibera 15 febbraio 2018 88/2018/R/eel definisce le disposizioni funzionali alla configurazione e alla visualizzazione sul display dello Smart metering 2G ad uso delle controparti commerciali (imprese di vendita), dando mandato all'Acquirente Unico per la relativa attuazione delle specifiche funzionali.

Con il Documento di Consultazione 11 aprile 2018 245/2018/R/eel l'ARERA illustra i gli orientamenti in merito alla definizione delle specifiche funzionali caratterizzanti la versione "2.1" dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione (interfacce di comunicazione, limitatore di potenza e altri), al fine di massimizzare le possibilità a disposizione dei clienti per la comunicazione a mezzo della *Chain 2e* minimizzare i costi derivanti dall'introduzione delle funzionalità incrementali della versione 2.1, tenendo conto degli elementi acquisiti in collaborazione con AGCOM. Inoltre presenta le prime riflessioni relative alle possibili implementazioni delle offerte di tipo pre-pagato

Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano

Il susseguirsi di numerosi provvedimenti normativi che hanno apportato continue modifiche al quadro regolatorio delle gare d'Ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione gas ha bloccato l'avvio delle procedure di gara sull'intero territorio nazionale, prorogando la situazione di stallo che da anni frena lo sviluppo

competitivo del settore. Pertanto le iniziative aziendali si sono concentrate sulle attività di riorganizzazione finalizzate a rafforzare la competitività in vista delle gare d'ATEM.

In particolare, per quanto riguarda gli ATEM MB2 e CO1, sensi dell'art. 5 D.M. 12/11/2011 n.226, si sono sottoscritti con le amministrazioni competenti i verbali di determinazione del Valore di Rimborso degli affidamenti gestiti, calcolati sulla base di quanto stabilito nel contratto di servizio e applicando integralmente i criteri e le modalità contenute nel DM 22 maggio 2014 "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

L'attività di gestione nel corso del 2018 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Gas metano	2018	2017
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.498	207.423
Gas distribuito (smc)	337.249.663	338.768.173
Attività su richiesta dei clienti finali	835	706
Attività su richiesta delle società di vendita	17.083	16.457
Attività in pronto intervento	3.941	5.134
Switch gestiti	16.137	17.597
Bonus gas gestiti	6.432	5.323
Nuove pratiche di default	225	268
Pratiche di default gestite	684	815
Società di vendita attive	142	117

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano un lieve incremento rispetto ai dati 2018 dovuto in massima parte alla riduzione dei prezzi di listino applicati ai clienti finali, che comunque non si è tradotto in un aumento di nuovi PDR, che di fatto rimangono pressoché stabili. Nel corso del 2018 si è avuto un ulteriore aumento del numero delle società di vendita attive sui nostri territori.

Per quanto riguarda gli standard di sicurezza e continuità e la qualità del servizio erogato da RetiPiù, va innanzitutto ricordato che l'attuale quadro regolatorio, disciplinato dalla delibera dell'Autorità 574/2013/R/gas, spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Per garantire nel tempo le massime condizioni di sicurezza, efficienza ed eccellenza, RetiPiù da un lato effettua costanti interventi di monitoraggio dello stato delle proprie reti ed impianti, assicurandone la continua e periodica manutenzione nel rispetto delle normative tecniche del settore, mentre dall'altro pone particolare attenzione nell'organizzazione del proprio sistema di Pronto Intervento, in modo da poter fronteggiare con la massima tempestività ogni eventuale situazione di potenziale pericolo. Impegno che pone RetiPiù tra le prime aziende a livello nazionale e che ha permesso alla nostra società di vedersi riconoscere gli incentivi previsti dalle RQDG. Per quanto riguarda la qualità del servizio il livello di qualità commerciale viene misurato tramite un indice generale che rappresenta la percentuale di prestazioni non eseguite nei tempi standard previsti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in riferimento ad attivazioni, riattivazioni, disattivazioni, preventivi ed esecuzione lavori semplici e complessi. RetiPiù ha confermato anche nel 2018 i livelli di eccellenza raggiunti negli ultimi anni in relazione agli standard di qualità e sicurezza stabiliti dall'Autorità.

Servizio GAS Livelli Specifici di Qualità Commerciale	2018 % rispetto	2017 % rispetto
Preventivazione per lavori semplici	98,66%	99,36%
Preventivazione di lavori complessi	100%	96,88%
Esecuzione di lavori semplici	98,56%	99,45%
Attivazione della fornitura	99,93%	99,95%
Disattivazione della fornitura	99,98%	100%
Riattivazione in caso di distacco per morosità	99,76%	99,67%
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	100%	99,67%
Verifica gruppo di misura	100%	100%

Verifica della pressione di fornitura	100%	100%
Fascia di puntualità per appuntamenti	81,61%	99,76%
Dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura	100%	100%
Altri dati tecnici	77,78%	88,00%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100%	100,0%
Risposta reclami o richieste scritte	99,27%	100,00%

Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione energia elettrica

L'art. 9 del D.Lgs 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", stabilisce che le concessioni di distribuzione di energia elettrica rilasciate alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto stesso, hanno scadenza il 31 dicembre 2030, pertanto non sono ipotizzabili sviluppi competitivi del settore.

L'attività di gestione nel corso del 2018 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Energia Elettrica	2018	2017
Concessioni gestite	1	1
POD	25.789	25.658
Energia elettrica distribuita (kWh)	140.068.711	139.133.442
Attività su richiesta dei clienti finali	75	66
Attività su richiesta delle società di vendita	3.649	3.018
Attività in pronto intervento	172	342
Switch gestiti	1.921	2.382
Bonus energia gestiti	830	736
Produttori gestiti	310	277
Nuovi produttori acquisiti nell'anno	34	18
Società di vendita attive	78	68

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano un incremento rispetto al dato 2017, che si è tradotto anche in un lieve aumento del numero di POD serviti, segnale di una timida ripresa delle attività immobiliari avutasi nella prima parte dell'anno. La riduzione del numero di switch gestiti rispetto al dato dell'anno precedente trova giustificazione nel fatto che il 2018 ha visto il perdurare degli effetti conseguenti agli adempimenti imposti dalla delibera dell'Autorità n. 296 del 2015 in tema di "maggiore tutela" che ha spinto molto clienti finali a passare al libero mercato. Va segnalato anche per il 2018 l'aumento del numero dei produttori di energia elettrica, a conferma della tendenza alla diffusione della figura del "prosumer" (produttore e consumatore assieme) che in Italia copre circa più del 10% dell'elettricità consumata. Anche nel 2018 RetiPù ha raggiunto livelli di eccellenza rispetto agli standard di servizio della qualità commerciale fissati dall'Autorità (deliberazione n.198/11), che definiscono i tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore. Il sistema integrato AMM aziendale permette la conduzione e telelettura a distanza dei contatori elettronici installati presso tutti i POD gestiti da RetiPù, contribuendo in modo determinante al raggiungimento degli standard aziendali.

Servizio Energia Elettrica Livelli Specifici di Qualità Commerciale	2018 % rispetto	2017 % rispetto
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	100%	100%
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	100%	100%
Esecuzione di lavori semplici	100%	98,35%

Attivazione della fornitura	99,84%	100%
Disattivazione della fornitura	99,73%	99,49%
Riattivazione per morosità	98,68%	98,25%
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	99,90%	99,91%
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	83,33%	100%
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	100%	100%
Richiesta altri dati tecnici	100%	85,71%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100%	100%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione	100%	97,87%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura	100%	100%
Risposta a richieste di informazioni riguardanti la conoscenza del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete	100%	100%

Attività di gestione e sviluppo degli altri settori in cui opera la società

Illuminazione pubblica

Il settore dell'illuminazione pubblica oggi presenta grandi potenzialità di sviluppo, soprattutto rispetto alle attività di efficientamento energetico, funzionali alla riduzione e razionalizzazione dei consumi, ed a quelle di sviluppo ed applicazione delle nuove tecnologie che permettono di fare di un impianto di illuminazione pubblica il fulcro di tutti i sistemi «Smart City» richiesti dai cittadini e dagli Amministratori comunali.

Per questi motivi il 2018 è stato caratterizzato da una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore, che ha portato alla presentazioni di progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50. Questi progetti sono stati focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti".

L'attività di gestione nel corso del 2018 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Illuminazioni pubblica	2018	2017
Concessioni gestite	1	1
Contratti di manutenzione gestiti	1	1
Punti luce gestiti	8.950	8.950

Centro Ispezioni Metrologiche

Nel corso del 2018 è proseguita l'attività del Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPìù Srl che ha assicurato la copertura di tutte le esigenze aziendali in materia di operazione di verifica dispositivi di conversione del volume associato a contatori gas in conformità a quanto previsto dal D.M. 75/2012.

Servizi specialistici intercompany

RetiPìù gestisce una serie di contratti intercompany finalizzati a fornire servizi specialistici alle altre società del Gruppo quali la gestione dei sistemi informativi di Gruppo e la consulenza e supporto in attività di comunicazione istituzionale.

Gestione operativa

Le iniziative attuate nel 2018 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.

In particolare sono stati avviati o conclusi i seguenti progetti:

Brianza Innovation

Nel 2018 ha preso avvio il progetto Brianza Innovation. Con questo progetto RetiPiù intende posizionarsi ed accreditarsi come attore protagonista del pattern per l'innovazione in Brianza, valorizzando e aggregando competenze, attraendo talenti e favorendo la realizzazione di progetti. L'idea di fondo è superare il concetto di smart city per arrivare alla proposta di una Smart Area dell'intero territorio brianzolo, che veda RetiPiù agire come punto di riferimento per amministrazioni locali, operatori economici e cittadini, in una visione di lungo periodo, volta a ripensare il territorio in direzione di una innovazione profonda, di uno sviluppo sostenibile e duraturo e di una gestione sapiente delle risorse. Con questo progetto strategico RetiPiù si propone come utility 4.0 che, grazie all'utilizzo di tecnologie digitali in tutte le aree di business, sia in grado di sviluppare servizi innovativi e concreti, pensati per il territorio. L'11 ottobre 2018 ha avuto luogo del primo Brianza Innovation Day. Una giornata che ha visto Sindaci, Assessori, esperti di innovazione, tecnici e imprenditori confrontarsi per mettere a fuoco proposte e iniziative di innovazione. BID è il primo step del Brianza Innovation Lab, un percorso più lungo e articolato al termine del quale potrà vedere la luce una Smart Area integrata, su più ambiti: smart energy, economia circolare, smart living, mobilità sostenibile, economia 4.0, smart community.

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. Nei primi nove mesi del 2018 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.

Protezione dei dati

L'adeguamento al General Data Protection Regulation 679/2016 è stato affrontato attraverso una revisione puntuale del sistema documentale aziendale, al fine di adeguarne la conformità alle prescrizioni della legge nel proteggere i dati personali. E' stata somministrata a tutto il personale interessato una formazione specifica di aggiornamento sulle principali novità normative, e focus sul ruolo dei responsabili delle unità organizzative, deputate al trattamento.

Titoli Efficienza Energetica

Per risolvere a livello strutturale le problematiche connesse al reperimento dei Titoli di Efficienza Energetica e per sterilizzarne gli impatti sul conto economico aziendale dovuti alle continue fluttuazioni di prezzo, si cercherà di acquisire una partecipazione di controllo in una ESCO con in portafoglio una serie di iniziative di efficientamento energetico e che sia strutturata per generare iniziative finalizzate a realizzare un congruo numero di TEE a prezzi certi. Nei primi nove mesi del 2018 è proseguita l'attività di scouting finalizzata all'individuazione di possibili società da acquisire.

Progetto "ENERGIE PER GESTIRE"

Nel corso del 2018 grazie al progetto "Energie per Gestire" è proseguita l'attività di digitalizzazione di tutte le attività aziendali, riprogettando in modo integrato tutti i processi interni, condividendo le logiche di gestione di ciascun processo e delle principali informazioni che lo caratterizzano. Grazie all'adozione del nuovo ERP aziendale basato sul sistema SAP/S4 Hana, si è completata l'attività di progettazione ed implementazione del nuovo sistema SAP Work Manager, basato su un applicativo mobile per l'automazione dei processi di gestione delle attività in

campo in sostituzione del vecchio sistema di Work Force Automation, con l'obiettivo di realizzare il tracciamento degli ordini di lavoro, dalla fase di preventivazione a quella di consuntivazione dei costi associati, ed il loro consolidamento del sistema ERP SAP/S4 Hana. L'esperienza maturata in questi anni tramite il precedente sistema di Work Force Automation, ha dimostrato che l'utilizzo in campo di palmari prima e di rugged PC oggi, mediante l'integrazione con i vari sistemi aziendali, permette di ridurre i tempi di intervento e di processo, di migliorare l'efficienza e la produttività degli operatori in campo, oltre che di garantire una maggior qualità dei dati e delle informazioni elaborate.

Progetto "R+Traccia"

Il progetto ha preso avvio nel 2015 ed è finalizzato a potenziare le strutture informatiche territoriali aziendali a supporto delle attività tecniche per poter sviluppare le offerte tecniche per le gare d'Ambito nel pieno rispetto dei criteri contenuti dal DM 226, automatizzandone e velocizzandone il più possibile le attività progettuali richieste. Oggi il sistema informativo territoriale di RetiPiù Srl integra diversi servizi e gestisce numerose informazioni e dati fondamentali che permettono di pianificare con efficienza gli investimenti e le attività di manutenzione necessari a garantire la sicurezza delle nostre reti di distribuzione. Caratteristica del sistema è la capacità di visualizzare i dati delle nostre reti in tempo reale, elaborarli, metterli in correlazione e creare viste sinottiche a valore aggiunto. Oltre che alla gestione degli asset dell'intero Gruppo, il sistema è offerto alle Amministrazioni dei comuni in cui operiamo, come cruscotto di gestione e analisi del territorio e di informazione ai cittadini. Questo progetto è alla base della idea di "smart city" di RetiPiù Srl che non si limita all'acquisizione e gestione di dati attraverso sensori sul territorio e all'offerta di servizi di connettività ai cittadini, ma presuppone un vero e proprio sistema integrato, una rete intelligente, in grado di mettere in relazione sistemi diversi e di elaborare serie di dati in modo da fornire elementi per programmare linee di sviluppo dei nostri impianti coerenti con le aspettative e le esigenze delle Amministrazioni Comunali socie. Nel corso del primo semestre 2018 l'attività si è concentrata sull'implementazione del sistema con i dati e le informazioni necessarie per lo svolgimento delle gare d'ATEM.

