



Distribuiamo l'energia 
retipiù

Sommario

Organi sociali	3
Missione	4
Numeri	5
Lettera ai soci	7
Relazione sulla gestione	8
Prospetti patrimoniali economici finanziari	49
Note esplicative	54
Relazioni	84

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 Petrara

Revisore Legale

BDO Italia S.p.A.

Direzione

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

Mission

Progettiamo, costruiamo e gestiamo reti gas, elettricità e illuminazione pubblica.

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 sul territorio.

Distribuiamo l'energia
retipiù

Distribuiamo l'energia

retipiù

I numeri



2.000
km di
metanodotti



250
km di rete
elettrica



210.000
clienti connessi
alle proprie
reti gas

25.000
clienti connessi
alle proprie reti
elettriche



340
milioni mc
di gas
distribuito



140
milioni
kWh di
energia
trasportata



7.000
punti di
illuminazione
pubblica



10
milioni di
investimenti
annui



130
dipendenti



12°
distributore
nazionale



1°
distributore
in Brianza

Lettera ai soci

Signori soci,

il 2017 è stato un anno importante per RetiPù: il 3 maggio 2017 la vostra società ha conseguito la certificazione Elite di Borsa Italiana. Questo importante risultato è stato ottenuto grazie all'impegno ed alla professionalità dell'intera struttura aziendale, che ha saputo raccogliere e vincere questa difficile sfida, iniziata nel 2015, superando un percorso complesso ed articolato.

Oggi RetiPù è una società che, grazie all'introduzione di nuovi e performanti sistemi manageriali attuata nel corso del 2017, oltre a veder accresciuta la propria efficienza operativa, sta riprogettando in modo integrato i propri processi gestionali, con l'obiettivo di condividere dati e informazioni tra tutte le strutture aziendali, così da favorire lo sviluppo dell'intelligenza collettiva aziendale, stimolando il lavoro e la produttività evitando ridondanze, inefficienze e perdita di informazioni.

Grazie alla capacità di tracciare e condividere tutti i processi aziendali, di gestirli in tempo reale attraverso il nuovo applicativo di Work Manager, il sistema di gestione e controllo di RetiPù è in grado di sviluppare analisi previsionali accurate per guidare la strategia aziendale e raggiungere tutti gli obiettivi di sviluppo e affrontare con efficienza la sfida dei mercati.

Gli ottimi obiettivi industriali conseguiti sono accompagnati anche dal raggiungimento di lusinghieri risultati economici, che producono valore per i soci ed il nostro territorio.

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 17,8 milioni di euro, con incremento di 1,3 milioni di euro sul dato del 2016, mentre il livello degli investimenti ha superato i 10 milioni di euro, registrando un utile netto di 4,4 milioni di euro.

Questi risultati sono stati raggiunti 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 da sempre il modello industriale di RetiPù.

La decisione condivisa con il Gruppo Ascopiave di interrompere il confronto finalizzato a definire il possibile progetto aggregativo delle attività di vendita e di distribuzione di gas ed energia nel territorio lombardo e il commissariamento dell'Amministrazione Comunale di Seregno, hanno rappresentato una battuta d'arresto nel percorso di crescita del Gruppo.

Lo scenario attuale presenta grandi opportunità di crescita per un operatore come RetiPù 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, l'interesse per la particolare redditività del mercato delle utility italiane rispetto a quelle delle altre nazioni europee, sono solo alcuni dei fattori che portano a ritenere che le attuali opportunità di sviluppo per le utility, si manterranno anche nel medio periodo.

Forte di una struttura organizzativa e gestionale che ha da tempo intrapreso con successo il percorso di digital transformation, RetiPù 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 investimento in nuove tecnologie.

I dati del bilancio 2017, frutto del lavoro e dell'impegno delle nostre persone, rappresentano la conferma della capacità di RetiPù di affrontare le prossime sfide competitive con successo.

Capacità che crediamo possa trovare nel Vostro giudizio il riconoscimento che la storia di RetiPù sembrano meritare.

Desio, 27 febbraio 2018

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Mario Carlo Novara

“Il bilancio 2017 evidenzia la crescita dei risultati economici, l'ulteriore rafforzamento della solidità patrimoniale e la capacità di RetiPù di perseguire con coerenza i propri obiettivi industriali, producendo valore per i propri soci e creando i presupposti per lo sviluppo futuro”

Relazione sulla gestione



I risultati

I ricavi dell'esercizio 2017 sono stati pari a 32,5 milioni di euro, in riduzione di circa 0,5 milioni di euro rispetto al dato 2016. Tale riduzione trova giustificazione nella modifica del contratto di gestione illuminazione pubblica del comune di Seregno (-124 mila euro), nelle minori prestazioni per terzi (-357 mila euro), nei minori contributi per lavori (-345 mila euro) ma compensati da un incremento dei ricavi per distribuzione e misura gas ed energia elettrica (+350 mila euro).

Questo decremento è stato compensato dalla riduzione dai costi operativi, ottenuta grazie agli effetti dei processi di miglioramento ed efficientamento avviati negli ultimi anni, dalla riduzione dei canoni di concessione frutto delle ultime operazioni di conferimento concluse nel corso del 2015 (-285 mila euro), dal blocco del turn-over del personale che ha consentito di contenere gli effetti degli aumenti contrattuali, ai minori costi per acquisto di energia elettrica (-169 mila euro) dovuti all'introduzione del nuovo contratto di manutenzione ordinaria dell'impianto di illuminazione pubblica del Comune di Seregno.

Le capitalizzazioni che risultano pari a 9,4 milioni di euro, sono in incremento rispetto al dato 2016 (7,8 milioni di euro). Tale variazione è dovuta principalmente alla realizzazione e all'ammodernamento di due cabine del gas, interventi su reti ed impianti per migliorare gli standard di qualità e sicurezza ed ad aumentare l'efficienza del sistema 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 per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico.

L'EBITDA risulta pari a 17,9 milioni di euro, in sensibile aumento rispetto al dato del 2016 (+1,3 milioni di euro).

Gli ammortamenti riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 9,5 milioni di euro, con un incremento di 500 mila euro rispetto al dato 2016 dovuto ai nuovi investimenti realizzati nel corso del 2017.

Si è provveduto ad un accantonamento a fondo rischi per 2 milioni di euro.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 6,1 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -239 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 5,9 milioni di Euro e l'utile netto a 4,4 milioni di euro.

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	2017	2016
Ricavi delle vendite e prestazioni	31.059	31.192
Variazione lavori in corso	-	-
Altri ricavi e proventi	1.401	1.748
Totale ricavi operativi	32.460	32.940
Costi operativi	(10.264)	(11.568)
Valore aggiunto	22.196	21.372
Costo del personale	(4.318)	(4.798)
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	17.878	16.574
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	15	(244)
MOL post partite non ricorrenti	17.893	16.330
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(9.512)	(9.038)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi	(2.272)	(2.015)
Margine Operativo Netto (Ebit)	6.109	5.277
Risultato gestione finanziaria	(239)	(205)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte	5.870	5.072
Imposte sul reddito	(1.429)	(1.758)
Adeguamento fiscalità differita	-	-
Risultato netto	4.441	3.314

Il capitale investito netto nel corso del 2017 si è decrementato dello 0,3%, passando da 165 a 164,5 milioni di euro.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2017 ammontano a 157,7 milioni di euro, contro i 157,5 milioni del 2016 con un minimo decremento pari allo 0,1% per effetto principalmente dell'incremento degli ammortamenti.

Il patrimonio netto è passato da 153 a 156 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2017 si attesta a -8,8 milioni di euro rispetto a -12,2 milioni di euro del 2016.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 10,5 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiù Srl.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2017	31/12/2016
Capitale immobilizzato	157.692	157.520
Capitale circolante	6.837	7.510
Capitale investito netto	164.529	165.030
Patrimonio netto	155.779	152.838
Debiti finanziari a m/l termine	10.052	12.269
Posizione finanziaria netta	(1.302)	(77)
Totale fonti di finanziamento	164.529	165.030

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	157.692	Mezzi propri	155.779
Magazzino	1.071	Debiti commerciali	7.561
Crediti commerciali	12.190	Debiti per imposte	428
Crediti per imposte	129	Altre passività correnti	5.194
Altre attività correnti	6.630	Finanziamenti a M/L	10.052
Crediti v/controlante	1.945	Finanziamenti a breve	2.238
Disponibilità liquide	1.596		
Totale	181.253	Totale	181.253

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, RetiPìù 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 RetiPìù Srl, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori.