Progetto "European New Energy Field Test – ENE.FIELD"

Nel corso del 2018 è proseguita l'attività di sperimentazione di un impianto prototipale di micro-cogenerazione da 10 kWel basato su quattro moduli fuel cell, della potenza di 2.5 kWel ognuno, tipo SOFC Engen-2500, prodotti da SOLIDPower nell'ambito del progetto europeo "European New Energy Field Test – ENE.FIELD" presso una nostra sede al fine di verificare l'effettiva fattibilità e sostenibilità industriale. Il progetto "European New Energy Field Test – ENE.FIELD"; cofinanziato dalla Commissione Europea, al quale partecipano i principali costruttori di micro-cogeneratori a cella a combustibile europei, si prefigge di installare circa 1000 micro-cogeneratori, per valutare su larga scala le effettive potenzialità di riduzione delle emissioni di CO2 derivate dall'adozione della cogenerazione con celle a combustibile e quantificare il contributo della micro-cogenerazione al raggiungimento degli obiettivi di riduzione del 20% dei consumi energetici entro il 2020. RetiPiù Srl partecipa a questo progetto in partnership con SOLIDpower SPA (costruttore) e il Politecnico di Milano dipartimento di energia.

Progetto "LIFE GREEN GAS NETWORK"

Il progetto denominato "LIFE GREEN GAS NETWORK", iniziato nel 2014, è stato selezionato tra i finalisti dei LIFE Awards 2019. RetiPiù, in partnership con Terranova e Pietro Fiorentini, all'interno del programma Life della Commissione Europea, ha sviluppato e testato con successo un progetto finalizzato a dimostrare l'applicabilità di un nuovo sistema di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti di distribuzione del gas naturale, che, attraverso la riduzione controllata delle pressioni di esercizio della rete di distribuzione cittadina, permetta di ridurre le emissioni di gas e conseguentemente emissioni di CO2 equivalente in atmosfera.

Progetto "RetiPiù Open"

Ad ottobre, con il conferimento dei rami d'azienda ad AEB Spa, si è concluso il progetto RetiPiù Open. Il progetto, avviato nel 2014, era finalizzato alla gestione di tutti i processi di approvvigionamento aziendali tramite un sistema avanzato di e-procurement che ha permesso di raggiungere i seguenti obiettivi:

- ridurre i fabbisogni e della spesa complessiva attraverso l'efficientamento della domanda interna;
- ridurre i costi di fornitura dei singoli beni sulla base di una migliore gestione del mercato dell'offerta;
- aumentare della trasparenza del sistema dato da una migliore organizzazione del servizio e dalla sua accessibilità;
- massimizzare l'oggettività nei criteri di selezione dei fornitori e di aggiudicazione delle gare.

Sostituzione misuratori gas

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. Il piano di installazione massiva dei contatori elettronici gas mass market, avviato nel 2015, ha visto nel 2018 la posa di oltre 40.000 contatori di classe G4 e G6, che hanno portato a più di 100.000 il parco complessivo di contatori elettronici mass market installati, in linea con l'obiettivo fissato dall'Autorità.

Persone

Le persone di RetiPìù 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 RetiPìù Srl sono la nostra energia "rinnovabile" e per questo inesauribile, a cui prestiamo la massima attenzione, cercando di premiare il merito di chi mette ogni giorno la propria energia al servizio dell'azienda.

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

Alla data del 31 dicembre 2018, centoventi persone lavoravano in RetiPìù Srl, formando la seguente struttura operativa:

Organico	Numero dipendenti al 31/12/2018	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2017
Dirigenti	1	2,5	3
Quadri	10	10,33	11
Impiegati	57	59,33	62
Operai	52	53,50	56
TOTALE	120	125,66	132

Nel corso dell'anno, 16 dipendenti hanno cessato l'attività lavorativa di cui: 7 a seguito del raggiungimento dell'età pensionabile; 8 per cessione di ramo d'azienda alla capogruppo AEB SpA ed 1 per dimissioni.

Nel 2018 sono stati assunti 4 dipendenti.

A tutti i lavoratori di RetiPìù srl viene applicato il CCNL Gas e Acqua. Il 100% delle persone di RetiPìù Srl ha un contratto di lavoro a tempo indeterminato. Il personale laureato rappresenta il 13,6 % del totale e l'età media delle persone impiegate in RetiPìù Srl si è attestato a un valore di poco superiore ai 50 anni.

Le iniziative hanno coinvolto tutte le strutture, in particolare la linea è stata impegnata nell'ottimizzare gli standard tecnici, all'informatizzazione dei processi operativi e all'implementazione del progetto di internalizzazione della posa ed attivazione dei contatori elettronici mass-market. Per quanto riguarda gli staff, le attività si sono concentrate sulla pianificazione e preparazione preventiva per le previste gare d'ambito e sull'adeguamento delle strutture tecniche e dei relativi processi, per poter far fronte efficacemente a tale impegno.

Anche l'attività di formazione del personale rappresenta nella cultura di RetiPìù Srl un elemento fondamentale per il successo aziendale, permettendo il corretto sviluppo dei processi riorganizzativi e la gestione del cambiamento.

Nel 2018 il 100% del personale è stato interessato da attività di formazione ed aggiornamento.

Con riferimento alle relazioni sindacali, nel 2018 il rapporto tra RetiPiù Srl e le Organizzazioni Sindacali è proseguito in un clima di proficua collaborazione su tutte le principali tematiche riorganizzative aziendali. In particolare, in tema di sistemi di incentivazione e remunerazione, nel corso del 2018 ha preso avvio il sistema di welfare aziendale di RetiPiù, trasformando il premio di risultato in una serie di servizi e prestazioni erogati alla generalità dei dipendenti e dei loro familiari.

RetiPiù 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 2018 dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alle norme, si sono concluse tutte con esito positivo.

Salute e sicurezza

Nel 2018 gli infortuni totali registrati sono stati 3, di cui 1 è riconducibile a incidenti sul lavoro, 1 a sinistro stradale e 1 a infortunio in itinere. Gli infortuni totali hanno comportato 132 giorni di assenza totali, di cui 3 incidenti sul lavoro, 7 per sinistri stradali e 122 per infortuni in itinere. L'indice di frequenza è pari a 0,014 con indice di gravità di 0,63; escludendo gli infortuni in itinere si ha un indice di frequenza 0,01 e di gravità 0,05.

Per il personale che risulta esposto a specifici fattori di rischio, RetiPiù attua la sorveglianza sanitaria periodica che ha registrato nell'anno 67 visite mediche per un totale di 402 accertamenti sanitari.

Nel 2018 l'attività di formazione del personale in tema di salute e sicurezza ha interessato soprattutto i reparti operativi, per un totale di oltre 500 ore e 80 persone, su temi specifici riguardanti ruoli e responsabilità, SSL, gestione delle emergenze incendio, primo soccorso, utilizzo di attrezzature specifiche.

Tra le principali attività, in materia di salute e sicurezza dei lavoratori, gestite nel corso del 2017 va segnalato il progetto di sicurezza comportamentale "*Sicura...mente in rete*", che vede coinvolto tutto il personale operativo.

Il progetto ha, tra i principali obiettivi, quello di ridurre gli infortuni sul lavoro, attraverso la riduzione o l'azzeramento dei comportamenti e delle azioni a rischio e si basa su tecniche di motivazione dei lavoratori, auto-osservazione periodica, reporting di comportamenti o *near miss* e costante erogazione di feedback e di riconoscimenti positivi per i comportamenti corretti.

Sistema di Gestione Energetica Ambientale

RetiPiù, consapevole dell'importanza di un uso razionale ed efficiente dell'energia e della gestione degli impatti ambientali delle proprie attività e lavorazioni in un'ottica di sostenibilità e 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.

Investimenti

RetiPiù 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 2018 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.

RetiPiù nel 2018 ha realizzato investimenti per 11,9 milioni di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale, pari a 10,2 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 1,1 milioni di euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione del gas naturale per 3,3 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 5,8 milioni di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di decompressione per 28 mila euro e a altri beni relativi a software per 29 mila euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica, pari a 944 mila euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 114 mila euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica per 734 mila euro e all'installazione di apparecchiature di misura per 64 mila euro.

Sono stati inoltre realizzati investimenti pari a 708 mila euro, sono relativi a software e hardware per estendere la digitalizzazione a tutte le procedure aziendali per 643 mila euro e per automezzi, mobili e arredi e attrezzature per 65 mila euro. Tali investimenti sono propedeutici all'evoluzione delle infrastrutture aziendali in reti intelligenti e all'impiego di tecnologie innovative per incrementare efficienza energetica e operativa.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2018.

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	0
Marchi	3
Software	668
Altre immobilizzazioni immateriali	10
Concessioni	819
Immobilizzazioni immateriali in corso	0
Totale immobilizzazioni immateriali	1.500

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)
Terreni e fabbricati	60
Rete e impianti	2.583
Attrezzature e strumenti di misura	5.457
Altri beni	54
Impianti in costruzione	2.230
Totale immobilizzazioni materiali	10.384

Risparmio energetico

L'efficienza energetica ricopre un ruolo fondamentale per conseguire gli ambiziosi obiettivi di contenimento dell'aumento della temperatura media globale del pianeta al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e il proseguimento, nel tempo, degli sforzi per limitare ulteriormente l'aumento della temperatura al di sotto di 1,5°, fissati dall'assemblea plenaria della 21a Conferenza della Convenzione ONU sul clima (COP 21) in coerenza agli impegni assunti dall'Italia, la Strategia Energetica Nazionale ha fissato un obiettivo nazionale di risparmio pari a 20 Mtep/a di energia primaria al 2020, di cui 5,5 Mtep/anno da raggiungersi attraverso i risparmi incentivati dal meccanismo dei Certificati Bianchi (TEE). Tali obiettivi sono stati rimodulati alla luce della pubblicazione della direttiva 2012/27/UE che, all'art.7, definisce che ciascun Stato membro istituisca un regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica attraverso cui conseguire un obiettivo cumulativo di risparmio energetico finale almeno equivalente al conseguimento ogni anno, dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2020, di nuovi risparmi pari all'1,5% (in volume) delle vendite medie annue di energia ai clienti finali. A tal fine il D.lgs.102/2014, che recepisce nell'ordinamento italiano la direttiva, ha ridefinito l'obiettivo di risparmio cumulato minimo pari a 25,5 Mtep di energia finale da conseguire nel periodo 2014-2020, definendo che il meccanismo dei certificati bianchi dovrà garantire il raggiungimento del 60% dell'obiettivo.

Per quanto riguarda il meccanismo dei Certificati bianchi, i risultati ottenuti in termini di risparmio *“sono sostanzialmente in linea con le attese”*, si legge nel Piano d’Azione Italiano per l’efficienza energetica, pubblicato. Stesso discorso anche per le riduzioni dei consumi conseguibili attraverso le detrazioni fiscali, soprattutto grazie agli *“aggiornamenti recenti della normativa, che mirano ad orientare maggiormente la domanda verso interventi caratterizzati da un miglior rapporto tra costo da sostenere e risparmi energetici conseguibili”*.

I certificati bianchi, anche noti come *“Titoli di Efficienza Energetica” (TEE)*, sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (TEP). I TEE sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L’emissione dei TEE viene effettuata a valle di una certificazione da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) dei risparmi conseguiti.

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.

Il Decreto 11 gennaio 2017, oltre a ridefinire i criteri e le modalità per l’accesso al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, ha fissato i seguenti obiettivi di risparmio di energia primaria, espressi in numero di TEE, in capo ai distributori di gas con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete, per il quadriennio 2017 al 2020 da conseguire attraverso il meccanismo dei certificati bianchi:

- 2,95 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2017;
- 3,08 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2018;
- 3,43 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2019;
- 3,92 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2020.

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.

Ferma restando la scadenza dell’anno d’obbligo, fissata al 31 maggio dell’anno successivo, ai fini dell’adempimento degli obblighi di cui all’articolo 4, entro il 31 maggio e il 30 novembre di ciascun anno i soggetti obbligati trasmettono al GSE i Certificati Bianchi posseduti ai sensi dell’articolo 10 dei decreti 20 luglio 2004. Il GSE, dopo aver verificato il livello di conseguimento dell’obbligo annuo posto in capo a ciascun soggetto obbligato, ai sensi dell’articolo 4, maggiorato di eventuali quote aggiuntive derivanti dalle compensazioni di cui al comma 3, comunica le risultanze di tale verifica, per ciascuna delle due sessioni, al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché all’Autorità ai fini di quanto disposto al comma 4 e all’articolo 11 e al GME ai fini dell’aggiornamento dei conti proprietà su cui sono depositati i Certificati Bianchi dei soggetti obbligati. Il soggetto obbligato, se consegue una quota dell’obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque pari ad almeno il 60%, può compensare la quota residua nell’anno successivo senza incorrere nelle sanzioni. Nel caso di mancato conseguimento degli obblighi, l’Autorità applica sanzioni per ciascun titolo mancante, ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, comunicando le sanzioni applicate al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare e al GSE.

A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l’erogazione ai Distributori di un contributo tariffario.

L’andamento delle negoziazioni dei TEE ha visto negli ultimi anni un aumento del prezzo di scambio dei TEE in borsa, che a novembre del 2016 aveva superato i 230 €/TEE, con un incremento del 54% rispetto al prezzo del giugno 2016, per raggiungere nel corso del 2017 il valore massimo storico di 480,00 €/TEE.

Di fronte a questa situazione, il 14 febbraio 2018, gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico hanno rappresentato al GME la richiesta di adottare, nelle more di eventuali interventi normativi, correttivi, a carattere di urgenza, ritenuti idonei a contenere i prezzi di scambio dei TEE e limitarne gli effetti della volatilità e, in particolare, di ritenere adeguata la riduzione della frequenza di svolgimento delle sessioni di contrattazione sul mercato dei TEE a una sessione al mese.

Con la comunicazione del 15 febbraio 2018, il GME ha inviato all'Autorità la modifica urgente delle Regole di funzionamento del mercato dei TEE predisposta, ai sensi dell'articolo 3, comma 8, delle medesime Regole ed efficace dalla medesima data, in recepimento di quanto riportato alla comunicazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di cui al precedente punto. In particolare, tale versione delle Regole proposta prevede, all'articolo 24, comma 3, che le sessioni di contrattazione sul mercato dei TEE abbiano luogo, per tutto l'anno, almeno una volta al mese.

Con la Delibera 08 marzo 2018 139/2018/R/efr l'ARERA ha approvato l'aggiornamento delle Regole del mercato di TEE predisposte in via d'urgenza dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 8, delle previgenti Regole.

In data 11 luglio 2018 è entrato in vigore il Decreto ministeriale 10 maggio 2018, emanato per calmierare l'aumento dei prezzi dei titoli, che ha apportato numerose ed importanti modifiche nel meccanismo dei TEE, in particolare:

- stabilisce un valore unitario massimo di riconoscimento per il contributo tariffario definitivo (cap), pari a 250,00 €/TEE, con validità dal 1° giugno 2018 al 31 maggio 2020;
- stabilisce che il contributo tariffario definitivo è pari alla media ponderata dei prezzi delle negoziazioni effettuate sul mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) nell'anno d'obbligo di riferimento (1 giugno anno n – 31 maggio anno n+1) e dei prezzi degli accordi bilaterali, se inferiori a 250,00 €/TEE;
- introduce la vendita allo scoperto dei certificati da parte del GSE. A partire dal 15 maggio di ogni anno e fino alla fine dell'anno dell'obbligo di riferimento, il GSE è autorizzato a rilasciare, su richiesta dei soggetti obbligati, TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, con un valore unitario pari alla differenza tra € 260,00 e il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo di riferimento. In ogni caso, tale importo non può superare € 15,00. La potenziale perdita può essere recuperata, in tutto o in parte, negli anni d'obbligo successivi. Prima di accedere a questo meccanismo, i soggetti obbligati devono acquistare almeno il 30,00% del volume obbligatorio minimo di TEE nell'anno d'obbligo di riferimento, indipendentemente dal prezzo di negoziazione dei TEE;
- riporta a due anni il periodo disponibile per recuperare gli obblighi residui, nel caso un distributore raggiunge un tasso di acquisto inferiore al 100%, ma pari almeno al 60%;
- con riferimento all'offerta elimina la cosiddetta "addizionalità" per gli interventi di sostituzione, introduce alcune tipologie di interventi ammissibili, in particolare per il settore industriale, e le prime schede standard collegate alle Linee guida 2017.

Con la Delibera 27 settembre 2018 487/2018/R/efr l'ARERA ha aggiornato i criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempimenti agli obblighi di risparmio energetico, precedentemente oggetto della deliberazione 435/2017/R/efr, che termina i propri effetti con l'anno d'obbligo 2017. Tale aggiornamento è reso necessario in considerazione delle modifiche introdotte dal decreto interministeriale 10 maggio 2018, di aggiornamento del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Con la Delibera 09 ottobre 2018 501/2018/R/efr l'ARERA ha approvato l'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole del mercato di TEE predisposte dal GME con le modalità previste dagli stessi documenti ai sensi della deliberazione 487/2018/R/efr; stabilendo che le regole siano già efficaci dalla data della loro pubblicazione da parte del GME, avvenuta a seguito della deliberazione di cui sopra, mentre il Regolamento entri in vigore successivamente alla presente deliberazione.

A maggio 2018 RetiPìù Srl ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 33.750 Titoli di Efficienza Energetica, conseguendo, con il quantitativo di TEE già consegnati a novembre 2017, il 79,6% dell'obiettivo specifico 2016, fissato in 51.145 TEE, ed il 67,72% dell'obbligo specifico del 2017, fissato in 35.583 TEE.

Attività di comunicazione

Per quanto riguarda le iniziative finalizzate a rafforzare l'immagine e la percezione di RetiPìù, come soggetto vicino ai cittadini ed alle comunità locali, nel 2018 ha visto l'azienda impegnata nell'iniziativa "Le Reti del Cuore". Il progetto "Le Reti del Cuore" ha l'obiettivo di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità nel cui territorio RetiPìù Srl opera in qualità di distributore di gas, finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici, proposti dalle Amministrazioni Comunali e scelti dai cittadini, nell'ambito delle opportunità offerte dal D.L. 31 maggio 2014, n. 83, coordinato con la legge di conversione 29 luglio 2014, n. 106,

recante: "Disposizioni urgenti per la tutela del patrimonio culturale, lo sviluppo della cultura e il rilancio del turismo".

Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2018 è di 164.300 migliaia di euro, contro i 164.529 migliaia di euro del 2017.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilizzazioni materiali	166.886	165.572
Immobilizzazioni immateriali	11.937	12.388
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-
Altre attività/(passività) non correnti	(6.077)	(5.935)
Attività/(passività) fiscali differite	(1.872)	(3.055)
Fondi per il personale	(1.344)	(1.506)
Altri fondi rischi	(11.974)	(9.772)
A - Capitale immobilizzato	157.556	157.692
Rimanenze	1.422	1.071
Crediti commerciali	10.150	12.190
Debiti commerciali	(5.862)	(7.561)
Crediti/(debiti) per imposte	(562)	(299)
Altre attività/(passività) correnti	1.595	1.436
B - Capitale circolante	6.743	6.837
C - Capitale investito netto	164.300	164.529
Capitale	82.551	82.551
Riserve e utili a nuovo	71.728	68.787
Utile d'esercizio	4.793	4.441
D - Patrimonio netto	159.072	155.779
Finanziamenti a medio e lungo termine	7.774	10.052
Finanziamenti a breve termine	2.279	2.238
Attività finanziarie a breve	(3.225)	(1.945)
Disponibilità liquide	(1.600)	(1.596)
E - Posizione finanziaria netta	5.227	8.750
F - Fonti di finanziamento	164.300	164.529

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2018 si attesta a -5,2 milioni di euro rispetto agli -8,8 milioni di euro del 2017. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono il totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPù Srl, caratterizzata da un elevato livello di immobilizzazioni.

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato nel seguente prospetto:

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Denaro e altri valori in cassa	3	2
Depositi bancari e postali	1.597	1.594
Crediti verso controllante a breve termine	3.225	1.945
Debiti verso banche a breve	(1.992)	(1.959)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(286)	(279)
Debiti verso controllante a breve termine	-	-
PFN corrente	2.547	1.302

Debiti verso banche a medio lungo termine	(6.561)	(8.553)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(1.213)	(1.499)
PFN non corrente	(7.774)	(10.052)
PFN TOTALE	(5.227)	(8.750)

Margini finanziari e solvibilità (migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Margine primario di struttura	(27.799)	(29.146)
Margine secondario di struttura	9.289	8.490
Margine di disponibilità	9.289	8.490
Margine di tesoreria	7.867	7.419

Quozienti finanziari e di solvibilità	31/12/2018	31/12/2017
PFN/Equity	0,03	0,06
PFN/Capitale investito netto	0,03	0,05
PFN/Ebitda	0,26	0,49
Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	88,98	69,30
Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	30,78	23,68
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	1,98	1,45
Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	0,69	0,50
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,97	0,95
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,31	0,34
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,06	0,08
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,29	0,38
Rapporto primario di struttura	0,85	0,84
Rapporto secondario di struttura	1,05	1,05
Rapporto di disponibilità	1,73	1,55
Rapporto di tesoreria	1,62	1,48

Indici finanziari e di redditività	31/12/2018	31/12/2017
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	194,4	168,5
ROE netto	3,0%	2,9%
ROE lordo	4,2%	3,8%
ROI operativo (NAT x ROS)	4,2%	3,7%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,21	0,20
ROS operativo	20,0%	18,8%

Ricerca e sviluppo

RetiPiu', nell'anno 2018 non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

Relazione di Governo

L'art.6 comma 2 del D.Lgs.175/2016 prevede che le società a controllo pubblico predispongano specifici programmi di valutazione del rischio di crisi aziendale e ne informino l'Assemblea nell'ambito della relazione prevista dal comma 4 dello stesso articolo. Tale valutazione va inserita nella relazione di governo che i Consigli di Amministrazione devono predisporre annualmente con il bilancio di esercizio. Il presente paragrafo tiene luogo della suddetta relazione di Governo.

Il sistema di governo societario di RetiPiu' 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 Seregno, via Palestro, 33 e sede operativa in Desio, via Giusti 38.

Il capitale sociale, al 31 dicembre 2018 è pari ad € 82.550.607,69.

Il 28 dicembre 2018 l'Assemblea dei soci di Gelsia Srl ha deliberato l'assegnazione ai Soci della partecipazione detenuta in RetiPiù S.r.l. Alla data di chiusura del Bilancio 2018 non tutti i soci di Gelsia (ASSP SpA e GSD Srl) avevano ritirato la propria quota, pertanto il capitale sociale risultava così suddiviso:

Soci di RetiPiù Srl	Capitale sociale	Quota di partecipazione
AEB SpA	60.700.151,58	73,530%
Gelsia Srl	1.883.883,48	2,282%
Comune di Lissone	9.341.940,43	11,317%
ASSP SpA	5.242.306,03	6,350%
GSD Srl	4.974.806,50	6,026%
Comune di Nova M.	189.262,60	0,229%
Comune di Biassono	96.575,99	0,117%
Comune di Varedo	69.142,02	0,084%
Comune di Macherio	52.539,06	0,064%
TOTALE	82.550.607,69	100,000%

RetiPiù Srl è controllata da AEB S.p.A., che detiene il 73,530% delle quote e che esercita l'attività di direzione e coordinamento 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.

RetiPiù 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 29 giugno 2017, in carica in tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea che sarà convocata nel 2020 per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019, è composto dal Presidente dr. Mario Carlo Novara e dai Consiglieri dr.sa Micaela Zaninelli e dr. Marco Vigna Taglianti.

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 RetiPiu' Srl ha provveduto, in data 29 giugno 2017, a nominare, ai sensi dell'art. 9.1 lettera a), il Gestore Indipendente nelle persone dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Direttore Generale, Il TIU 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 3 membri effettivi e due supplenti; è stato nominato in data 29/04/2016 e rimarrà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio che chiuderà al 31/12/2018.

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 29 giugno 2017 l'Assemblea ha conferito l'incarico di revisione legale dei conti di RetiPiù Srl a BDO Italia S.p.A. per gli esercizi 2017-2019.

Organismo di Vigilanza

L'Organismo di Vigilanza di RetiPiù Srl è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 30 giugno 2015 e al 31 dicembre 2018 era in *prorogatio* in attesa dell'insediamento del nuovo Organismo. L'O.d.V. nel 2018 era composto da quattro professionisti, scelti all'interno dei Collegi sindacali delle società del Gruppo, che si rapportano con gli altri organismi societari e con la struttura della Società.

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.

Organismo Indipendente di Valutazione

RetiPiù Srl, in ottemperanza alle previsioni contenute nelle Linee Guida ANAC *"Attuazione della normativa su prevenzione corruzione e trasparenza da parte delle società partecipate della PA"* pubblicate il 21 novembre 2017, ha attribuito i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione, proprio delle PA, all'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/01.

All'Organismo Indipendente di Valutazione sono attribuite le funzioni di attestazione degli obblighi di pubblicazione in materia di Trasparenza; ricezione della relazione annuale del RPCT; ricezione delle segnalazioni aventi ad oggetto i casi di mancato o ritardato adempimento degli obblighi di pubblicazione da parte del RPCT; verifica la coerenza tra gli obiettivi assegnati, gli atti di programmazione strategico – gestionale e le misure adottate per la prevenzione della corruzione; potere di richiedere informazioni al RPCT ed effettuare audizioni di dipendenti.

Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

La società ha nominato il Direttore Generale in qualità di Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ai sensi della Legge 190/2012 e D.lgs 33/2013. Il Direttore Generale ha provveduto alla nomina dei Referenti, che collaborano nell'attività 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.

Il Responsabile della prevenzione della corruzione elabora il Piano e provvede al suo aggiornamento annuale, all'attuazione e idoneità a prevenire i rischi di corruzione; coordina gli interventi e le azioni relative alla trasparenza e svolge attività di controllo sull'adempimento degli obblighi di pubblicazione, assicurando la completezza, la chiarezza e l'aggiornamento delle informazioni pubblicate.

In data 1 febbraio 2018 il Consiglio di Amministrazione ha adottato il *"Piano triennale di prevenzione della corruzione per il triennio 2018-2020"*, predisposto Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ai sensi della Legge 190/2012 e D.lgs 33/2013 che recepisce tutte le novità ed i chiarimenti introdotti dalla Linee Guida *"Attuazione della normativa su prevenzione corruzione e trasparenza da parte delle società partecipate della PA"* del 21 novembre 2017.

Sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno di RetiPù 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 RetiPù 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 RetiPù 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 RetiPù, 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, approvato dal Consiglio di Amministrazione. 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. L'Organismo di Vigilanza in carica nel 2018 è composto da quattro componenti, scelti all'interno dei Collegi sindacali delle società del Gruppo.

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

I rischi di RetiPiù Srl sono strettamente legati al tipo di attività svolte oltre che a rischi più generali riguardanti il sistema in cui la stessa opera.

L'Autorità, con delibera 24 gennaio 2007 n. 11/07, ha approvato il "*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*", che stabilisce l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata, vale a dire il Gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica e del gas, svolge almeno una attività in concessione, ad esempio la distribuzione del gas, e almeno una attività liberalizzata, come la vendita di gas. RetiPiù Srl fa parte del Gruppo AEB-Gelsia, che costituisce un'impresa verticalmente integrata ed è quindi soggetto alla disciplina della separazione funzionale. La separazione funzionale, nei gruppi integrati verticalmente, si traduce nell'obbligo di gestire le infrastrutture essenziali in modo neutrale e non discriminatorio, senza favorire in alcun modo qualsivoglia impresa che svolge attività commerciali nel settore dell'energia. Uno dei più gravi rischi di alterazione della concorrenza potrebbe derivare dall'eventuale utilizzo discriminatorio delle cosiddette informazioni commercialmente sensibili, vale a dire dei dati che sono stati acquisiti svolgendo l'attività regolata e che hanno un valore commerciale per l'impresa commerciale, nel senso che darebbero un vantaggio competitivo a quell'impresa commerciale che ne venisse a conoscenza in modo esclusivo.

Secondo le norme di separazione funzionale, perché un'attività regolata sia gestita in modo neutrale è necessario:

- che sia affidata ad un Gestore Indipendente, vale a dire ad amministratori che, pur operando all'interno del gruppo integrato, siano dotati di un'ampia autonomia decisionale ed organizzativa e siano esenti da situazioni di conflitto di interesse, in modo da poter assicurare che l'attività loro affidata sia gestita non soltanto secondo criteri di efficienza ed economicità, ma anche di neutralità e non discriminazione;
- che il Gestore Indipendente adotti una serie di misure che nel loro complesso siano idonee ad impedire comportamenti discriminatori, misure che riguardano la governance, l'organizzazione, le procedure, i sistemi informativi, il personale, gli approvvigionamenti e molti altri importanti aspetti della gestione aziendale;
- che il Consiglio di Amministrazione dell'impresa di distribuzione di cui fa parte il Gestore Indipendente nomini il Responsabile della conformità, al quale è affidato il compito di verificare l'adeguatezza alle finalità della separazione funzionale delle misure e delle procedure aziendali adottate dal Gestore Indipendente nonché l'esistenza di aree di criticità e le azioni poste in essere dal Gestore Indipendente ai fini del superamento delle medesime.