OPERATORI *	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
PER NUMERO CLIENTI FINALI (PDR)	220	226	226	227	226	227	235	251	272
Molto grandi	8	8	8	7	8	9	9	9	8
Grandi	20	22	22	26	27	25	23	25	27
Medi	22	22	20	20	18	18	23	22	27
Piccoli	110	114	117	115	112	114	112	119	123
Piccolissimi	59	60	61	59	61	61	68	76	87
PER VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	30.944	31.184	29.470	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048	33.923
Molto grandi	19.462	18.375	17.417	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023	17.286
Grandi	5.825	7.099	6.754	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355	8.954
Medi	2.215	2.228	2.020	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574	3.403
Piccoli	3.246	3.297	3.105	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797	3.937
Piccolissimi	196	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, RetiPìù Srl, è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 15 a livello nazionale.

GRUPPO	2016 M(m ³) Distribuiti	OPERATORE	2016 PDR Serviti
Italgas	7.372	Italgas Reti	5.683.992
2i Rete Gas	5.329	2i Rete Gas	3.849.449
Hera	2.925	Unareti	1.216.194
A2A	1.838	Inrete Distribuzione Energia	1.114.771
Iren	1.324	Toscana Energia	787.034
Toscana Energia	1.062	Napoletana Gas	739.488
Ascopiave	805	Ireti	715.906
Linea Group Holding	617	AcegasApsAmga	478.499
Estra	546	Nedgia	458.467
EG Holding	387	Centria	370.665
AGSM Verona	354	Ap Reti Gas	337.390
RetiPiu	344	Ld Reti	265.372
Unión Fenosa Internacional Sa	308	Erogasmet	236.313
Energiei	301	RetiPiu	207.423
Dolomiti Energia	279	Adrigas	173.730
Gas Rimini	278	Megareti	156.159
Acsm-Agam	277	Novareti	155.056
Edison	259	Amg Energia	152.216
AIM Vicenza	249	Infrastrutture Distribuzione Gas	150.959
AIMAG	247	G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.354
Altri	5.842	Altri	6.027.060
TOTALE	30.944	TOTALE	23.572.000

Fonte: Autorità -Indagine annuale sui settori regolati

Il servizio di distribuzione del gas naturale è stata 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 della gara 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 RetiPiù 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 RetiPiù 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 RetiPiù 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 penalizzazione economiche per gli enti locali nei casi in cui gli stessi non avessero rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante. In secondo luogo la nuova previsione ha definito che, scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegni alle stazioni appaltanti ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Trascorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente

abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministro dello Sviluppo Economico avvia a gara, nominando il commissario.

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

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

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

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

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

In data 8 marzo 2016, a fronte del mancato avvio delle procedure di gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas naturale sul modello degli ambiti territoriali ottimali, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, con le rispettive segnalazioni 86/2016/I/gas e S2470, hanno ritenuto di segnalare a Governo e Parlamento le diverse problematiche presenti, ritenendo che queste rappresentino un ostacolo alla piena realizzazione della riforma del settore e limitino l'effettivo confronto concorrenziale previsto dalla normativa. Nello specifico, ai fini di garantire l'assoluto e rigoroso rispetto delle nuove tempistiche, di massimizzare la partecipazione alle gare e la regolarità del loro svolgimento, nonché di minimizzare gli eventuali contenziosi, le Autorità hanno proposto l'adozione di misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure, la reintroduzione di meccanismi sanzionatori nel caso di mancato rispetto delle tempistiche per la pubblicazione dei bandi di gara e l'eliminazione di alcune ingiustificate barriere alla partecipazione alle procedure.

Con la deliberazione 18 maggio 2017 344/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB 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.

La continua evoluzione del quadro normativo e regolatorio ha notevolmente rallentato l'iter delle gare per il rinnovo delle concessioni gas. Alla fine del 2017 erano state bandite un totale di 19 gare d'ATEM, delle quali solo due, Milano 1 – Città e impianto di Milano e Torino 2 – Impianto di Torino, risultano esperite e in fase di aggiudicazione.

Contesto di riferimento: la distribuzione dell'energia elettrica

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

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

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

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

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 è il risultato di una serie di interventi disorganici che hanno oscillato tra la promozione delle forme pubbliche di gestione e gli incentivi più 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 più 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 accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza. Sono servizi che i comuni e le città metropolitane, nell'ambito delle rispettive competenze, assumono come necessari per assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunità locali, così da garantire l'omogeneità 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'illegittimità costituzionale delle disposizioni di delegazione della legge n. 124 del 2015. L'effetto, in concreto, è 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.

Contesto di riferimento: normativa relativa alle società partecipate dagli Enti Locali

Il decreto legislativo n. 175/2016 recante "*Testo Unico in materia di società 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 società da parte di amministrazioni pubbliche, nonché all'acquisto e alla gestione di partecipazioni, da parte di tali amministrazioni, in società a totale o parziale partecipazione pubblica diretta o indiretta. Alle società 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.

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 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”*.

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.

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 2017 è il quarto 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 (2017) copre gli investimenti realizzati fino all'anno t-1 (2016), 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.

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.

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).

Con la delibera 554/2015/R/gas l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 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.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica

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 continuità 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 modalità 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 possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualità 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, nonché 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 del 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 per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 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 modalità 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, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e switching, consolidando la definizione delle responsabilità 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 modalità e tempistiche di erogazione del servizio. La delibera stabilisce che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche, nonché 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 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.

Con la delibera 268/2015/R/eel sono state riviste le tempistiche di versamento alla CSEA degli oneri generali e delle ulteriori componenti, al fine di prevedere un allineamento delle tempistiche di versamento degli stessi alle tempistiche attualmente previste per il versamento della componente A₃ - a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate - al Gestore dei servizi energetici (GSE); è stata, inoltre, eliminata la quota dello 0,5% dell'importo dovuto alla CSEA e al GSE trattenuta dalle imprese distributrici, introdotta per tenere conto degli importi inesigibili per morosità dal provvedimento CIP 3/88.

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 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.

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.

Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano

Il susseguirsi di numerosi provvedimenti normativi che hanno apportato ulteriori modifiche al quadro regolatorio delle gare d'Ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, di fatto ha bloccato l'avvio delle procedure di gara sull'intero territorio nazionale, prorogando la situazione di stallo che da anni blocca lo sviluppo competitivo del settore. L'attività si è, pertanto, concentrata sulle attività di riorganizzazione finalizzate a rafforzare la competitività aziendale 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 2016 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Gas metano	2017	2016
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.459	207.423
Gas distribuito (smc)	339.165.496	338.768.173
Attività su richiesta dei clienti finali	824	706
Attività su richiesta delle società di vendita	15.555	16.457
Attività in pronto intervento	4.575	5.134
Switch gestiti	16.075	17.597
Bonus gas gestiti	5.776	5.323
Nuove pratiche di default	333	268
Pratiche di default gestite	860	815
Società di vendita attive	127	117

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano un lieve incremento rispetto ai dati 2016 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 pressochè stabili. Nel corso del 2017 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 di alla nostra società di vedersi riconoscere gli incentivi previste 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 2017 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	2016 % rispetto	2015 % rispetto
Preventivazione per lavori semplici	99,36%	99,57%
Preventivazione di lavori complessi	96,88%	100,00%
Esecuzione di lavori semplici	99,45%	98,87%
Attivazione della fornitura	99,95%	99,85
Disattivazione della fornitura	100%	99,98
Riattivazione in caso di distacco per morosità	99,67%	99,28%
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	99,67%	100,00%
Verifica gruppo di misura	100%	100,00%
Verifica della pressione di fornitura	100%	100,00%
Fascia di puntualità per appuntamenti	99,76%	99,85%
Dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura	100%	100,00%
Altri dati tecnici	88,00%	93,68%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100%	100,0%
Risposta reclami o richieste scritte	99,46%	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 2017 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Energia Elettrica	2017	2016
Concessioni gestite	1	1
POD	25.658	25.537
Energia elettrica distribuita (kWh)	139.133.442	137.049.715
Attività su richiesta dei clienti finali	66	47
Attività su richiesta delle società di vendita	3.018	3.328
Attività in pronto intervento	342	338
Switch gestiti	2.382	8.438
Bonus energia gestiti	736	647
Produttori gestiti	277	260
Nuovi produttori acquisiti nell'anno	18	10
Società di vendita attive	68	60

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano un leggero incremento rispetto al dato 2016, che si è tradotto anche in un aumento del numero di POD serviti, segnale di una timida ripresa delle attività immobiliari dopo anni di stasi, che continua ad impattare negativamente sulla domanda di nuovi allacciamenti e lavori connessi da parte dei clienti. La riduzione del numero di switch gestiti rispetto al dato dell'anno precedente trova giustificazione nel fatto che il 2016 ha visto gli effetti conseguenti agli adempimenti imposti dalla delibera dell'Autorità n. 296 del 2015 in tema di "maggior tutela" che ha spinto molto clienti finali a passare al libero mercato. Va segnalato anche per il 2017 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 2017 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 RetiPiù, contribuendo in modo determinante al raggiungimento degli standard aziendali.