In particolare il Gestore Indipendente dovrà adottare e trasmettere all'Autorità il "*Programma di Adempimenti*", vale a dire un piano temporale per l'adozione di una serie di misure finalizzate a prevenire il rischio che si verifichino comportamenti discriminatori con conseguente alterazione della concorrenza. Il Gestore deve inoltre

provvedere ogni anno all'invio di un Rapporto Annuale sulle Misure Adottate e al Piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture.

L'art. 9.1 del TIUF prevede che, per le attività di distribuzione e misura, il Gestore Indipendente, nella sua forma ordinaria, sia formato dai componenti dell'organo amministrativo dell'impresa e dal personale con funzioni dirigenziali apicali. RetiPiù in data 29 giugno 2017 ha nominato il Gestore Indipendente nelle persone dei componenti il Consiglio di Amministrazione e del Direttore Generale e in data 28 giugno 2016 ha nominato il Responsabile della conformità nella persona del Responsabile del servizio legale aziendale.

Rischi di mercato

La situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società è influenzata da vari fattori, quali l'andamento del Prodotto Interno Lordo, il livello di fiducia delle imprese, l'andamento dei tassi d'interesse, il costo di prodotti utilizzati per le manutenzioni e i nuovi impianti, il tasso di disoccupazione, le sempre maggiori difficoltà a ricorrere al credito. Nel 2018 la perdurante congiuntura economica negativa ha mantenuto bassa la domanda in tutti i settori, ed in modo particolare in quello immobiliare, strettamente connesso alle nostre attività di carattere commerciale. Questa situazione ha comportato una pesante situazione di stasi, che ha ulteriormente ridotto la richiesta di prestazioni da parte dei clienti finali, riducendo i ricavi di RetiPiù Srl. Per fronteggiare tale situazione di incertezza, RetiPiù Srl opera sulla struttura dei costi e sui processi organizzativi, comprimendo i primi ed efficientando i secondi.

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 nel 2018 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*", BS OHSAS 18001/2007 "*Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro*" e ISO 50001/2011 "*Sistema di Gestione dell'Energia*" e ISO 14001/2004 "*Sistemi di Gestione Ambientale*".

Rischi connessi al malfunzionamento e all'interruzione del servizio di distribuzione

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

Rischi connessi alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale

RetiPiù Srl, in particolare, 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 nostri cantieri.

Inoltre RetiPiù, consapevole dell'importanza di un uso razionale ed efficiente dell'energia e della gestione degli impatti ambientali delle proprie attività e lavorazioni in un'ottica di sostenibilità e circolarizzazione delle risorse utilizzate, ha sviluppato ed 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 ed a contenere riduzione delle emissioni di CO₂.

Rischi connessi al rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas

Alla data del 31 dicembre 2018, RetiPiù Srl è titolare di un portafoglio di 25 concessioni di distribuzione di gas naturale, collocate in 4 ambiti territoriali. 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, patrimoniale e finanziaria, 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. La complessità della normativa che disciplina la scadenza delle concessioni gas potrebbe esporre la società a contenziosi giudiziari con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di RetiPiù Srl.

Con riferimento al rinnovo delle concessioni di distribuzione gas delle quali RetiPiù risulta essere proprietaria delle reti e degli impianti, il D.Lgs. n. 164/00, come più volte successivamente integrato e modificato, stabilisce che il valore di rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché stipulati prima della data di entrata in vigore del regolamento di cui al D.M. 12 novembre 2011 n. 226 (cioè prima dell'11 febbraio 2012), e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, nonché 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, successivamente predisposte dal Ministero dello Sviluppo Economico con documento del 7 aprile 2014 e approvate con D.M del 22 maggio 2014. In caso di disaccordo tra l'Ente Locale e il gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso, il bando di gara riporta un valore di riferimento da utilizzare ai fini della gara, determinato come il maggiore fra la stima dell'Ente locale concedente e la RAB. Il D.M. n. 226/11 sui criteri di gara e di valutazione dell'offerta stabilisce che il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, a eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale. A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB). Alla luce della nuova disciplina giuridica intervenuta, non si può escludere che il valore di rimborso delle concessioni, per le quali risulti assegnatario un soggetto terzo all'esito delle gare d'ambito, sia inferiore al valore contabile aziendale. In tal caso si potrebbero determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di RetiPiù Srl.

Rischi connessi all'installazione dei misuratori elettronici gas

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. Per altro si segnala la completa disponibilità solo dal 2015 della normativa tecnica di riferimento elaborata dal CIG (Comitato Italiano Gas, ente normatore affiliato all'UNI). RetiPiù Srl ha effettuato l'installazione di tali apparecchi nel rispetto del calendario definito dall'ARERA;

pertanto 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.

Rischi connessi all'andamento dei prezzi delle forniture

Per quanto riguarda i rischi connessi all'andamento dei prezzi delle prestazioni appaltate a terzi (lavori di estensione e potenziamento reti, fornitura di materiali ecc.) questi non rivestono particolare significatività, ricorrendo RetiPù Srl a gare periodiche, esperite tramite procedure aperte, che garantiscono comunque l'ottenimento di prezzi in linea con quelli di mercato.

Rischi connessi agli obiettivi di risparmio di energia primaria

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 da conseguire 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.

Rischi di concentrazione del fatturato e rischio credito

Il fatturato di RetiPù Srl è caratterizzato da una forte concentrazione, derivante dal fatto che la consociata Gelsia Srl opera come venditore dominante sulla quasi totalità del territorio servito da RetiPù Srl.

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 proprio fatturato è quella di acquisire nuovi impianti di distribuzione tramite gare pubbliche.

Nella situazione attuale il rischio di credito della società è legato al grado di solvibilità di Gelsia Srl, società del gruppo, quale primo cliente di RetiPù Srl. Va comunque precisato che Gelsia Srl ha sempre provveduto entro i termini di scadenza al pagamento delle fatture

Rischi liquidità e rischio cambio

La situazione finanziaria della società come sopra dettagliato, non presenta particolari problematiche in relazione a possibili rischi di liquidità, essendo la società scarsamente indebitata. 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.

La società non è soggetta a rischio cambi perché non realizza operazioni in valuta diversa dalla moneta europea.

Contenzioso

RetiPù è parte in procedimenti civili, amministrativi e tributari collegate al normale svolgimento delle proprie attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei rischi esistenti, RetiPù ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi:

Ricorso in appello al Consiglio di Stato, promosso (con atto del 16 gennaio 2017) da RetiPù Srl insieme ad altre imprese di distribuzione, nei confronti del Ministero per lo Sviluppo Economico, per l'annullamento della Sentenza n. 10341 del 17 ottobre 2016, con la quale il TAR Lazio ha respinto il Ricorso principale avverso il DM 22 maggio 2014 concernente l'introduzione delle Linee Guida per la determinazione del VIR ed il Ricorso per motivi aggiunti avverso il DM 106 del 20 maggio 2015, di modifica del DM 226/2011. Relativamente al ricorso promosso da RetiPù l'udienza di merito è stata fissata per il 20 settembre 2018. Nell'ambito del medesimo giudizio si sono prospettate le questioni di legittimità costituzionale e di pregiudizialità comunitaria relativamente alle Leggi 9 e 116 del 2014,

nella parte in cui hanno modificato l'art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000 (contributi privati e limitazione temporale alla valenza degli accordi). Il Consiglio di Stato, in data 5 novembre 2018, ha sospeso il giudizio e rinviato la causa alla Corte di Giustizia dell'Unione europea per la risoluzione della questione pregiudiziale sollevata con il ricorso.

Con riferimento alla verifica fiscale generale dell'Agenzia delle Entrate, relativa ai periodi d'imposta 2011 e 2012, conclusasi in data 6 settembre 2016 con il rilascio del Processo Verbale di Constatazione, sono stati formulati rilievi, che determinano maggiori imposte per IRES, IRAP, pari complessivamente a circa 442 mila euro, oltre ad interessi e sanzioni. Il ricorso presentato da RetiPìù Srl innanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano è stato accolto integralmente con sentenze del 28 luglio 2017. In data 21 febbraio 2018 l'Agenzia delle Entrate di Monza ha notificato appello alla Commissione Tributaria Regionale. In data 5 dicembre 2018 l'Agenzia delle Entrate, per le medesime contestazioni, ha notificato avviso di accertamento per l'anno 2013 che determinano maggiori imposte per IRES, IRAP pari complessivamente a circa 39 mila euro, oltre ad interessi e sanzioni. In data 29 gennaio 2019 RetiPìù Srl ha presentato ricorso innanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano.

Ricorso al Tribunale Amministrativo del Lazio, promosso in data 6 novembre 2018 da RetiPìù Srl insieme ad altre imprese di distribuzione, nei confronti dell'Autorità Nazionale Anticorruzione per l'annullamento delle linee guida ANAC n. 11 recanti: *«Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all'articolo 177, comma 1, del codice, da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell'Unione europea»*.

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 2018 sono stati incassati i seguenti contributi da Enti pubblici:

- contributi per euro 45.618,05 dell'Unione Europea all'interno del programma Life della Commissione Europea per il progetto denominato "LIFE GREEN GAS NETWORK". Il progetto, presentato da RetiPìù Srl in partnership con Terranova Srl e Pietro Fiorentini SpA, ha la finalità di dimostrare l'applicabilità di un nuovo sistema di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti di distribuzione del gas naturale, che, attraverso la riduzione controllata delle pressioni di esercizio della rete di distribuzione cittadina, permetta di ridurre le emissioni di gas e conseguentemente emissioni di CO2 equivalente in atmosfera.

Si precisa che nell'anno 2018 la Società ha inoltre ricevuto:

- rimborsi per euro 507.833,75 dalla Città Metropolitana di Milano per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas ed energia elettrica di proprietà di RetiPìù e la costruenda Metrotranvia Milano Parco Nord – Seregno;
- rimborsi per euro 68.931,89 dalla Provincia di Monza e della Brianza per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas di proprietà di RetiPìù e il tracciato della variante alla SP6 per il centro ospedaliero di Monza.

Altre informazioni

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

Segnaliamo che nella Società nel corso del 2018 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.

Rapporti con parti correlate

RetiPiù Srl fa parte del Gruppo AEB-Gelsia ed è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di AEB ex art. 2497 e ss. del Codice Civile.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Evoluzione prevedibile della gestione

La mission di 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'efficientamento organizzativo e di mantenere un forte radicamento sul territorio di riferimento.

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

Investimenti

Per quanto riguarda il piano investimenti RetiPiù Srl, nel prossimo triennio, prevede di realizzare investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali per circa 30 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 2019, RetiPiù Srl prevede un incremento degli investimenti rispetto al 2018, riconducibile al mantenimento e allo sviluppo delle reti, al programma di sostituzione massima dei contatori gas con dei contatori elettronici telegestiti (smart meter), al progetto *“Energie per Gestire”* finalizzato all'estensione della digitalizzazione a tutte le attività 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

Il 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 prevede una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore in favore delle pubbliche amministrazioni, tramite l'elaborazione e la presentazione di progetti di finanza, focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficiamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle *“reti intelligenti”* nell'ottica dell'Utility 4.0. All'interno di questa linea di sviluppo, sono state presentate ad alcuni Comuni proposte progettuali di finanza per la gestione in concessione del servizio di illuminazione pubblica.

Servizi smart

RetiPiù intende posizionarsi ed accreditarsi come il soggetto protagonista del pattern per l'innovazione in Brianza, che valorizzi e aggrega competenze, attragga talenti, realizzi progetti di servizi smart.

Il progetto strategico Brianza Innovation, iniziato nel 2018, nel corso del 2019 permetterà a RetiPiù di proporsi come utility 4.0 che, grazie all'utilizzo di tecnologie digitali, è in grado di sviluppare servizi innovativi e concreti, pensati per il territorio, contribuendo allo sviluppo di soluzioni smart a livello di area

Partendo dai risultati ottenuti in questi anni e perseguendo una logica di continuità, RetiPiù Srl conferma la propria strategia industriale basata su quattro leve di sviluppo: crescita, efficienza, innovazione ed eccellenza.

Desio, 19 marzo 2019

Il Direttore Generale

Mario Carlo Borgotti

Il Presidente

Mario Carlo Novara

Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro	
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2018	31.12.2017
Attività non correnti			
1	Immobili, impianti e macchinari	166.886.241	165.571.949
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-
3	Altre attività immateriali	11.937.306	12.388.446
4	Partecipazioni	-	-
5	Altre attività non correnti	269.095	268.833
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	7.778.904	7.047.176
Totale Attività non correnti		186.871.547	185.276.403
Attività correnti			
6	Rimanenze	1.422.142	1.071.116
7	Crediti commerciali	10.149.810	12.190.083
8	Crediti per imposte	160.251	129.376
9	Altre attività correnti	5.397.396	6.629.837
10	Altre attività finanziarie correnti	3.225.059	1.944.670
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.599.599	1.595.691
Totale Attività correnti		21.954.257	23.560.772
Totale Attivo		208.825.804	208.837.175

Rif.Nota	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	31.12.2018	31.12.2017
12	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	82.550.608	82.550.608
	Riserve	71.728.191	68.786.930
	Utile (perdita) dell'esercizio	4.793.268	4.441.261
Totale Patrimonio netto		159.072.067	155.778.799
Passività non correnti			
13	Finanziamenti	7.773.539	10.052.112
14	Altre passività non correnti	6.346.222	6.204.103
15	Fondi per benefici a dipendenti	1.344.241	1.506.397
16	Fondi per rischi ed oneri	11.974.218	9.771.663
17	Fondo Imposte differite passive	9.650.642	10.102.441
Totale Passività non correnti		37.088.862	37.636.716
Passività correnti			
13	Finanziamenti	2.278.573	2.238.373
18	Debiti Commerciali	5.861.991	7.560.887
19	Debiti per imposte	722.232	428.322
20	Altri debiti	3.802.080	5.194.079
Totale Passività correnti		12.664.876	15.421.661
Totale Patrimonio netto e passività		208.825.804	208.837.175