Servizio Energia Elettrica Livelli Specifici di Qualità Commerciale	2017 % rispetto	2016 % 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	98,35%	100%
Attivazione della fornitura	100%	100%
Disattivazione della fornitura	99,49%	100%
Riattivazione per morosità	98,25%	99,47%
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	99,91%	99,91%
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	100%	100%
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	100%	100%
Richiesta altri dati tecnici	85,71%	93,33%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100%	100,0%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione	97,87%	100,0%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura	100%	100,0%
Risposta a richieste di informazioni riguardanti la conoscenza del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete	100%	100,0%

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 2017 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 2017 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

illuminazioni pubblica	2017	2016
Concessioni gestite	1	1
Contratti di manutenzione gestiti	1	1
Punti luce gestiti	8.950	8.950

Centro Ispezioni Metrologiche

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività del Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPiù 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

RetiPiù 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 pianificazione e sviluppo strategico.

Gestione operativa

Le iniziative attuate nel 2017 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:

Progetto "TEODOLINDA"

Nel mese di settembre 2017 il Gruppo Aeb-Gelsia ed il Gruppo Ascopiave Aeb hanno convenuto di interrompere consensualmente il percorso finalizzato all'aggregazione delle proprie attività di vendita e di distribuzione di gas ed energia nel territorio lombardo, iniziato nel 2016 con la sottoscrizione di una lettera di intenti nella quale individuano le linee guida e i principi di un percorso finalizzato all'aggregazione delle proprie attività sia di vendita che di distribuzione di gas ed energia, con ambito territoriale focalizzato in Lombardia, ma estendibile anche ad altre realtà territoriali. Le parti, dopo aver svolto un'intensa e impegnativa attività di confronto, hanno constatato che al momento non sussistono le condizioni per perfezionare l'operazione, anche alla luce dei nuovi scenari normativi per quanto attiene alla regolamentazione delle società a partecipazione pubblica non quotate.

Progetto "ELITE" di Borsa Italiana

Nell'ambito del progetto "ELITE" di Borsa Italiana, il 3 maggio 2017 a conclusione di un impegnativo processo finalizzato alla crescita dei sistemi manageriali ed miglioramento organizzativo e gestionale, RetiPiù Srl ha ottenuto il Certificato di Qualità ELITE.

Progetto "ENERGIE PER GESTIRE"

Nel corso del 2017 grazie al progetto "Energie per Gestire" si è estesa la digitalizzazione a tutte le attività aziendali, riprogettando in modo integrato tutti processi interni, condividendo le logiche di gestione di ciascun processo e delle principali informazioni che lo caratterizzano. Elemento fondamentale è stata l'adozione del nuovo ERP aziendale basato sul sistema SAP/S4 Hana. In meno di quattro mesi la struttura aziendale è riuscita a completare la fase di implementazione e configurazione del nuovo sistema ERP SAP/S4 Hana, permettendo la sua attivazione e entrata in produzione con l'apertura dell'esercizio contabile 2017, superando i limiti del vecchio sistema ERP basato sulle ACG di IBM, ormai obsoleto.

Grazie all'adozione del nuovo ERP aziendale basato sul sistema SAP/S4 Hana, ha preso inizio l'attività di progettazione 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 2017 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 2017 è stata avviata 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”

Nel corso del 2017 si è concluso il progetto denominato “LIFE GREEN GAS NETWORK” avviato nel 2014. RetiPiù, in partnership con Terranova e Pietro Fiorentini, all’interno del programma Life della Commissione Europea, ha sviluppato e testato con successo un progetto 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.

Progetto “RetiPiù Open”

Nel 2017 il progetto “RetiPiù Open” è stato implementato con un sistema avanzato di “vendor rating”. Il progetto, avviato nel 2014, è finalizzato alla gestione di tutti i processi di approvvigionamento aziendali tramite un sistema avanzato di e-procurement, pensato per raggiungere i seguenti obiettivi:

- riduzione dei fabbisogni e della spesa complessiva attraverso l’efficientamento della domanda interna;
- riduzione dei costi di fornitura dei singoli beni sulla base di una migliore gestione del mercato dell’offerta;
- aumento della trasparenza del sistema dato da una migliore organizzazione del servizio e dalla sua accessibilità;
- massima 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 2017 la posa di quasi 20.000 contatori di classe G4 e G6, che hanno portato ad oltre 40.000 il parco complessivo di contatori elettronici mass market installati, in linea con l’obiettivo fissato dall’Autorità.

Persone

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

- Eticità e sostenibilità. Ci sentiamo e siamo responsabili, come azienda nel suo complesso e come singoli, verso la società, il territorio e l’ambiente in cui operiamo. Per questo crediamo che la sostenibilità sia innanzitutto passione per il lavoro, un valore che custodiamo e rispettiamo da oltre 100 anni. Senza passione per il lavoro non ci può essere futuro e, quindi, sostenibilità. Ogni giorno lavoriamo perché il domani sia migliore di oggi.

- Innovazione e miglioramento. La nostra storia ci ha insegnato che ogni risultato raggiunto è solo un nuovo punto da cui ripartire, consapevoli che per migliorare occorre avere il coraggio di imboccare strade nuove e “scoprire” nuovi paesaggi.
- Efficienza e attenzione alle persone. Bisogna usare tutte le energie disponibili nel migliore dei modi. Le donne e gli uomini di RetiPiù Srl sono la nostra energia “rinnovabile” e per questo inesauribile, a cui prestiamo la massima attenzione, cercando di premiare il merito di chi mette ogni giorno la propria energia al servizio dell'azienda.

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

Alla data del 31 dicembre 2017, centotrentadue persone lavoravano in RetiPiù Srl, formando la seguente struttura operativa:

Organico	Numero dipendenti al 31/12/2017	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2016
Dirigenti	3	3	3
Quadri	11	11	11
Impiegati	62	62,75	63
Operai	56	57,17	58
TOTALE	132	133,92	135

Nel corso dell'anno, 3 dipendenti hanno cessato l'attività lavorativa di cui 2 a seguito del raggiungimento dell'età pensionabile.

A tutti i lavoratori di RetiPiù srl viene applicato il CCNL Gas e Acqua. Il 100% delle persone di RetiPiù 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 RetiPiù Srl si è attestato a un valore di poco superiore ai 50 anni.

Le iniziative che 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 RetiPiù Srl un elemento fondamentale per il successo aziendale, permettendo il corretto sviluppo dei processi riorganizzativi e la gestione del cambiamento. Nel 2017 il 100% del personale è stato interessato da attività di formazione ed aggiornamento.

Con riferimento alle relazioni sindacali, nel 2017 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 primo semestre 2017 si è definito l'accordo con le organizzazioni sindacali per istituire un sistema di welfare aziendale, 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 2016 dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alla norme, si sono concluse tutte con esito positivo.

Salute e sicurezza

Nel 2017 si sono registrati nove infortuni, di cui 6 sono riconducibili a incidenti sul lavoro, 2 a sinistri stradali e 1 infortunio in itinere.

Gli infortuni totali hanno comportato 127 giorni di assenza totali, di cui 59 per sinistri stradali e 8 per infortuni in itinere.

Nel corso dell'anno non si sono certificate malattie professionali e non si sono verificati incidenti gravi

Per tutti gli infortuni è stata valutata la dinamica dell'evento e non sono state rilevate situazioni che hanno comportato modifiche della valutazione dei rischi o delle procedure aziendali.

Nel 2017 l'attività di formazione del personale in tema di salute e sicurezza ha interessato soprattutto i reparti operativi, per un totale di 445 ore e 84 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.

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 2017 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'Autorità, nonché al completamento delle costruzioni di nuove reti.