Conto economico complessivo		valori espressi in euro	
Rif.Nota		31.12.2018	31.12.2017
Ricavi			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.962.667	31.059.308
21a	Variazione dei lavori in corso	-	-
22	Altri ricavi e proventi	2.618.122	1.400.872
Totale Ricavi		34.580.789	32.460.180
Costi operativi			
23	Acquisti	-4.020.168	-2.933.211
24	Variazione delle rimanenze	351.004	-185.921
25	Servizi	-13.365.970	-11.614.191
26	Costi per il personale	-7.759.925	-8.150.725
27	Altri costi operativi	-991.312	-1.099.404
28	Costi per lavori interni capitalizzati	11.146.104	9.401.062
Totale Costi operativi		-14.640.266	-14.582.388
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		19.940.523	17.877.792
Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti,			
29	Ammortamenti e svalutazioni	-9.613.253	-9.511.823
30	Accantonamenti	-3.428.292	-2.271.638
31	Ricavi e costi non ricorrenti	-	15.461
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti		-13.041.545	-11.768.000
Risultato operativo (EBIT)		6.898.978	6.109.792
Gestione finanziaria			
32	Proventi da partecipazione	-	-
32	Proventi finanziari	9.559	18.669
32	Oneri finanziari	-224.112	-257.979
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
Totale gestione finanziaria		-214.553	-239.310
33	Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte		6.684.425	5.870.482
34	Imposte	-1.891.157	-1.429.221
35	Adeguamento fiscalità differita	-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		4.793.268	4.441.261
Componenti del conto economico complessivo		-	-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		4.793.268	4.441.261

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)		31.12.2018	31.12.2017
A)	Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)		
	Utile (perdita) dell'esercizio	4.793.268	4.441.261
	Imposte sul reddito	1.891.157	1.429.221
	Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	214.553	239.310
	(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	476.903	363.628
1	Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,	7.375.880	6.473.420
	<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>		
	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	3.374.392	2.207.438
	Ammortamento delle immobilizzazioni	9.613.253	9.511.823
	Svalutazione crediti	53.900	64.200
	Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali	0	0
	Altre rettifiche per elementi non monetari	-970.322	-1.328.267
	Totale rettifiche per elementi non monetari	12.071.223	10.455.194
2	Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	19.447.103	16.928.614
	<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
	Decremento/(incremento) delle rimanenze	351.026	-185.921
	Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	1.986.372	-958.030
	Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	-1.698.896	-93.430
	Altre variazioni del capitale circolante netto	-1.392.158	423.436
	Totale variazioni del capitale circolante netto	-753.656	-813.945
3	Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	18.693.448	16.114.669
	<i>Altre rettifiche</i>		
	Interessi incassati/(pagati)	-205.972	-218.024
	Imposte sul reddito (pagate)/incassate	-395.523	-379.152
	Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	-1.171.837	-856.901
	Totale altre rettifiche	-1.773.332	-1.454.077
	Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	16.920.116	14.660.592
B)	Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
	<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
	(Investimenti)	-10.384.363	-9.240.267
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0
	<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
	(Investimenti)	-1.500.287	-933.963
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0
	<i>Altre finanziarie</i>		
	(Investimenti)		
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	<i>Altre attività e passività non correnti</i>	141.857	440.587
	Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	-11.742.793	-9.733.643
C)	Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
	<i>Mezzi di terzi</i>		
	Accensione finanziamenti	0	0
	Rimborso finanziamenti verso banche	-1.959.380	-1.680.756
	Incremento/(decremento) debiti verso banche	-8.579	-21.286
	Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	-278.995	-272.425
	Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori	0	0
	Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	-1.280.389	-1.480.217
	<i>Mezzi propri</i>		
	Pagamento dividendi	-1.646.072	-1.464.035
	Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	-5.173.415	-4.918.719
D)	Operazione straordinaria di conferimento		
	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
	Flusso finanziario operazione straordinaria di conferimento (D)	0	0
	Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C +/-) (-D)	3.908	8.230
	Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	1.599.599	1.595.691
	Denaro e valori in cassa	2.883	2.005
	Depositi bancari e postali	1.596.716	1.593.686
	Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	1.595.691	1.587.461
	Denaro e valori in cassa	2.005	2.320
	Depositi bancari e postali	1.593.686	1.585.140

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto		valori espressi in euro						
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Altre riserve	Riserve IFRS/IAS	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile del periodo	Totale PN
Patrimonio Netto al 31.12.2015	77.575.801	43.186.636	1.598.711	5.272.460	422.604	9.483.353	6.383.979	143.923.544
Destinazione risultato esercizio 2015			319.199	3.764.780			-6.383.979	-2.300.000
Variazione 2016 conferimenti	4.974.807	4.055.562						9.030.369
Dividendo straordinario						-1.130.677		-1.130.677
Risultato dell'esercizio 2016							3.314.302	3.314.302
Patrimonio netto al 31.12.2016	82.550.608	47.242.198	1.917.910	9.037.240	422.604	8.352.676	3.314.302	152.837.538
Destinazione risultato esercizio 2016			165.715	1.648.587			-3.314.302	-1.500.000
Risultato dell'esercizio 2017							4.441.261	4.441.261
Patrimonio Netto al 31.12.2017	82.550.608	47.242.198	2.083.625	10.685.827	422.604	8.352.676	4.441.261	155.778.799
Destinazione risultato esercizio 2017			222.063	2.719.198			-4.441.261	-1.500.000
Risultato dell'esercizio 2018							4.793.268	4.793.268
Patrimonio Netto al 31.12.2018	82.550.608	47.242.198	2.305.688	13.405.025	422.604	8.352.676	4.793.268	159.072.067

Note Esplicative

Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 di RetiPiù 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

RetiPiù 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 2018

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 2017, fatta eccezione per l'adozione dal 1 gennaio 2018 dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati, che peraltro non hanno avuto effetti significativi sul presente bilancio di esercizio e non hanno comportato modifiche alle opzioni utilizzate per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017.

- **IFRS 9 – Strumenti Finanziari** (pubblicato dallo IASB il 24 luglio 2014). Il documento accoglie i risultati delle fasi del progetto dello IASB volto alla sostituzione dello IAS 39 in merito alle regole contabili di rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari. In particolare, le disposizioni dello IFRS 9 riguardano:
 1. modifica del modello di classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie (basato sulle caratteristiche dello strumento finanziario e sul *business model* adottato dall'impresa);
 2. nuova modalità di *Impairment* dei crediti che tiene conto delle perdite attese, dove per "perdita" si intende tutti i futuri mancati incassi (cd. *Expected credit Losses*);
 3. modifica delle disposizioni in materia di *Hedge accounting*. In particolare con riferimento al test di efficacia, viene abolita la soglia dell'80-125% e sostituita da un test oggettivo che verifica la relazione economica tra strumento coperto e strumento di copertura, la contabilizzazione del costo della copertura, l'ampliamento degli elementi coperti e dell'informativa richiesta.
- **IFRS 15 – Ricavi provenienti da contratti con i clienti** (pubblicato dallo IASB in data 28 maggio 2014 e integrato con ulteriori successive chiarimenti), emanato in sostituzione dei principi IAS 18 – Ricavi, IAS 11 – Lavorazioni su ordinazioni, nonché le interpretazioni SIC 31, IFRIC 13 e IFRIC 15. Il principio stabilisce un nuovo modello di riconoscimento dei ricavi, che si applicherà a tutti i contratti stipulati con i clienti ad

eccezione di quelli che rientrano nell'ambito di applicazione di altri principi IAS/IFRS come i leasing, i contratti d'assicurazione e gli strumenti finanziari.

Il principio trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente le seguenti condizioni:

1. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
2. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
3. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l'ammontare dei flussi di cassa futuri dell'entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
4. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.

I passaggi fondamentali per la contabilizzazione dei ricavi secondo il nuovo modello sono:

1. identificazione del contratto con il cliente;
2. identificazione delle obbligazioni di fare;
3. determinazione del prezzo della transazione;
4. allocazione del prezzo della transazione alle performance obligations identificate;
5. rilevazione del ricavo quando la relativa obbligazione di fare risulta soddisfatta.

- **Emendamento allo IFRS 2 – Classificazione e valutazione delle operazioni con pagamenti basati su azioni** che riguarda la classificazione e valutazione delle operazioni con pagamenti basati sulle azioni. Le modifiche hanno riguardato i paragrafi 19, 30-31, 33, 52 e 63 e sono stati altresì aggiunti i paragrafi 33A-33H, 59A-59B e 63D. Per le operazioni con pagamento basato su azioni regolato per cassa, l'entità dovrà valutare i beni e i servizi acquisiti e le passività assunte al *fair value* della passività. Fino a quando la passività non verrà regolata, l'entità dovrà ricalcolarne il *fair value* alla data di chiusura di ciascun esercizio e alla data di regolamento, rilevando le variazioni di *fair value* nell'utile (perdita) di esercizio.
- **Emendamento al principio IFRS 4 – Applicazione congiunta dell'IFRS 9 “Strumenti finanziari” e IFRS 4 “Contratti assicurativi”** (pubblicato dallo IASB nel settembre 2016), le modifiche introdotte permetteranno:
 1. alle entità che emettono i contratti di assicurazione, la possibilità di rilevare nel conto economico complessivo gli effetti derivanti dalla volatilità che potrebbe sorgere nel momento in cui un'entità applicherà l'IFRS 9 prima dell'applicazione del nuovo principio IFRS 4;
 2. alle entità il cui business è costituito in misura predominante dall'attività di assicurazione, la possibilità di avvalersi di una temporanea esenzione dell'applicazione dell'IFRS 9 fino al 2021. Le entità che differiscono l'applicazione dell'IFRS 9 continueranno ad applicare l'attuale principio IAS 39.
- **Emendamento allo IAS 40 – Investimenti immobiliari: trasferimenti di investimenti immobiliari** (pubblicato dallo IASB in data 8 dicembre 2016), le modifiche riguardano i cambiamenti di destinazione degli investimenti immobiliari e chiariscono che l'entità dovrà operare i cambiamenti che porteranno a qualificare un immobile come investimento immobiliare quando non era classificato come tale e viceversa, solo in presenza del verificarsi di un cambiamento nell'uso. Tale cambiamento dovrà essere ricondotto ad un evento specifico che è accaduto e non dovrà dunque limitarsi ad un cambiamento delle intenzioni da parte del management di un'entità. Un esempio di cambiamento nell'uso può essere l'inizio di un progetto di sviluppo con la prospettiva della vendita futura per un cambiamento da investimento immobiliare a rimanenza.
- **Interpretazione IFRIC 22 – Operazioni in valuta estera e anticipi** (pubblicato dallo IASB in data 8 dicembre 2016). Tale documento fornisce le indicazioni su come un'entità deve determinare la data di una transazione, e di conseguenza, il tasso di cambio a pronti da utilizzare quando si verificano operazioni in valuta estera nelle quali il pagamento viene effettuato o ricevuto in anticipo. Le situazioni in cui si potrebbe applicare l'IFRIC 22 potrebbero essere ad esempio l'acquisto e la vendita di immobilizzazioni o di altri beni di proprietà, l'acquisto o la vendita di magazzino o di servizi.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società

- **IFRS 16 – Leasing** (pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016) destinato a sostituire il principio IAS 17, le interpretazioni IFRIC 4, SIC-15 e SIC-27. Il nuovo principio contiene un unico modello di rilevazione contabile per i *leases* che elimina la distinzione tra *leasing* operativi e *leasing* finanziari dalla prospettiva del locatario. Dalla prospettiva invece del locatore il nuovo principio non prevede modifiche significative.

In particolare, viene fornita una nuova definizione di *lease* e viene introdotto un criterio basato sul controllo (*right of use*) di un bene per distinguere i contratti di *leasing* dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti:

1. l'identificazione del bene;
2. il diritto di sostituzione dello stesso;
3. il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene;
4. il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto.

Dal punto di vista del locatario, il principio stabilisce un modello unico di riconoscimento e valutazione dei contratti di leasing (senza distinguere tra leasing operativi e finanziari). In particolare, l'IFRS 16 prevede l'iscrizione del bene oggetto di lease nell'attivo (i.e. il diritto d'uso pari al valore attuale dei canoni minimi futuri obbligatori) con contropartita un debito finanziario di pari importo, prevedendo inoltre la possibilità di escludere dall'applicazione dell'IFRS 16 i contratti che hanno ad oggetto i "*low-value assets*" e i leasing con una durata del contratto pari o inferiore ai 12 mesi. Il diritto d'uso iscritto sarà oggetto di ammortamento sistematico sulla residua durata del contratto. Il debito finanziario iscritto si ridurrà nel tempo in quanto una quota del canone di noleggio sarà utilizzata a servizio del prestito (a riduzione della quota capitale con iscrizione del relativo onere finanziario). Il canone di noleggio non sarà quindi più iscritto nel margine operativo lordo.

Il principio si applica a partire dal 1° gennaio 2019 ma è consentita l'applicazione anticipata, solo per le Società/Gruppi che applicheranno l'IFRS 15.

Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'IFRS 16 possa avere un impatto significativo sulla contabilizzazione dei contratti di leasing e dei contratti di affitto e sulla relativa informativa riportata nel bilancio separato della Società, ad eccezione dell'iscrizione del diritto d'uso e della relativa passività finanziaria.

Attualmente la società non ha in essere contratti di leasing. La contabilizzazione di quelli che al 31.12.2018 sono canoni di affitto, che avverrà secondo i dettami del principio IFRS16, non avrà impatti significativi.

- **Interpretazione IFRIC 23 – Incertezze in merito alle imposte sul reddito** (pubblicata dallo IASB a giugno 2017), chiarisce come applicare i requisiti di riconoscimento e di misurazione stabilite dallo IAS 12 – Imposte sul reddito quando esiste incertezza sui trattamenti fiscali. L'entità deve riportare l'effetto dell'incertezza per ciascun trattamento fiscale incerto avvalendosi di uno dei due metodi seguenti:
 - a) Il metodo dell'importo più probabile; o
 - b) Il metodo del valore atteso, ossia la somma dei diversi importi di una gamma di risultati possibili, ponderati per la probabilità che si verificheranno.

L'interpretazione dello IFRIC 23 è applicabile a partire dal il 1° gennaio 2019 ma è consentita l'applicazione anticipata.

Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'interpretazione dello IFRIC 23 possa avere un impatto significativo sulla contabilizzazione delle imposte in bilancio.

- **Emendamento allo IFRS 9 – Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa**, le modifiche permettono l'applicazione del costo ammortizzato o del fair value "through other comprehensive income" (OCI) per le attività finanziarie con un'opzione di estinzione anticipata (c.d. "negative compensation").

L'emendamento allo IFRS 9 è applicabile a partire dal il 1° gennaio 2019 ma è consentita l'applicazione anticipata.

Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'emendamento allo IFRS 9 possa avere un impatto significativo sugli importi e l'informativa riportata nel bilancio separato della Società. Tuttavia, non è possibile fornire una stima ragionevole degli effetti finché la Società non abbia completato un'analisi dettagliata.