RetiPiù nel 2017 ha realizzato investimenti per 10,2 milioni di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale, pari ad 8.111 migliaia di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 1.502 migliaia di euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione del gas naturale per 1.561 migliaia di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 4.773 migliaia di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di decompressione per 129 mila euro e a lavori in corso su impianti per 146 migliaia di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica, pari ad 1.139 migliaia di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 169 migliaia di euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica per 843 migliaia di euro e all'installazione di apparecchiature di misura per 66 migliaia di euro e a lavori in corso su impianti per 61 migliaia di euro.

Sono stati inoltre realizzati investimenti pari a 0,9 milioni di euro in software e hardware per estendere la digitalizzazione a tutte le procedure aziendali. 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 2017.

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	0
Marchi	1
Software	527
Altre immobilizzazioni immateriali	0
Concessioni	406
Immobilizzazioni immateriali in corso	0
Totale immobilizzazioni immateriali	934

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)
Terreni e fabbricati	130
Rete e impianti	3.854
Attrezzature e strumenti di misura	4.650
Altri beni	400
Impianti in costruzione	207
Totale immobilizzazioni materiali	9.241

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 (CB). 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.

Con la Delibera 172/2017/R/efr del 16 marzo 2017 l'Autorità ha avviato il procedimento finalizzato alla revisione delle modalità di determinazione del contributo tariffario da corrispondere ai distributori soggetti agli obblighi.

Con la delibera 292/2017/E/efr del 28 aprile 2017 l'Autorità ha chiusa l'istruttoria conoscitiva sull'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica avviata con deliberazione 710/2016/R/efrm in seguito all'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, al fine di valutare l'opportunità di rivedere le modalità di determinazione del contributo tariffario per aumentare l'efficienza del meccanismo. Le conclusioni a cui arriva l'Autorità riconoscono che *“La tensione evidenziata sui mercati, quindi, potrebbe essere fondata su tre considerazioni di base che riguardano gli economics di tali mercati, fermo restando che a ciò possono - come sempre - aggiungersi movimentazioni finanziarie sui TEE posseduti dagli operatori, già monitorati dalle istituzioni a ciò deputate diverse dall'Autorità. Segnatamente: 1.il permanere per lungo tempo in un periodo di incertezza per le nuove regole (nuove linee guida, definizione degli obblighi, modifica delle tipologie di interventi ammissibili, etc.) ha fatto sì che i mercati abbiano accumulato molta tensione latente, scaricatasi negli alti corsi del mercato dei tee nell'approssimarsi della chiusura di un ciclo più prevedibile (2016), dovendosi adattare rapidamente all'apertura di un nuovo assetto regolamentare del meccanismo ancora non noto; 2. Lo scarso coordinamento tra volumi attesi di domanda e di offerta TEE (fortemente regolamentati) del meccanismo in termini di quantità è sempre foriero di tensioni di prezzo, soprattutto se - come sembra - il gap percepito tra di esse è previsto allargarsi a partire dal nuovo assetto regolamentare del meccanismo (2017); 3.l'aspettativa per una futura restrizione intrinseca dell'offerta di TEE, sia per effetto delle modifiche nelle modalità di quantificazione ed emissione, sia per l'obiettivo aumento dei costi sottesi alle future iniziative di efficienza energetica, è foriera per sé di rialzo di prezzo dei tee. Per quanto riguarda, infine, gli spunti che possono essere oggetto di analisi nell'ambito delle modifiche delle modalità di determinazione del corrispettivo tariffario da riconoscere²⁴, oltre a quanto strettamente necessario al fine di tenere conto del disposto del decreto interministeriale 11 gennaio 2017, si ritiene opportuno valutare se e come tenere conto di eventuali differenziazioni nel contributo erogato, introducendo un criterio di competenza in luogo dell'attuale criterio di cassa, aumentare l'inerzia con cui il contributo definitivo tiene conto dei prezzi degli scambi e tenere conto degli scambi extra mercato, per i quali l'incidenza di acquirenti diversi dai distributori è maggiore di quanto avviene in borsa. L'introduzione di elementi correlati a questi aspetti potrebbe generalmente ottenere un effetto calmierante degli stessi scambi, al fine di limitare gli effetti di un'eccessiva volatilità dei prezzi.”*

In esito a tale istruttoria conoscitiva, con il documento di consultazione 312/2017/R/efr del 5 maggio 2017, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alla revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, successivamente con la delibera 435/2017/R/efr, l'Autorità ha approvato la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), per gli anni d'obbligo a partire dal 2017. In particolare l'Autorità prevede i seguenti aggiustamenti alla regola di determinazione già prevista a valere sugli anni d'obbligo 2013-2016:

- l'introduzione, per la fissazione del valore del contributo da riconoscere, di un "prezzo di riferimento rilevante di sessione" (che il GME dovrà pubblicare sul proprio sito internet in conclusione di ciascuna sessione di mercato), determinato dal prezzo medio, ponderato per le relative quantità, delle transazioni eseguite nella

sessione e concluse a un prezzo compreso entro un intervallo del $\pm 12\%$ rispetto al prezzo di riferimento rilevante della sessione precedente. Al fine di non introdurre retroattivamente modifiche, la delibera definisce che il parametro percentuale individuato si applichi per le sessioni di mercato successive alla data di entrata in vigore della stessa delibera;

- la conseguente revisione da parte del GME, a seguito dell'entrata in vigore della delibera, di alcune Regole di funzionamento del mercato, in particolare correlate alle informazioni fornite agli operatori, al fine di poter applicare quanto sopra, a partire dalle sessioni di mercato successive alla data di entrata in vigore del provvedimento;
- la definizione del contributo di riferimento tenendo conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e tramite accordi bilaterali) degli ultimi due contributi definitivi, prevedendo un transitorio per l'anno d'obbligo 2017 per il quale è previsto un peso maggiore al contributo definitivo 2016 rispetto a quello del 2015;
- la modifica dei parametri costituenti il coefficiente k (applicato, nella formula di determinazione del contributo definitivo, alla differenza tra il contributo di riferimento e i prezzi di scambio sul mercato), definendo che:
 - il valore g sia modificato con progressività e, in particolare, mantenuto invariato per il prossimo anno d'obbligo 2017 e definito pari a 4 €/TEE per i successivi;
 - il parametro b sia innalzato dal valore di 0,85 a 0,9, al fine di ottenere una maggiore gradualità nel raggiungimento del valore g di cui sopra;
- l'introduzione del criterio di competenza, in luogo dell'attuale di cassa, a partire dall'anno d'obbligo 2017 e con esclusione dei recuperi degli obiettivi residui, sia del 2015 che del 2016;
- la definizione del contributo tariffario da erogare in occasione della nuova scadenza annuale per il raggiungimento degli obiettivi entro il 30 novembre di ciascun anno, procedendo con l'erogazione in acconto sulla base del contributo definitivo dell'anno precedente, a valere su una quantità limitata di obiettivo in capo a ciascun distributore (40% dell'obiettivo specifico dell'anno d'obbligo e 75% delle quote residue degli obiettivi degli anni d'obbligo precedenti);
- l'aumento al 100% della quota massima di annullamento entro il 30 novembre delle eventuali quote residue per i distributori di gas di cui al precedente punto, in considerazione delle loro specificità;
- la conferma dell'assenza di limiti al trattenimento dei TEE sui conti proprietà, non prevedendo una "data di scadenza" per i TEE emessi dal GSE.

Con Delibera 514/2017/R/efr del 6 luglio 2017 l'Autorità ha approvato l'aggiornamento delle Regole del mercato di TEE predisposte dal GME in attuazione della deliberazione 435/2017/R/efr; fissando le modalità con cui applicare quanto previsto dall'articolo 16, comma 3, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017 (in merito all'unificazione delle tipologie di TEE nel mercato), affinché il GME proceda con le ulteriori modifiche necessarie.

Con la delibera 634/2017/R/efr, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha ulteriormente aggiornato le Regole di funzionamento del mercato e del Regolamento per le transazioni bilaterali dei TEE ed estende la gradualità di applicazione dell'introduzione del criterio di competenza nell'ambito dei criteri di determinazione del contributo tariffario, per quanto riguarda la compensazione degli obiettivi di risparmio energetico riferiti ad anni precedenti. In particolare, l'Autorità ha disposto:

- la tempestiva approvazione delle modifiche, proposte dal GME, alle Regole di funzionamento del mercato e al Regolamento per le transazioni bilaterali, necessarie all'unificazione delle tipologie di titoli di efficienza energetica oggetto di contrattazione sul mercato, disposta dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017. Le modifiche sono finalizzate a far sì che il GME, ai fini delle negoziazioni sia tramite accordi bilaterali che sul mercato organizzato, tenga conto del numero complessivo di titoli in possesso del soggetto intestatario del conto, senza alcuna indicazione della tipologia, e che tale conto riporti l'insieme dei titoli emessi, nonché di quelli rinvenienti dalle negoziazioni ovvero di quelli oggetti di blocco, ritiro o annullamento.
- l'estensione della gradualità dell'introduzione del criterio di competenza, nell'ambito delle regole di determinazione del contributo tariffario unitario previste dalla delibera 435/2017/R/efr, stabilendo: lo slittamento di un anno nell'applicazione del criterio di competenza (cioè prevedendone l'entrata in vigore a partire dai residui dell'obiettivo dell'anno d'obbligo 2018). Per quanto riguarda i titoli afferenti il residuo degli obiettivi dell'anno d'obbligo 2017, quindi, si applica il criterio di cassa previgente alla delibera 435/2017/R/efr. Per quanto riguarda i titoli afferenti i residui degli obiettivi degli anni d'obbligo compresi tra il 2018 e il 2020, il criterio di competenza si applica solo a porzioni di essi, in modo progressivo e uniformemente crescente nel tempo. Le quantità di titoli cui applicare il criterio di competenza verranno quantificate mediante l'applicazione del parametro s (rispettivamente pari a 0,25, 0,5 e 0,75) ai titoli consegnati da parte dei distributori soggetti agli obblighi a valere sulle compensazioni degli anni d'obbligo precedenti. L'applicazione completa del criterio di competenza solo con riferimento agli obiettivi residui degli

anni d'obbligo successivi al 2020, che saranno definiti dalla normativa ai sensi del decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Ai titoli afferenti le porzioni restanti di ciascun residuo si applicherà invece il criterio di cassa, come indicato nella Tabella seguente:

Data entro cui richiedere l'annullamento dei titoli a valere sulle compensazioni dell'anno d'obbligo precedente e contributo erogato
31/5/18 (compensazioni anno d'obbligo 2016) - contributo anno d'obbligo 2017 (criterio di cassa)
31/5/19 (compensazioni anno d'obbligo 2017) - contributo anno d'obbligo 2018 (criterio di cassa)
31/5/20 (compensazioni anno d'obbligo 2018) - contributo anno d'obbligo 2018 per il 25% dei titoli (criterio di competenza) e contributo anno d'obbligo 2019 per il 75% dei titoli (criterio di cassa)
31/5/21 (compensazioni anno d'obbligo 2019) - contributo anno d'obbligo 2019 per il 50% dei titoli (criterio di competenza) e contributo anno d'obbligo 2020 per il 50% dei titoli (criterio di cassa)
31/5/22 (compensazioni anno d'obbligo 2020) - contributo anno d'obbligo 2020 per il 75% dei titoli (criterio di competenza) e contributo anno d'obbligo 2021 per il 25% dei titoli (criterio di cassa)

Con la Determina 10/2017-DMRT del 14 luglio 2017 il Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità ha comunicato l'obbligo 35.583 TEE da conseguire nell'anno 2017 da parte di RetiPù Srl.

Con la Determina 10/2017- DMRT del 14 luglio 2017 il Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità ha stabilito in 191,4 €/TEE contributo definito sugli obblighi 2016 e in 170,29 €/TEE il contributo tariffario di riferimento in materia di titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2017.

A maggio 2017 RetiPù Srl ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 30.690 Titoli di Efficienza Energetica, conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2016, fissato in 51.145 TEE.

Attività di comunicazione

Per quanto riguarda le iniziative finalizzate a rafforzare l'immagine e la percezione di RetiPù, come soggetto vicino ai cittadini ed alle comunità locali, nel 2017 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 RetiPù 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 2017 è di 164.529 migliaia di euro, contro i 165.030 migliaia di euro del 2016.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016
Immobilizzazioni materiali	165.572	164.833
Immobilizzazioni immateriali	12.388	13.286
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-
Altre attività/(passività) non correnti	(5.935)	(5.495)
Attività/(passività) fiscali differite	(3.055)	(4.643)
Fondi per il personale	(1.506)	(1.585)
Altri fondi rischi	(9.772)	(8.876)
A - Capitale immobilizzato	157.692	157.520
Rimanenze	1.071	1.257

Crediti commerciali	12.190	11.296
Debiti commerciali	(7.561)	(7.654)
Crediti/(debiti) per imposte	(299)	854
Altre attività/(passività) correnti	1.436	1.757
B - Capitale circolante	6.837	7.510
C - Capitale investito netto	164.529	165.030
Capitale	82.551	82.551
Riserve e utili a nuovo	68.787	66.973
Utile d'esercizio	4.441	3.314
D - Patrimonio netto	155.779	152.838
Finanziamenti a medio e lungo termine	10.052	12.269
Finanziamenti a breve termine	2.238	1.974
Attività finanziarie a breve	(1.945)	(464)
Disponibilità liquide	(1.596)	(1.587)
E - Posizione finanziaria netta	8.750	12.192
F - Fonti di finanziamento	164.529	165.030

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2017 si attesta a 8,8 milioni di euro rispetto a 12,2 milioni di euro del 2016. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono il totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPiù Srl, caratterizzata da un elevato livello di immobilizzazioni. L'indebitamento finanziario netto è dettagliato nel seguente prospetto:

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016
Denaro e altri valori in cassa	2	2
Depositi bancari e postali	1.594	1.585
Crediti verso controllante a breve termine	1.945	464
Debiti verso banche a breve	(1.959)	(1.702)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(279)	(272)
Debiti verso controllante a breve termine	-	-
PFN corrente	1.302	77
Debiti verso banche a medio lungo termine	(8.553)	(10.491)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(1.499)	(1.778)
PFN non corrente	(10.052)	(12.269)
PFN TOTALE	(8.750)	(12.192)

Margini finanziari e solvibilità (migliaia di euro)	2017	2016
Margine primario di struttura	(29.146)	(31.487)
Margine secondario di struttura	8.490	7.586
Margine di disponibilità	8.490	7.586
Margine di tesoreria	7.419	6.329

Quozienti finanziari e di solvibilità	2017	2016
PFN/Equity	0,06	0,08
PFN/Capitale investito netto	0,05	0,07
PFN/Ebitda	0,49	0,74
Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	69,30	72,08
Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	23,68	22,95
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	1,45	1,16

Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	0,50	0,37
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,95	0,93
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,34	0,35
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,08	0,09
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,38	0,43
Rapporto primario di struttura	0,84	0,83
Rapporto secondario di struttura	1,05	1,04
Rapporto di disponibilità	1,55	1,55
Rapporto di tesoreria	1,48	1,46

Indici finanziari e di redditività	2017	2016
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	168,5	159,7
ROE netto	2,9%	2,2%
ROE lordo	3,8%	3,3%
ROI operativo (NAT x ROS)	3,7%	3,2%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,20	0,20
ROS operativo	18,8%	16%

Ricerca e sviluppo

RetiPiù, nell'anno 2017 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 devono predisporre annualmente con il bilancio di esercizio. Il presente paragrafo tiene luogo della suddetta relazione di Governo.

Il sistema di governo societario di RetiPiù 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 2017, è pari ad € 82.550.607,69, così suddiviso:

Soci di RetiPù Srl	Capitale sociale	Quota di partecipazione
AEB SpA	48.590.833,14	58,862%
Gelsia Srl	15.703.775,68	19,023%
Comune di Lissone	7.749.241,07	9,387%
ASSP SpA	5.242.306,03	6,350%
GSD Srl	4.974.806,50	6,026%
Comune di Nova M.	156.995,38	0,190%
Comune di Biassono	80.110,83	0,097%
Comune di Macherio	52.539,06	0,064%
TOTALE	82.550.607,69	100,000%

RetiPù Srl è controllata da AEB S.p.A., che detiene il 58,86% 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.

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

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

Organi di gestione e controllo operativi nella Società

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

Consiglio di Amministrazione

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

L'Assemblea del 29 giugno 2017 ha fissato in cinque il numero dei componenti del Consiglio di Amministrazione di RetiPiù Srl e la durata 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, e ha nominato Presidente Mario Carlo Novara e quali consiglieri i sigg. Micaela Zaninelli, Marco Vigna Taglianti, Frigerio Eleonora e Ferrari Stefano. Successivamente i sigg. Eleonora Frigerio e Stefano Ferrari, rispettivamente in data 3 luglio e in data 5 luglio, hanno rinunciato alla carica per motivi professionali e personali.