- **Emendamento allo IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e Joint Venture**, che stabilisce che quando una partecipazione in una società collegata ovvero in una *joint venture* è detenuta direttamente o indirettamente da una entità che sia una società d'investimento in capitale di rischio, o un fondo comune, un fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi collegati a partecipazioni, l'entità può decidere di valutare tali investimenti al fair value (valore equo) rilevato nell'utile (perdita) d'esercizio in conformità all'IFRS 9. In aggiunta viene stabilito che l'entità dovrà prendere tale decisione separatamente per ciascuna società collegata o *joint venture*, al momento della rilevazione iniziale della società collegata o *joint venture*. Lo IAS 28 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019.
Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'emendamento allo IAS 28 possa avere un impatto significativo sugli importi e l'informativa riportata nel bilancio separato della Società in quanto attualmente la società non ha in essere partecipazioni in società collegate.

- **Miglioramenti agli IFRS (Ciclo 2015 - 2017)**: il ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015-2017 ha apportato dei miglioramenti ai principi IFRS3, IFRS 11, IAS 12, IAS23, IAS 28 e IAS 19.

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

Alla data di riferimento del presente bilancio separato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione degli emendamenti e dei principi sotto descritti.

- **IFRS 17 - Contratti assicurativi**, (pubblicato dallo IASB il 18 maggio 2017), ha lo scopo di migliorare la comprensione da parte degli investitori dell'esposizione al rischio, della redditività e della posizione finanziaria degli assicuratori, richiedendo che tutti i contratti di assicurazione siano contabilizzati in modo coerente superando i problemi di confronto creati dall'IFRS 4. L'IFRS 17 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2021.
- **Emendamento - Reference to the Conceptual Framework in IFRS Standards**, pubblicato dallo IASB il 29 marzo 2018, la cui omologazione è prevista nel 2019.
- **Emendamento allo IFRS 3**, pubblicato dallo IASB il 22 ottobre 2018, la cui omologazione è prevista nel 2019. La finalità dello IFRS 3 è di migliorare la rilevanza, l'attendibilità e la comparabilità delle informazioni che, nel presentare il proprio bilancio, un'entità fornisce relativamente a una aggregazione aziendale e ai suoi effetti. Per realizzare ciò, il presente IFRS stabilisce principi e disposizioni relativi al modo in cui l'acquirente:
 - a) Rileva e valuta nel proprio bilancio le attività identificabili acquisite, le passività identificabili assunte e le partecipazioni di minoranza nell'acquisita;
 - b) Rileva e valuta l'avviamento acquisito nell'aggregazione aziendale o un utile derivante da un acquisito a prezzi favorevoli;
 - c) Determina quali informazioni presentare per permettere agli utilizzatori del bilancio di valutare la natura e gli effetti economico – finanziari dell'aggregazione aziendale.
- **Emendamento allo IAS 1 e IAS 8**, pubblicato dallo IASB il 31 ottobre 2018, la cui omologazione è prevista nel 2019. Lo IAS 1 ha la finalità di definire i criteri per la presentazione del bilancio redatto con scopi di carattere generale, al fine di assicurarne la comparabilità sia con riferimento ai bilanci dell'entità di esercizi precedenti, sia con i bilanci di altre entità. Espone la disciplina di carattere generale per la presentazione dei bilanci, le linee guida per la loro struttura e le disposizioni minime per il loro contenuto. Lo IAS 8 ha invece la finalità di disciplinare i criteri per la selezione e il cambiamento di principi contabili, unitamente al relativo trattamento contabile e all'informativa sui cambiamenti di principi contabili, sui cambiamenti nelle stime contabili e sulle correzioni di errori, il principio si propone così di migliorare la significatività e l'attendibilità del bilancio delle entità, e la comparabilità di tali bilanci nel tempo e con i bilanci di altre entità.
Per quanto concerne il futuro recepimento delle modifiche conseguenti all'introduzione delle Interpretazioni e degli Emendamenti suesposti, per quanto applicabili in considerazione dell'effettiva attività svolta dalla Società, gli amministratori non si attendono effetti significativi nel bilancio separato.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 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 dal paragrafo n. 30 del principio contabile internazionale IAS 16 (Immobili, impianti e macchinari).

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 utilizzate dalle aziende di settore ed indicate anche dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

Di seguito si riportano le aliquote ordinarie (ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene) che si è ritenuto essere espressione dei criteri sopra elencati.

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

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

Beni in leasing

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

RetiPiù non ha beni in leasing.

Altre attività immateriali

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

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

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

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

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

Le percentuali di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

Descrizione categoria 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.

Perdite durevoli di valore

Ad ogni chiusura di bilancio, RetiPiù Srl rivede il valore contabile delle proprie attività materiali e immateriali per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito riduzioni di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tali attività per determinare l'importo della svalutazione.

Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità generatrice di flussi finanziari) è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore

recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico.

Partecipazioni

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

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

Altre Attività finanziarie

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

Altre Attività

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

Rimanenze

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

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

Crediti

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

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

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

Fondi per rischi ed oneri

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

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

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

Fondi per benefici ai dipendenti

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

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

- l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;

- l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1 gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura.

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

Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili non 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., unitamente alle controllate di quest'ultima Gelsia Srl e Gelsia Ambiente Srl, 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.

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 2018 sono stati eseguiti investimenti per 11,9 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2018 l'incremento totale delle immobilizzazioni materiali è pari a 9,6 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
Costo				
Al 1° gennaio 2017	249.451	3.341	378	253.170
Incrementi	8.634	400	207	9.241
Decrementi	(1.886)	(28)	(1)	(1.915)
Giroconti	(4.814)	-	(374)	(5.188)
Al 31 dicembre 2017	251.385	3.713	210	255.308
Incrementi	8.100	55	2.229	10.384
Decrementi	(3.509)	(107)	(3)	(3.619)
Giroconti	12	-	(3)	9
Al 31 dicembre 2018	255.988	3.661	2.433	262.082
Ammortamenti accumulati				
Al 1° gennaio 2017	86.017	2.320	-	88.337
Ammortamenti dell'anno	7.402	318	-	7.720
Variazioni	(6.294)	(28)	-	(6.322)
Al 31 dicembre 2017	87.125	2.610	-	89.735
Ammortamenti dell'anno	7.519	300	-	7.819
Variazioni	(2.254)	(104)	-	(2.358)
Al 31 dicembre 2018	92.390	2.806	-	95.196
Valore contabile				
Al 31 dicembre 2017	164.260	1.103	210	165.573
Al 31 dicembre 2018	163.598	855	2.433	166.886

2. Avviamento e altre attività a vita non definita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2018.

3. Altre attività immateriali

Sono stati eseguiti investimenti per 1,5 milioni di euro

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
Costo						
Al 1° gennaio 2017	7.201	2	16.238	1.731	468	25.640
Incrementi	527	-	407	-	-	934
Decrementi	-	-	(52)	(45)	-	(97)
Giroconti	410	-	4	183	(414)	183
Al 31 dicembre 2017	8.138	2	16.597	1.869	54	26.660
Incrementi	668	-	822	10	-	1.500
Decrementi	(63)	-	(143)	(1)	(54)	(261)
Giroconti	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2018	8.743	2	17.276	1.878	-	27.899
Ammortamenti accumulati						
Al 1° gennaio 2017	5.705	-	5.277	1.372	-	12.354
Ammortamenti dell'anno	721	-	871	200	-	1.792
Variazioni	-	-	(14)	138	-	124
Al 31 dicembre 2017	6.426	-	6.134	1.710	-	14.270
Ammortamenti dell'anno	755	1	953	87	-	1.796
Variazioni	(62)	-	(42)	-	-	(104)
Al 31 dicembre 2018	7.119	1	7.045	1.797	-	15.962
Valore contabile						
Al 31 dicembre 2017	1.712	2	10.463	159	54	12.390
Al 31 dicembre 2018	1.624	1	10.231	81	-	11.937

4. Partecipazioni

RetiPiu' Srl al 31/12/2018 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. 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)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Depositi cauzionali	105	102	3
Altri crediti non correnti	59	53	6
Ratei e risconti attivi	9	17	-8
Crediti per Imposte	96	96	-
Totale altre attività non correnti	269	268	1

6. Rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.422	1.071	351
Totale rimanenze	1.422	1.071	351

Le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e alla manutenzione degli impianti. Rispetto al 31 dicembre 2017 la variazione di 351 mila euro

deriva principalmente dalle maggiori rimanenze di magazzino legate ai misuratori gas connessi al piano di sostituzione

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)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Crediti verso clienti	2.770	3.321	(551)
Fatture da emettere verso clienti	1.745	1.647	98
Totale lordo	4.515	4.968	(453)
Fondo svalutazione crediti	(707)	(653)	(54)
Totale netto	3.808	4.315	(507)
Crediti verso imprese controllanti	420	260	160
Crediti verso imprese consociate	5.922	7.615	(1.693)
Totale crediti commerciali	10.150	12.190	(2.040)

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

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2018	653
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	-
Accantonamenti dell'esercizio	54
Fondo al 31 dicembre 2018	707

I "Crediti verso imprese controllanti" sono composti per euro 155 mila da crediti verso il Comune di Seregno, per euro 188 mila da crediti verso AEB Spa per servizi resi e per euro 76 mila per credito v/AEB per cessione ramo di azienda. La voce "Crediti verso imprese consociate" è costituita principalmente dai crediti vantati nei confronti della società Gelsia Srl per i servizi di distribuzione e misura erogati.

8. Crediti per imposte

I crediti per imposte sono di seguito descritti.

- A partire dal 1 gennaio 2018 il gruppo AEB-GELSIA non ha esercitato l'opzione di applicazione dell'IVA di gruppo. La Società al 31/12/2018 ha un credito v/Erario per IVA pari ad euro 46 mila.
- Credito di imposta per erogazioni liberali a sostegno della cultura (Art Bonus).

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Crediti da consolidato fiscale	-	-	-
Crediti per Iva di gruppo	-	21	(21)
Credito per IVA	46	-	46
Verso Erario per IRAP	-	-	-
Credito di imposta Art Bonus	114	108	6
Totale crediti per imposte	160	129	1

9. Altre attività correnti

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

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Crediti diversi	4.594	6.254	(1.660)
Ratei e risconti attivi	803	376	427
Totale altre attività correnti	5.397	6.630	(1.233)

La voce "Crediti diversi" presenta i seguenti valori:

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Crediti per perequazione	-	694	(694)
Crediti v/o CSEA	4.028	5.020	(992)
Crediti verso il personale	25	23	2
Crediti v/Comune	475	475	-
Altri crediti	66	42	24
Totale crediti diversi	4.594	6.254	(1.660)

La voce più significativa è rappresentata dai crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali che sono costituiti principalmente da crediti per componente commercializzazione gas (793 mila euro), crediti per bonus gas (142 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (484 mila euro), crediti per TEE acquistati e non ancora annullati (2.410 mila euro), crediti per rimborso oneri diversi (199 mila euro)

La voce comprende inoltre crediti v/Comuni per 475 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 66 mila e crediti verso il personale per euro 25 mila.

La voce "Ratei e risconti attivi" pari a 803 mila euro è così composta:

- 36 mila euro per ratei attivi;
- 54 mila euro polizze RCA;
- 27 mila euro per servizi ai dipendenti (polizza sanitaria e buoni pasto);
- 101 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora concluse al 31 dicembre 2018;
- 15 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti;
- 519 mila euro per canoni software, per estensione garanzia e manutenzioni hardware e software di competenza dell'anno 2019;
- 50 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 alla capogruppo nell'ambito del contratto di cash-pooling.

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Crediti verso controllanti	3.225	1.945	1.280
Totale altre attività finanziarie correnti	3.225	1.945	1.280

11. Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari ad euro 1.600 mila al 31 dicembre 2018 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
Capitale Sociale	82.551				-	-
Riserve di capitale						
Riserva da sovrapprezzo	47.242	A,B,C	47.242	33.038	-	-
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827	-	-
Riserve di utili						
Riserva legale	2.306	B	2.306	-	-	-
Riserva straordinaria	12.578	A,B,C	12.578	12.578	-	-

Utili/perdite a nuovo	8.353	A,B,C	8.353	8.353	-	-
Riserve IAS						
Riserva da FTA	423	B	423	-	-	-
TOTALI	154.280		71.729	54.796	-	-

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 14.204 migliaia di euro, ossia per la quota necessaria affinché la riserva legale raggiunga il quinto del capitale sociale.

Nell'esercizio 2018 la società RetiPiu' Srl ha realizzato la seguente operazione straordinaria che non ha avuto impatti sul patrimonio netto:

- Conferimento rami d'azienda costituiti dal complesso di beni organizzati per l'esercizio delle seguenti attività di staff: Affari legali e societari, Qualità e Sicurezza, Internal Audit, Modello Organizzativo D.Lgs 231/01, Adempimenti L. 190/2012, Approvvigionamenti

13. Finanziamenti

(migliaia di euro)	31/12/2018		31/12/2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Debiti verso banche	1.993	6.560	1.959	8.553
Debiti verso altri finanziatori	286	1.213	279	1.499
Debiti verso controllanti	-	-	-	-
Totale finanziamenti	2.279	7.773	2.238	10.052

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: 265 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.307 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: 308 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.503 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: 406 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.477 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: 1.014 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 2.273 mila euro oltre 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	265	1.152	155
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	308	1.325	178
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	406	1.477	-
2016	Banca Popolare di Sondrio	5.000	1.014	2.273	-
Totale Finanziamenti a M/L chirografari		16.100	1.993	6.227	333

14. Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Depositi cauzionali passivi	437	386	51
Ratei e risconti passivi	5.909	5.818	91
Totale Altre passività non correnti	6.346	6.204	142

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

La voce “Correnti Ratei e risconti passivi” è rappresentata dai risconti sui contributi ricevuti dagli utenti per prestazioni eseguite per nuovi allacciamenti e/o nuove estensioni rete.

15. Fondi per benefici a dipendenti

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Passività al 1° gennaio	1.506	1.585
Costi previdenziali	-	-
Oneri finanziari	27	27
Pagamenti effettuati	(189)	(106)
Passività al 31 dicembre	1.344	1.506

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.

RetiPiù 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 non sono risultate significative.

16. Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Fondo rischi e oneri	11.974	9.772	2.202
Totale fondo rischi e oneri	11.974	9.772	2.202

La società ha iscritto al 31 dicembre 2018 un fondo rischi pari a 12 milioni di euro così composto:

- 35 mila euro per stima conguaglio 2018 polizza RCT/RCO;
- 150 mila euro per oneri contrattuali (TFR e mensilità aggiuntive);
- 344 mila euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto “canone ricognitorio”;
- 200 mila euro contenzioso agenzia delle Entrate;
- 730 mila euro per rischi perequazioni anni precedenti;
- 650 mila euro per rischi normativi e regolamentazione settore di distribuzione;
- 750 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica terreno di Via Macallè – Seregno.
- 2.031 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Cesare Battisti-Lissone.
- 997 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- 2.730 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori meccanici gas nel rispetto degli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell’Autorità;
- 1.833 mila euro per oneri sostituzione contatori gas elettronici
- 1.328 mila euro per oneri sostituzione contatori elettrici 1G
- 196 mila euro per oneri contrattuali.