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 RetiPiù 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 TIUF prevede che il Gestore Indipendente disponga di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa verticalmente integrata e al gruppo societario cui questa appartiene, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo delle infrastrutture dell'attività oggetto di separazione funzionale. Al Gestore Indipendente sono messe a disposizione le risorse necessarie ad assicurare autonomia organizzativa dell'attività che gestisce, tra le quali le risorse umane, tecniche, finanziarie e materiali; il Gestore Indipendente dispone, altresì, dei poteri necessari a reperire adeguate provviste finanziarie anche all'esterno dell'impresa verticalmente integrata o del gruppo societario di appartenenza di questa, per lo svolgimento delle attività di gestione o sviluppo delle infrastrutture. Nell'ambito del gruppo societario di appartenenza, l'impresa verticalmente integrata esercita i propri poteri di direzione e coordinamento garantendo il rispetto delle finalità della separazione funzionale stabilite nel TIUF. In particolare non è consentito all'impresa verticalmente integrata o alle altre imprese del gruppo societario cui questa appartiene, dare istruzioni al Gestore indipendente in relazione alla gestione operativa, in relazione allo sviluppo delle infrastrutture o in relazione alla messa a disposizione delle informazioni commercialmente sensibili. All'impresa verticalmente integrata è consentito di: vigilare sulla redditività degli investimenti effettuati dal Gestore indipendente; approvare il piano finanziario annuale, o altro strumento equivalente, redatto dal Gestore indipendente e relativo alla gestione delle sue attività e allo sviluppo delle infrastrutture; prevedere limiti ai livelli di indebitamento da parte del Gestore Indipendente nelle sue attività. Il Gestore Indipendente deve: predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture dell'attività che amministra; trasmettere detto piano all'Autorità in concomitanza con la sua trasmissione agli organi societari competenti per l'approvazione; segnalare, alla stessa Autorità eventuali differenze nel caso in cui il piano, di cui ai precedenti alinea, approvato differisca da quello proposto, fornendo le opportune motivazioni in merito. Il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture predisposto dal Gestore Indipendente individua gli interventi previsti per lo sviluppo delle infrastrutture dell'attività oggetto di separazione funzionale e ne riporta i costi previsti per ciascuno degli anni del piano. Il piano riporta, altresì, gli interventi effettuati nell'ultimo anno per il quale sono disponibili i relativi costi a consuntivo. Il Gestore Indipendente assicura che gli acquisti di beni e servizi necessari per l'attività di cui è responsabile avvengano nel rispetto dei principi di economicità ed efficienza; a tal fine, il Gestore Indipendente non può essere vincolato ad acquisire beni o servizi nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata o del gruppo societario di appartenenza di questa. Il Gestore Indipendente redige un Programma di adempimenti nel quale indica: le misure adottate per assicurare il rispetto del principio di non discriminazione nella gestione delle sue attività; gli obblighi posti a carico del personale dell'impresa per assicurare il rispetto del citato principio. Il Programma di adempimenti è inviato all'Autorità ed aggiornato su base annuale con evidenza delle variazioni intervenute rispetto all'anno precedente.

Collegio Sindacale

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

Il Collegio Sindacale si compone di 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 rimarrà in carica fino alla data del 30 giugno 2018. E' 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.

Sistema di controllo interno

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

Il sistema di controllo si esplica attraverso:

- il "controllo primario di linea" affidato alle singole unità della Società e svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management operativo ed è parte integrante di ogni processo aziendale. Per esercitare il controllo primario di linea la Società si è dotata di una struttura organizzativa che suddivide funzioni e compiti operativi evidenziando le diverse responsabilità. I Consigli di Amministrazione hanno 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 dai rispettivi Consigli e inviata alla controllante.

- un “controllo di secondo livello” esercitato dal Collegio Sindacale, dal Revisore legale (con funzioni ben definite dal Codice Civile), dall’Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs.231/01 e dal Responsabile della prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità. Il sistema di controllo è stato inoltre implementato attraverso l’adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 (modello per la prevenzione dei reati con arricchimento della Società e/o reati ambientali) e di un Piano di prevenzione ai sensi del D.Lgs. 33/2013 (prevenzione della corruzione passiva e introduzione di sistemi di trasparenza).

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

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

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

Codice Etico

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

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

Modello Organizzativo 231

Nell’ambito di tale processo il sistema per il controllo interno è stato inoltre implementato attraverso l’adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01, 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 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 2017 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 2017 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 e 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.

Rischi connessi al rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas

Alla data del 31 dicembre 2017, 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'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 RetiPiù 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

RetiPiù Srl, in quanto distributore gas con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete, ha l'obbligo di conseguire specifici obiettivi di risparmio di energia primaria 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 RetiPiù 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 RetiPiù Srl.

RetiPiù 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 RetiPiù 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.

Altre informazioni

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

Segnaliamo che nella Società nel corso del 2017 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 seguenti obiettivi:

- concentrare le risorse aziendali sulle attività a maggior valore aggiunto, riducendo le attività appaltate a fornitori esterni e specializzando le strutture operative e di staff;
- massimizzare l'informatizzazione di tutti i processi aziendali, potenziando l'utilizzo degli strumenti informatici al fine creare le condizioni per evolvere le infrastrutture aziendali in reti intelligenti (Utility 4.0);
- sviluppare sinergie con le altre società del Gruppo per massimizzare le competenze e le professionalità tecniche presenti in RetiPiù Srl, evitando la duplicazione di funzioni all'interno del Gruppo stesso;
- continuare lo sviluppo del progetto di miglioramento continuo al fine di raggiungere una sempre maggiore efficienza operativa e gestionale;
- verificare la possibilità partnership con società presenti in altri Ambiti per allargare la nostra quota di mercato sfruttando l'opportunità offerta dalle gare.

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 2018, RetiPiù Srl prevede un incremento degli investimenti rispetto al 2017, 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 delle distribuzioni gas, l'obiettivo di RetiPiù Srl è quello di sfruttare le gare d'Ambito per consolidare la propria presenza nei territori in cui è attualmente presente ed espanderla in altri ambiti territoriali, per ampliare le proprie quote di mercato. Pertanto, RetiPiù Srl, parteciperà alle gare per il rinnovo delle concessioni di interesse strategico al fine di perseguire gli obiettivi di sviluppo volti a mantenere e incrementare la propria quota di mercato nel business della distribuzione gas in Italia.

Distribuzione energia elettrica

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

Servizio di illuminazione pubblica

Per quanto riguarda il servizio illuminazione pubblica, il Piano Industriale di RetiPiù prevede una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore in favore delle pubbliche amministrazioni, tramite l'elaborazione e la presentazioni 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.

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, 27 febbraio 2018

Il Direttore Generale

Mario Carlo Borgotti

Il Presidente

Mario Carlo Novara

Distribuiamo l'energia

retipiù

Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro	
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2017	31.12.2016
Attività non correnti			
1	Immobili, impianti e macchinari	165.571.949	164.832.902
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-
3	Altre attività immateriali	12.388.446	13.285.910
4	Partecipazioni	-	-
5	Altre attività non correnti	268.833	286.374
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	7.047.176	5.919.419
Totale Attività non correnti		185.276.403	184.324.605
Attività correnti			
6	Rimanenze	1.071.116	1.257.037
7	Crediti commerciali	12.190.083	11.296.253
8	Crediti per imposte	129.376	1.334.580
9	Altre attività correnti	6.629.837	5.448.550
10	Altre attività finanziarie correnti	1.944.670	464.454
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.595.691	1.587.461
Totale Attività correnti		23.560.772	21.388.335
Totale Attivo		208.837.175	205.712.940
Rif.Nota	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	31.12.2017	31.12.2016
12	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	82.550.608	82.550.608
	Riserve	68.786.930	66.972.628
	Utile (perdita) dell'esercizio	4.441.261	3.314.302
Totale Patrimonio netto		155.778.799	152.837.538
Passività non correnti			
13	Finanziamenti	10.052.112	12.268.950
14	Altre passività non correnti	6.204.103	5.781.055
15	Fondi per benefici a dipendenti	1.506.397	1.585.119
16	Fondi per rischi ed oneri	9.771.663	8.875.556
17	Fondo Imposte differite passive	10.102.441	10.562.875
Totale Passività non correnti		37.636.716	39.073.555
Passività correnti			
13	Finanziamenti	2.238.373	1.974.717
18	Debiti Commerciali	7.560.887	7.654.317
19	Debiti per imposte	428.322	480.306
20	Altri debiti	5.194.079	3.692.507
Totale Passività correnti		15.421.661	13.801.847
Totale Patrimonio netto e passività		208.837.175	205.712.940

Conto economico complessivo		valori espressi in euro	
Rif.Nota		31.12.2017	31.12.2016
Ricavi			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.059.308	31.192.266
21a	Variazione dei lavori in corso	-	422
22	Altri ricavi e proventi	1.400.872	1.747.796
Totale Ricavi		32.460.180	32.940.484
Costi operativi			
23	Acquisti	-2.933.211	-3.153.426
24	Variazione delle rimanenze	-185.921	184.424
25	Servizi	-11.614.191	-11.847.723
26	Costi per il personale	-8.150.725	-8.332.099
27	Altri costi operativi	-1.099.404	-1.023.748
28	Costi per lavori interni capitalizzati	9.401.062	7.805.891
Totale Costi operativi		-14.582.388	-16.366.681
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		17.877.792	16.573.803
Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti,			
29	Ammortamenti e svalutazioni	-9.511.823	-9.037.632
30	Accantonamenti	-2.271.638	-2.014.750
31	Ricavi e costi non ricorrenti	15.461	-243.807
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti		-11.768.000	-11.296.189
Risultato operativo (EBIT)		6.109.792	5.277.614
Gestione finanziaria			
32	Proventi da partecipazione	-	-
32	Proventi finanziari	18.669	24.534
32	Oneri finanziari	-257.979	-229.926
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
Totale gestione finanziaria		-239.310	-205.392
33	Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte		5.870.482	5.072.222
34	Imposte	-1.429.221	-1.757.920
35	Adeguamento fiscalità differita	-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		4.441.261	3.314.302
Componenti del conto economico complessivo		-	-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		4.441.261	3.314.302

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)		31.12.2017	31.12.2016
A)	Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)		
	Utile (perdita) dell'esercizio	4.441.261	3.314.302
	Imposte sul reddito	1.429.221	1.757.920
	Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	239.310	205.392
	(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	363.628	415.137
1	Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,	6.473.420	5.692.751
	<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>		
	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	2.207.438	1.630.000
	Ammortamento delle immobilizzazioni	9.511.823	9.037.632
	Svalutazione crediti	64.200	384.750
	Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali		
	Altre rettifiche per elementi non monetari	(1.328.267)	(733.654)
	Totale rettifiche per elementi non monetari	10.455.194	10.318.728
2	Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	16.928.614	16.011.479
	<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
	Decremento/(incremento) delle rimanenze	(185.921)	(184.946)
	Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	(958.030)	(1.537.688)
	Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	(93.430)	(788.185)
	Altre variazioni del capitale circolante netto	423.436	(1.178.864)
	Totale variazioni del capitale circolante netto	(813.945)	(1.331.955)
3	Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	16.114.669	14.679.525
	<i>Altre rettifiche</i>		
	Interessi incassati/(pagati)	(218.024)	(163.704)
	Imposte sul reddito (pagate)/incassate	(379.152)	(4.442.989)
	Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	(856.901)	(686.849)
	Totale altre rettifiche	(1.454.077)	(5.293.543)
	Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	14.660.592	9.385.982
B)	Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
	<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
	(Investimenti)	(9.240.267)	(7.179.540)
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		1.706.134
	<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
	(Investimenti)	(933.963)	(1.561.578)
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		1.648
	<i>Altre finanziarie</i>		
	(Investimenti)		
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	<i>Altre attività e passività non correnti</i>	440.587	248.326
	Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	(9.733.643)	(6.785.010)
C)	Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
	<i>Mezzi di terzi</i>		
	Accensione finanziamenti		5.000.000
	Rimborso finanziamenti verso banche	(1.680.756)	(927.586)
	Incremento/(decremento) debiti verso banche	(21.286)	(64.217)
	Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	(272.425)	(266.011)
	Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori		
	Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	(1.480.217)	(3.014.897)
	<i>Mezzi propri</i>		
	Pagamento dividendi	(1.464.035)	(3.320.570)
	Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(4.918.719)	(2.593.281)
D)	Operazione straordinaria di conferimento		
	Impianti servizi distribuzione gas		(8.880.529)
	Crediti		(235.430)
	Debiti verso banche - Mutui		85.654
	Aumento di capitale		4.974.807
	Aumento riserva sovrapprezzo azioni		4.055.562
	Flusso finanziario operazione straordinaria di conferimento (D)	0	0
	Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/- B +/- C +/- D)	8.230	7.690
	Disponibilità liquide alla fine 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
	Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	1.587.461	1.579.771
	Denaro e valori in cassa	2.320	2.637
	Depositi bancari e postali	1.585.141	1.577.134

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto		valori espressi in euro 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 31.12.2014	77.575.801	43.186.636	1.333.612	3.235.571	422.604	9.483.353	5.301.988	140.539.565
Destinazione risultato esercizio 2014			265.099	2.036.889			(5.301.988)	(3.000.000)
Risultato dell'esercizio 2015							6.383.979	6.383.979
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



Distribuiamo l'energia
retipiù

Note Esplicative

Distribuiamo l'energia
retipiù

Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 di RetiPiù Srl 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 Srl 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 2017

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 2016, fatta eccezione per l'adozione dal 1 gennaio 2017 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 2016.

- Emendamento allo IAS 7 "Statement of Cash Flows" (pubblicato in data 29 gennaio 2016): avente ad oggetto il miglioramento dell'informativa sulle attività e passività finanziarie. In particolare, al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di valutare le variazioni delle attività e delle passività derivanti da operazioni di finanziamento comprese le variazioni non monetarie, la Società è tenuta a fornire le seguenti informazioni riguardanti:
 - 1) variazioni dei *cash flows* legati all'attività di finanziamento;
 - 2) variazioni derivanti dall'ottenimento o dalla perdita del controllo di *subsidiaries* o di porzioni di *business*;
 - 3) effetto di variazioni nei tassi di cambio;
 - 4) variazioni di *fair value*;
 - 5) ogni altra eventuale variazione.
- Emendamento allo IAS 12 "Income taxes" (pubblicato in data 19 gennaio 2016): avente ad oggetto le modalità di rilevazione e misurazione delle Deferred Tax Assets (DTA) correlate a strumenti di debito valutati al *fair value*. In particolare, le perdite non realizzate su strumenti di debito valutati al *fair value* ai fini del bilancio e al costo ai fini fiscali possono dare origine a differenze temporanee deducibili, indipendentemente dal fatto che il sottoscrittore si attenda di recuperare il valore di carico detenendo lo strumento di debito fino a scadenza o attraverso la sua vendita. Nell'effettuare la stima dei redditi imponibili per gli esercizi futuri,

l'entità può assumere che il valore dell'asset sarà recuperato per un maggior valore rispetto al suo valore contabile solamente nel caso in cui la recuperabilità di tale maggior valore sia probabile.

Infine, nell'ambito del processo annuale di miglioramento dei principi finalizzato ad integrare parzialmente i principi preesistenti, lo IASB ha pubblicato:

- in data 12 dicembre 2013, il documento "Annual Improvements to IFRSs: 2010-2012 Cycle" (tra cui IFRS 2 Share Based Payments – Definition of vesting condition, IFRS 3 Business Combination – Accounting for contingent consideration, IFRS 8 Operating segments – Aggregation of operating segments e Reconciliation of total of the reportable segments' assets to the entity's assets, IFRS 13 Fair Value Measurement – Short-term receivables and payables).
- in data 25 settembre 2014 il documento "Annual Improvements to IFRSs: 2012-2014 Cycle" (tra cui: IFRS 5 – Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations, IFRS 7 – Financial Instruments: Disclosure e IAS 19 – Employee Benefits).
- In data 8 dicembre 2016 il documento "Annual Improvements to IFRSs: 2014- 2016 Cycle" (tra cui IFRS 12- Disclosure of Interests in Other Entities, IAS 28 – Investments in Associates and Joint Ventures, IFRS 1 – First time Adoption of International Financial Reporting Standards).
- in data 12 dicembre 2017 il documento "Annual Improvements to IFRSs: 2015-2017 Cycle" (tra cui IFRS 3 – Business Combination, IAS 12 – Income Taxes, IFRS 11- Joint Arrangements, IAS 23 – Borrowing Costs).