17. Fondo imposte differite

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Imposte differite attive	7.779	7.047
Imposte differite passive	(9.651)	(10.102)
Posizione netta	(1.872)	(3.055)

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

Crediti per imposte anticipate	31/12/2017				31/12/2017					
	(migliaia di euro)	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	
Svalutazione crediti	466	112	-	-	112	466	112	-	-	112
Rischi	11.028	2.647	463	-	3.110	8.826	2.118	371	-	2.489
Ammortamenti	6.843	1.642	34	-	1.677	6.165	1.480	48	-	1.527
Ammortamenti su beni conferiti	10.362	2.487	237	-	2.724	10.522	2.526	237	-	2.763
Svalutazione magazzino	42	10	-	-	10	42	10	-	-	10
Premi amministratori e personale	470	113	-	-	113	471	113	-	-	113
1' TOTALE	29.212	7.011	734	7.745	26.491	6.359	655	7.014		
Rettifiche 1' adozione IAS	111	27	6	-	33	116	28	5	-	33
Totale crediti per imposte anticipate	29.323	7.038	740	7.778	26.607	6.387	660	7.047		

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	31/12/2018				31/12/2017					
	(migliaia di euro)	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	
Ammortamenti	-	-	-	-	-	3	1	-	-	1
Ammortamenti su beni conferiti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plusvalori su beni conferiti	34.163	8.194	1.435	-	9.629	35.761	8.578	1.502	-	10.080
1' TOTALE	34.163	8.194	1.435	9.629	35.764	8.578	1.502	10.080		
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3	-	22	76	18	3	-	22
Totale crediti per imposte anticipate	34.240	8.212	1.438	9.651	35.840	8.597	1.505	10.102		

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 principalmente dal conferimento effettuato nel 2011 da parte di AEB SpA e ASML SpA.

18. Debiti commerciali

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Debiti verso fornitori	3.392	4.726	(1.334)
Debiti per fatture da ricevere	1.986	2.452	(466)
Totale Fornitori	5.378	7.178	(1.800)
Debiti verso Imprese controllanti	431	290	141
Debiti verso Imprese consociate	53	93	(40)
Totale debiti commerciali	5.862	7.561	(1.699)

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 per prestazioni ricevute e a debiti verso il Comune di Seregno. I debiti "Verso consociate" sono relativi a prestazioni ricevute dalla società Gelsia Srl in forza dei contratti intercompany ed alla fatturazione dei corrispettivi dovuti per i contratti di fornitura gas ed energia elettrica.

19. Debiti per imposte

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Debiti da consolidato fiscale	339	12	327
Erario c/IRPEF	297	392	(95)
Erario c/IRAP	86	24	62
Erario c/IVA	-	-	-
Totale debiti per imposte	722	428	294

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.

20. Altri debiti

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Anticipi e acconti da utenti	4	4	-
Debiti verso istituti di previdenza	517	569	(52)
Ratei e risconti passivi	754	250	504
Altri debiti correnti	2.527	4.371	(1.844)
Totale altri debiti	3.802	5.194	(1.392)

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 composta dalle seguenti voci:

- Risconto contributi per impianti per euro 193 mila;
- Risconto contributi per impianti per euro 508 mila per lavori "Metrotranvia Parco Nord- Seregno FS";
- Risconti passivi per euro 5 mila;
- Ratei passivi per interessi su mutui per euro 48 mila;

La voce "Debiti diversi" è così composta:

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Debiti verso CSEA per componenti e perequazione	1.887	3.496	(1.609)
Debiti v/o il Personale	594	589	5
Debito v/Comuni per dividendi	-	146	(146)
Debiti diversi	46	140	(94)
Totale debiti diversi	2.527	4.371	(1.844)

I debiti verso CSEA sono costituiti per euro 999 mila da debiti per componenti distribuzione gas, euro 536 mila da debiti per componenti EE e 352 mila euro da debiti per perequazione.

Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

21. Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Ricavi delle vendite	30.049	28.995	1.054
Ricavi delle vendite diverse	16	10	6
Ricavi delle prestazioni	1.898	2.055	(157)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.963	31.060	903

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione e misura di gas ed energia. Nell'anno 2018 i ricavi presentano un incremento dovuto al riconoscimento degli investimenti effettuati sulle reti e sugli impianti di distribuzione energia elettrica (cabina di alta tensione) e del gas (sostituzione contatori).

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)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Contributi diversi	305	219	86
Altri ricavi e proventi	2.313	1.182	1.131
Totale altri ricavi e proventi operativi	2.618	1.401	1.217

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 società nell'anno 2018 ha ricevuto contributi per euro 45 mila dall'Unione Europea a conclusione denominato "LIFE GREEN GAS NETWORK" all'interno del programma Life della Commissione Europea per il progetto.

23. Acquisti

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Acquisti materie prime e materiale di consumo	3.918	2.839	1.079
Altri acquisti	102	94	8
Totale acquisti	4.020	2.933	1.087

La voce presenta un incremento significativo per l'acquisto di misuratori gas.

24. Variazione delle rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Rimanenze iniziali di materiali	1.104	1.289	(185)
Rimanenze finali di materiale	(1.455)	(1.104)	(351)
Totale variazione delle rimanenze	(351)	185	(536)

Le maggiori rimanenze sono costituite principalmente dai misuratori gas in relazione al piano di sostituzione.

25. Servizi

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Spese per lavori	4.245	2.557	1.688
Prestazioni professionali	919	1.120	(201)

Organi societari	86	104	(18)
Autoconsumi	564	518	46
Trasporto su rete nazionale	835	797	38
Altri costi per servizi	2.004	1.833	171
Utilizzo locali e attrezzature	249	253	(4)
Utilizzo impianti e affidamento servizi	4.218	4.249	(31)
Altri noleggi	246	183	63
Totale costi per servizi	13.366	11.614	1.752

L'incremento delle "spese per lavori" scaturisce dalla realizzazione di lavori di spostamento sottoservizi commissionati da Città Metropolitana Milano per la realizzazione della "Metrotranvia Parco Nord- Seregno FS"

Nel corso dell'anno 2018 la Società ha avviato un percorso denominato Brianza Innovation Lab, volto a posizionarsi come referente territoriale per la trasformazione della Brianza in una smart area. Il percorso delinea il ruolo dell'Utility nel futuro: non solo fornitore di reti e di commodity ma aggregatore di servizi e di soluzioni pensate e sviluppate per il territorio. I costi del progetto sono inseriti nella voce "Altri costi per servizi".

La riduzione dei costi per "Prestazioni professionali" consegue all'implementazione di processi di miglioramento ed efficientamento avviati negli ultimi anni.

26. Costi del personale

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Salari e stipendi	5.530	5.799	(269)
Oneri sociali	1.824	1.932	(108)
TFR	347	362	(15)
Altri costi	59	58	1
Totale costi del personale	7.760	8.151	(391)

Il decremento del costo del personale, rispetto all'anno precedente, è generato dalla collocazione a riposo di sette dipendenti e le dimissioni di un dipendente.

In data 1 ottobre la Società ha ceduto otto dipendenti alla Capogruppo AEB Spa. Il personale svolgeva le seguenti attività di staff: Affari legali e societari, Qualità e Sicurezza, Internal Audit, Modello Organizzativo D.Lgs 231/01, Adempimenti L. 190/2012, Approvvigionamenti.

27. Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Oneri di gestione tributari	202	210	(8)
Contributi associativi	34	37	(3)
Altri costi operativi	756	852	(96)
Totale costi operativi	992	1.099	(107)

La società nell'anno 2018 non ha erogato liberalità deducibili (contributo ai Comuni "le Reti del cuore"). Ne consegue che gli "Altri costi operativi" presentano una riduzione.

28. Costi per lavori interni capitalizzati

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Costi per lavori interni capitalizzati	11.146	9.401	1.745
Totale	11.146	9.401	1.745

I costi per lavori interni capitalizzati presentano una variazione in aumento 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'Autorità, nonché al completamento delle costruzioni di nuovi impianti di distribuzione gas.

29. Ammortamenti e svalutazioni

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	7.818	7.720	98
Ammortamenti delle attività immateriali	1.795	1.792	3
Svalutazione immobilizzazioni	-	-	-
Totale ammortamenti e svalutazioni	9.613	9.512	101

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza economica dell'esercizio, suddivise tra ammortamento degli immobili, impianti e macchinari e l'ammortamento delle attività immateriali.

30. Accantonamenti

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Accantonamento per rischi su crediti e perdite	54	64	(10)
Accantonamento per rischi ed oneri	3.374	2.207	1.167
Totale	3.428	2.271	1.157

La Società sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni ha effettuato ad un accantonamento a fondo svalutazione crediti pari ad euro 54 mila. Si è proceduto ad un accantonamento a fondo rischi per 3.374 mila euro come di seguito esposto:

- 200 mila euro per rischi normativi e di regolamentazione del settore;
- 13 mila euro per stima conguaglio 2017 polizza RCT/RCO;
- 1.833 mila euro per oneri correlati alla sostituzione contatori elettronici gas non funzionanti;
- 1.328 mila euro per oneri correlati alla sostituzione contatori energia elettrica da 1G a 2G.

31. Ricavi e costi non ricorrenti

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Ricavi e costi non ricorrenti	-	15	(15)
Totale	-	15	(15)

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)	31/12/2018	31/12/2017	Variazione
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale proventi da partecipazioni	-	-	-
Interessi di mora da clienti	4	6	(2)
Interessi attivi bancari	5	13	(8)
Altri proventi finanziari	-	-	-
Totale proventi finanziari	9	19	(10)
Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	152	182	(30)
Altri interessi passivi	72	76	(4)
Totale oneri finanziari	224	258	(34)
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale Proventi e oneri	-	-	-
Totale Gestione finanziaria	(215)	(239)	24

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

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2018.

34. Imposte sul reddito

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Imposte correnti	3.075	2.651
Imposte differite	(452)	450
Imposte anticipate	(732)	(1.128)
Imposte differite per affrancamento conferimento	-	(570)
Imposte anni precedenti	-	26
Totale	1.891	1.429

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		6.684	
Onere fiscale teorico IRES (aliquota 24%)			1.604
Tabella di riconciliazione		parziali	totali
Variazioni permanenti in aumento ai fini Ires		354	
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini Ires		(310)	
Totale			44
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi		6.929	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi		(2.498)	
Totale			4.431
ACE (Deduzione per capitale investito)		(258)	
Imponibile fiscale Ires			10.901
Imposta corrente IRES (24%)			2.616

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)	45.727		
Costi della produzione B)	(38.828)		
Differenza (A - B)		6.899	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	11.188		
Totale valore della produzione ai fini IRAP		18.087	
Onere fiscale teorico IRAP (aliquota 4,20%)			760
Deduzione e variazione ai fini IRAP	(7.508)		
Totale deduzione e variazioni		(7.508)	
Variazioni permanenti in aumento	182		
Variazioni permanenti in diminuzione	(49)		
Totale variazioni permanenti		133	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	1.674		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	(1.477)		
Totale differenze temporanee		197	
Imponibili IRAP		10.909	
Onere fiscale effettivo IRAP (aliquota 4,20%)			458

35. Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi ordinari per € 1.500.000 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2017 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPù Srl del 26 aprile 2018.

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.

31/12/2018 (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
ATTIVITA' FINANZIARIE	10.150			10.150	10.150
Crediti commerciali	5.397			5.397	5.397
Altre attività correnti	3.225			3.225	3.225
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1.600			1.600	1.600
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti					
PASSIVITA' FINANZIARIE			10.052	10.052	10.052
Finanziamenti M/L Termine				0	0
Debiti verso banche per finanziamenti a breve				0	0
Altri debiti finanziari	0			0	0
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	5.862			5.862	5.862
Debiti commerciali					

31/12/2017 (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
ATTIVITA' FINANZIARIE					
Crediti commerciali	12.190	-	-	12.190	12.190
Altre attività correnti	6.627	-	-	6.627	6.627
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1.945	-	-	1.945	1.945
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.596	-	-	1.596	1.596
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine	-	-	12.290	12.290	12.290
Debiti verso banche per finanziamenti a breve	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	-	-	-	-	-
Debiti commerciali	7.561	-	-	7.561	7.561

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)	31/12/2018	31/12/2017
Crediti commerciali	10.857	12.843
Fondo svalutazione crediti	(707)	(653)
Crediti commerciali netti	10.150	12.190
Crediti commerciali totali	10.150	12.190
Di cui scaduti da più di 12 mesi	166	235

(migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Fondo al 31 dicembre 2016	653	962
Accantonamenti	54	64
Utilizzi	0	(373)
Fondo al 31 dicembre 2017	707	653

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)	31/12/2018	31/12/2017
Crediti commerciali	10.150	12.190
Altre attività correnti	5.397	6.630
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	3.225	1.945
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600	1.596
Totale	20.372	22.361

(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017
Fidejussioni da clienti	3.387	2.832
Totale	3.387	2.832

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)	31/12/2018	31/12/2017
A tasso fisso	-	-
Attività finanziarie	4.825	3.541
Passività finanziarie	-	-
A tasso variabile	-	-
Attività finanziarie	-	-
Passività finanziarie	10.052	12.290

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Attività finanziarie	15.547	18.817
Passività finanziarie	5.862	7.561

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)	31/12/2018		31/12/2017	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(25)	(25)	(31)	(31)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	25	25	31	31

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 31/12/2018 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrat- tuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	10.052	10.419	2.391	2.407	5.285	336
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		0				
Altri debiti finanziari		0				
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0	0	0			
Debiti commerciali	5.862	5.862	5.862			
Totale	15.914	16.281	8.253	2.407	5.285	336

Passività finanziarie 31/12/2017 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrat- tuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Mutui	12.290	12.847	2.399	2.394	6.516	1.538
Finanziamenti M/L Termine	-	-	-	-	-	-
Altri debiti verso banche	-	-	-	-	-	-
Debiti verso altri finanziatori	-	-	-	-	-	-
Debiti commerciali	7.561	7.561	7.561			
Totale	19.851	20.408	9.960	2.394	6.516	1.538

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	Costi		Ricavi	
(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Società controllanti	452	11	353	388
Comune di Seregno	277	1	313	364
A.E.B. S.p.A.	175	10	40	24
Società consociate	268	342	22.357	22.329
Gelsia Srl	253	329	22.259	22.232
Gelsia Ambiente Srl	15	13	98	97

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2018, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali	Patrimoniales attivo		Patrimoniales passivo	
(migliaia di euro)	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Società controllanti	3.646	2.226	771	302
Comune di Seregno	156	78	277	277
A.E.B. S.p.A.	3.490	2.148	494	25
Società consociate	5.921	7.615	53	94
Gelsia Srl	5.842	7.513	45	87
Gelsia Ambiente Srl	79	102	8	7

39. 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.

40. Compensi ad amministratori, sindaci e società di revisione

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

(migliaia di euro)	31/12/2018
Amministratori	32
Sindaci	36

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 € 12 mila.

41. 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 si allega la seguente tabella:

Soggetto Erogante	Importo ricevuto	Causale
Commissione Europea	45.618,05	LIFE GREEN GAS NETWORK
Città Metropolitana di Milano	507.833,75	Progetto Metrotranvia Parco Nord -Seregno FS
Provincia di Monza e della Brianza	68.931,89	Completamento variante centro ospedaliero di Monza

Il Progetto **LIFE GREEN GAS NETWORK** è finalizzato a dimostrare l'applicabilità di un nuovo sistema di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti di distribuzione del gas naturale, che, attraverso la riduzione controllata delle pressioni di esercizio della rete di distribuzione cittadina, permetta di ridurre le emissioni di gas e conseguentemente emissioni di CO2 equivalente in atmosfera. Il progetto si è concluso nell'anno 2018.

Metrotranvia Parco Nord – Seregno FS

Nel 2017 è stata sottoscritta una convenzione tra RetiPiù, Provveditorato alle OOPP di Lombardia ed Emilia Romagna del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti e Città Metropolitana di Milano, per la regolazione dei

rapporti connessi alla mappatura, alla progettazione esecutiva e alla realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas ed energia elettrica in gestione o di proprietà di RetiPù e la costruenda Metrotranvia Milano Parco Nord – Seregno. I lavori termineranno nell'anno 2019.

Completamento variante per il centro ospedaliero di Monza – 2° lotto, lungo la SP6 Monza-Carate Brianza

Nell'ambito dei lavori previsti dalla Provincia di Monza e della Brianza per il completamento della variante alla SP6 per il centro ospedaliero di Monza, nel 2013 si è provveduto a progettare ed eseguire gli interventi di risoluzione delle interferenze con le reti del gas di proprietà di RetiPù in comune di Lissone. I lavori sono stati completati nell'anno 2018.

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

Con la Determinazione del 29 gennaio 2019 n. 1/2019 – DMRT del 29, l'Autorità ha definito e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico e al GSE gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2019 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2017. Per RetiPù Srl, l'obbligo quantitativo per l'anno 2019 è fissato in 40.961 Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi).

In data 17 gennaio 2019 il Consiglio di Amministrazione ha nominato membri dell'Organismo di Vigilanza di RetiPù Srl per i prossimi tre esercizi, ossia fino alla data di approvazione del Bilancio di Esercizio al 31.12.2017, i signori: avv. Mariagrazia Pellerino, dr. Ciro Trotta, quali membri esterni, e ing. Paolo Bonetti, in qualità di membro interno; dando atto che l'Organismo di Vigilanza di RetiPù Srl svolgerà anche le funzioni di OIV e che il Presidente dell'Organismo verrà individuato dallo stesso Organismo di Vigilanza con proprio atto.

Il 6 marzo 2019 si è insediato il nuovo Organismo di Vigilanza che ha nominato il sig. dr. Ciro Trotta presidente.

Il 12 marzo 2019 l'ARERA ha trasmesso al Parlamento e al governo la segnalazione n. 89/2019 riguardante l'applicazione dell'art. 177 del D.Lgs 50/2016. L'Autorità è molto critica verso la norma perché, imponendo un'esternalizzazione a terzi mediante gare pubbliche, di fatto "svuoterebbe" la concessione; *"in questa prospettiva, i concessionari sarebbero sostanzialmente privati delle attività proprie del servizio in concessione, divenendo meri soggetti appaltatori, a fronte di una polverizzazione dei compiti operativi e gestionali presso soggetti terzi che, lungi dal garantire l'emergere di benefici in termini di riduzione di costo (almeno nel breve termine), fa sorgere preoccupazioni in relazione a possibili ricadute negative sulla efficacia nell'erogazione e qualità del servizio"*.

Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio

Signori soci,

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

- 1) approvare il progetto di bilancio d'esercizio al 31.12.2018, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 4.793.268;
- 2) destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 4.793.268 come segue:
 - a. 5% a Riserva Legale per 239.665 Euro;
 - b. Euro 2.000.000 alla distribuzione quale dividendo in favore dei soci;
 - c. Euro 2.553.603 riserva straordinaria;
- 3) di porre in pagamento l'indicato saldo del dividendo dell'esercizio 2018 di Euro 2.000.000, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 1 luglio 2019.

Desio, 19 marzo 2019

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente
Mario Carlo Novara

ALLEGATO

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

La società al 31.12.2018 era controllata da AEB 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 AEB SpA e riferito all'esercizio 2017.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA AEB S.p.A	Esercizio 2017	
	Parziale	Totale
ATTIVITA'		
Immobili, impianti e macchinari	26.773.279	
Avviamento e altre attività a vita non definita	-	
Altre attività immateriali	5.040.997	
Partecipazioni	133.023.582	
Altre attività finanziarie non correnti	-	
Altre attività non correnti	91.144	
Imposte differite attive	1.508.553	
Attività non correnti disponibili per la rivendita	-	
Totale Attività non correnti		166.437.555
Rimanenze	878.585	
Crediti commerciali	450.770	
Crediti per imposte	1.360.941	
Altre attività correnti	138.039	
Altre attività finanziarie correnti	98.630	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15.301.674	
Totale Attività correnti		18.228.639
TOTALE ATTIVO		184.666.194

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA		
Patrimonio netto:		
Capitale sociale	84.192.200	
Riserve	64.788.627	
Utile (perdita) dell'esercizio	4.997.139	
Totale Patrimonio Netto		153.977.966
Finanziamenti	5.856.792	
Altre passività non correnti	2.085.437	
Fondi per benefici a dipendenti	221.575	
Fondi per rischi ed oneri	2.377.091	
Fondo imposte differite passive	888.243	
Totale Passività non correnti		11.429.138
Finanziamenti	15.127.589	
Debiti Commerciali	1.987.401	
Debiti per imposte	1.449.929	
Altre debiti	694.171	
Totale Passività correnti		19.259.090
TOTALE PATRIMONIO NETTO e PASSIVO		184.666.194

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO AEB S.p.A.	Esercizio 2017	
Ricavi delle vendite	12.544.423	
Costi operativi	(11.213.558)	
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		1.330.865
Ammortamenti	(2.551.390)	
Accantonamenti	(30.649)	
Ricavi e costi non ricorrenti	-	
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non ricorrenti		(2.582.039)
Risultato operativo (EBIT)		(1.251.174)
Proventi da partecipazioni	6.224.803	
Proventi finanziari	16.546	
Oneri finanziari	(118.855)	
Totale gestione finanziaria		6.122.494
Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	
Risultato ante imposte		4.871.320
Imposte	125.819	
Utile (perdita) dell'esercizio		4.997.139
Componenti del conto economico complessivo	-	
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		4.997.139

Relazione Società di Revisione e Collegio Sindacale



RETIPIU' S.r.l.

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

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018



Tel: +39 02 58.20.10
Fax: +39 02 58.20.14.01
www.bdo.it

Viale Abruzzi, 94
20131 Milano

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

Ai Soci della
RETIPIU' S.r.l.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della RetiPiu' S.r.l. (la Società) costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, 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 2018, 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 prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

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

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

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



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10

Gli amministratori della RetiPiu S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della RetiPiu S.r.l. al 31 dicembre 2018, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della RetiPiu S.r.l. al 31 dicembre 2018 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 RetiPiu S.r.l. al 31 dicembre 2018 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

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

Milano, 1 aprile 2019



BDO Italia S.p.A.
Simone Del Bianco
socio

RETIPIU' S.r.l.

Società soggetta a Direzione e Coordinamento di AEB SpA
Sede Sociale In Seregno (MB) Via Palestro n.33
Capitale Sociale Euro 82.550.607,69 I.v.
Iscritta al Registro Imprese di Monza e Brianza n. 04152790962
R.E.A. n. 1729350
Codice Fiscale e Partita IVA 04152790962

Relazione del Collegio sindacale

ai sensi dell'art.2429 c.c.

Bilancio dell'esercizio sociale chiuso il

31 Dicembre 2018

* * *

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il Bilancio dell'esercizio sociale chiuso il 31 dicembre 2018 predisposto dagli Amministratori, comunicato ai sensi di legge al Collegio sindacale unitamente ai prospetti ed agli allegati di dettaglio e alla Relazione sulla gestione, bilancio che qui viene sottoposto alla Vostra approvazione.

*Ricordiamo che dall'esercizio 2013 la società ha redatto il bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards (IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea. Il riferimento agli IFRS emanati include anche tutti gli International Accounting (IAS) vigenti.
La data di transizione ai Principi Contabili Internazionali IFRS/IAS è il 1 gennaio 2012.*

Attività svolta

La nostra relazione ha ad oggetto il resoconto dell'attività di vigilanza e controllo svolta da parte del Collegio Sindacale sull'amministrazione della Società in conformità alla Legge ed ai Regolamenti vigenti, tenendo conto delle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e degli Esperti contabili.

Si segnala che la revisione legale dei conti è esercitata dalla società di revisione BDO Italia Spa.

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

Abbiamo partecipato alle Assemblee degli azionisti, alle riunioni del Consiglio di

Amministrazione, e possiamo ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Abbiamo ottenuto dagli Amministratori informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società.

Dagli scambi di informazioni intervenuti con il soggetto incaricato alla revisione legale dei conti non sono emersi dati e notizie rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di informazioni presso i soggetti incaricati delle funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo valutato l'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché l'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dagli amministratori, dai soggetti incaricati delle funzioni e dal soggetto preposto al controllo contabile, anche tramite l'esame di documenti aziendali e a tale riguardo non abbiamo osservazioni da riferire.

Non sono pervenuti al Collegio Sindacale esposti o denunce ai sensi dell'art. 2408 del codice civile.

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

La Società si è adeguata alle norme sulla trasparenza, approvando il Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, aggiornato, sviluppato secondo le indicazioni del Piano Nazionale Anticorruzione (PNA) del Dipartimento della Funzione Pubblica (DFP). È stato nominato il Responsabile della prevenzione della corruzione e Responsabile della trasparenza nella persona del Direttore Generale, che a sua volta ha nominato dei Referenti, che collaborano con lui nell'attività di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità.

È stata inoltre predisposta per l'assemblea dei Soci, la Relazione annuale dell'Organismo di Vigilanza Legge 231/2001 che evidenzia il lavoro svolto durante l'esercizio 2018 e le attestazioni rilasciate dai componenti Odv circa l'osservanza del Modello Organizzativo vigente.

Bilancio d'esercizio

Relativamente al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, in aggiunta a quanto precede, Vi attestiamo che:

- Sono stati applicati i criteri di valutazione secondo quanto previsto dai principi contabili Internazionali, IAS n. 16 per la valutazione dei beni materiali, IAS n. 38 per le attività immateriali, IAS n. 19 per le obbligazioni maturate dal TFR anche in considerazione che le valutazioni attuariali previste dal predetto IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative;
- Il progetto di Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato approvato dall'organo amministrativo in data 19 Marzo 2019;
- La Relazione sulla gestione è stata redatta secondo quanto previsto dall'art. 2428 del c.c., risulta completa, con chiarezza di informativa alla luce dei principi di verità, correttezza stabiliti dalla normativa vigente, è stata accertata inoltre la corrispondenza e coerenza con le risultanze di bilancio;
- La Nota Integrativa include l'Informativa sulle rogazioni pubbliche ricevute in riferimento alle novità introdotte dalla Legge n.124 del 4 agosto 2017, con l'elencazione puntuale di tutti i contributi ricevuti da Enti pubblici e del loro impiego.
- Nelle note esplicative gli Amministratori si sono espressi sull'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16 che entrerà in vigore dal 1 gennaio 2019, riguardante la contabilizzazione dei contratti di locazione, dichiarando di non attendersi un impatto significativo, ad eccezione dell'iscrizione del diritto d'uso e della relativa passività finanziaria.
- Abbiamo verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui abbiamo avuto conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni al riguardo.

Il Bilancio d'esercizio al 31.12.2018 presenta un'utile d'esercizio pari ad euro 4.793.268 e si riassume nei seguenti valori:



Attività	Euro	208.825.804
Passività	Euro	(49.753.738)
Patrimonio netto prima del risultato d'esercizio	Euro	(154.278.798)
Utile d'esercizio	Euro	4.793.268

Il conto economico complessivo presenta, in sintesi, i seguenti valori:

Totale ricavi delle vendite	Euro	34.580.789
Totale costi operativi	Euro	(14.640.266)
EBITDA	Euro	19.940.523
Totale ammortamenti, svalutazioni.	Euro	(13.041.545)
EBIT		6.898.978
Totale gestione finanziaria.	Euro	(214.553)
Rettifiche di valore di att. Fin.	Euro	-
Risultato prima delle imposte	Euro	6.684.425
Imposte sul reddito	Euro	(1.891.157)
Adeguamento fiscalità differita	Euro	-
Utile d'esercizio	Euro	4.793.268

La società di Revisione ha rilasciato in data 1 aprile 2019 la relazione ai sensi dell'art. 14 del D.L. 39/2010 in cui attesta che il bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2018 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Vostra società.

Conclusioni

In considerazione di quanto in precedenza evidenziato, dichiariamo che il bilancio della società RetiPù s.r.l. così redatto e presentato dagli Amministratori e certificato dai revisori contabili incaricati, è nel suo complesso meritevole di approvazione, unitamente alla proposta di destinazione del risultato conseguito.

Milano, 3 Aprile 2019

I SINDACI

Ivano Ottolini

Milena Pozzi

Arianna Petrara



RetiPiù Srl

Soggetta a Direzione e Coordinamento di AEB SpA
Sede Sociale: Via Palestro, 33 – 20831 Seregno (MB)
Sede Operativa: Via Giusti, 38 – 20832 Desio (MB)
Capitale Sociale: Euro 82.550.607,69 i.v..
Registro imprese: MB N. 04152790962
R.E.A.: N. 1729350
Codice Fiscale e Partita IVA: 04152790962