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 15 – Revenue from Contracts with Customers (pubblicato in data 28 maggio 2014 e integrato con ulteriori chiarimenti pubblicati in data 12 aprile 2016) che è destinato a sostituire i principi IAS 18 – Revenue e IAS 11 – Construction Contracts, nonché le interpretazioni IFRIC 13 – Customer Loyalty Programmes, IFRIC 15 – Agreements for the Construction of Real Estate, IFRIC 18 – Transfers of Assets from Customers e SIC 31 – Revenues- Barter Transactions Involving Advertising Services. 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 performance *obligations*;
3. determinazione del prezzo della transazione;
4. allocazione del prezzo della transazione alle performance *obligations* identificate;
5. rilevazione del ricavo quando la relativa *performance obligation* risulta soddisfatta.

Il principio si applica a partire dal 1° gennaio 2018 ma è consentita l'applicazione anticipata.

In relazione alla stima degli impatti del nuovo IFRS 15 sia per quanto riguarda i cambiamenti delle modalità con le quali le vendite verranno rilevate nel futuro sia per gli impatti economici e patrimoniali della transizione al nuovo IFRS 15, pur non avendo ancora completato l'analisi sistematica della fattispecie ed in particolare

un'analisi dettagliata dei contratti con i clienti, gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'IFRS 15 possa avere un impatto significativo sugli importi iscritti a titolo di ricavi e sulla relativa informativa riportata nel bilancio separato della Società.

- IFRS 9 – Financial Instruments (pubblicato 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.

Il nuovo principio, che sostituisce le precedenti versioni dell'IFRS 9 deve essere applicato dal 1° gennaio 2018 ma è consentita l'applicazione anticipata.

Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'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.

- In data 13 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 16 – Leases che è destinato a sostituire il principio IAS 17 – Leases, nonché le interpretazioni IFRIC 4 Determining whether an Arrangement contains a Lease, SIC-15 Operating Leases—Incentives e SIC-27 Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease. 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 hanno applicato in via anticipata l'IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers.

Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'IFRS 16 possa avere un impatto significativo sulla contabilizzazione dei contratti di *leasing* e sulla relativa informativa riportata nel bilancio separato della Società, in quanto attualmente la società non ha in essere contratti di *leasing*.

- Nel settembre 2016 lo IASB ha pubblicato il documento "Amendments to IFRS 4: Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts". 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.

Tale principio, la cui decorrenza è fissata al 1° gennaio 2018, non risulta applicabile alla Società in quanto l'attività a cui si riferisce non rientra fra le attività effettivamente esercitate dalla stessa.

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.

- Interpretazione IFRIC 22 "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration" (pubblicata 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. L'IFRIC 22 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018.
- Interpretazione IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" (pubblicata a giugno 2017) che fornisce indicazioni su come riflettere nella contabilizzazione delle imposte sui redditi le incertezze sul trattamento fiscale di un determinato fenomeno. L'IFRIC 23 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019.
- Emendamento allo IAS 40 "Transfers of Investment Property" (pubblicato in data 8 dicembre 2016). Tali modifiche chiariscono i trasferimenti di un bene ad, o da, investimento immobiliare. In particolare, in base alle modifiche, un'entità deve riclassificare un immobile tra, o da, gli investimenti immobiliari solamente quando il bene rispetta o cessa di rispettare la definizione di "investimento immobiliare" e c'è l'evidenza che si sia verificato un cambiamento d'uso dell'immobile. Tale cambiamento deve essere ricondotto ad un evento specifico che è accaduto e non deve dunque limitarsi ad un cambiamento delle intenzioni da parte del management di un'entità. Lo IAS 40 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018, ma è consentita l'applicazione anticipata solo nel caso in cui i valori sono stimabili.
- Emendamento allo IFRS 2 "Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions" che riguarda la classificazione e valutazione delle operazioni con pagamenti basati sulle azioni. L'IFRS 2 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018 è tuttavia consentita l'applicazione anticipata.
- Emendamento allo IAS 28 "Long-term Interests in Associates and Joint Ventures", 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.
- Emendamento allo IFRS 9 "Prepayment Features with Negative Compensation", 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 ("negative compensation"). L'IFRS 9 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019.

- Nel maggio 2017, lo IASB ha pubblicato l'IFRS 17 "Insurance Contracts" che sostituisce l'IFRS 4, emesso nel 2004. Il principio 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.

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 2017 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	5/6,67
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 spesati 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 2017 sono stati eseguiti investimenti per 10,2 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2017 l'incremento totale delle immobilizzazioni materiali è pari a 9,2 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	Immobilizzazio ni in corso	Totale
Costo				
Al 1° gennaio 2016	234.182	3.499	363	238.044
Incrementi	6.744	117	318	7.179
Incrementi per conferimento impianti da GSD S.p.a.	14.054	-	-	14.054
Decrementi	(5.757)	(275)	(75)	(6.107)
Giroconti	228	-	(228)	-
Al 31 dicembre 2016	249.451	3.341	378	253.170
Incrementi	8.634	400	207	9.241
Decrementi	(1.886)	(28)	(1)	(1.915)
Giroconti	374	-	(374)	-
Al 31 dicembre 2017	256.573	3.713	210	260.496
Ammortamenti accumulati				
Al 1° gennaio 2016	77.586	2.214	-	79.800
Ammortamenti dell'anno	6.972	312	-	7.284
Variazioni	(3.714)	(206)	-	(3.920)
Variazioni per conferimento impianti da GSD S.p.a.	5.173	-	-	5.173
Al 31 dicembre 2016	86.017	2.320	-	88.337
Ammortamenti dell'anno	7.402	318	-	7.720
Variazioni	(1.106)	(28)	-	(1.134)
Al 31 dicembre 2017	92.313	2.610	-	94.923
Valore contabile				
Al 31 dicembre 2016	163.434	1.021	378	164.833
Al 31 dicembre 2017	164.260	1.103	210	165.573

2 - Avviamento e altre attività a vita non definita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2017.

3 - Altre attività immateriali

Sono stati eseguiti investimenti per 0,9 milioni di euro; il decremento pari 0,9 milioni di euro rispetto all'anno 2016 è dovuto a dismissioni e ammortamenti.

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
Costo						
Al 1° gennaio 2016	6.345	2	15.417	1.611	1.410	24.785
Incrementi	439	-	602	86	435	1.562
Decrementi	(3)	-	(83)	-	(621)	(707)
Giroconti	420	-	302	34	(756)	-
Al 31 dicembre 2016	7.201	2	16.238	1.731	468	25.640
Incrementi	527	-	407	-	-	934
Decrementi	-	-	(52)	(45)	-	(97)
Giroconti	410	-	4	-	(414)	-
Al 31 dicembre 2017	8.138	2	16.597	1.686	54	26.477
Ammortamenti accumulati						
Al 1° gennaio 2016	4.999	-	4.479	1.148	-	10.626
Ammortamenti dell'anno	708	-	822	224	-	1.754
Variazioni	(2)	-	(24)	-	-	(26)
Al 31 dicembre 2016	5.705	-	5.277	1.372	-	12.354
Ammortamenti dell'anno	721	-	871	200	-	1.792
Variazioni	-	-	(14)	(45)	-	(59)
Al 31 dicembre 2017	6.426	-	6.134	1.527	-	14.087
Valore contabile						
Al 31 dicembre 2016	1.496	2	10.961	359	468	13.286
Al 31 dicembre 2017	1.712	2	10.463	159	54	12.390

4 - Partecipazioni

RetiPiù Srl al 31/12/2017 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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Depositi cauzionali	102	106	(4)
Altri crediti non correnti	53	48	5
Ratei e risconti attivi	17	36	(19)
Crediti per Imposte	96	96	-
Totale altre attività non correnti	268	286	(18)

6 - Rimanenze

Le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e alla manutenzione degli impianti. La voce presenta una variazione generata dal decremento delle

scorte di magazzino.

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.072	1.257	(185)
Totale rimanenze	1.072	1.257	(185)

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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Crediti verso clienti	3.321	3.187	134
Fatture da emettere verso clienti	1.647	1.649	(2)
Totale lordo	4.968	4.836	132
Fondo svalutazione crediti	(653)	(962)	309
Totale netto	4.315	3.874	441
Crediti verso imprese controllanti	260	166	94
Crediti verso imprese consociate	7.615	7.256	359
Totale crediti commerciali	12.190	11.296	894

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

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2016	962
Utilizzi e rilasci dell’esercizio	(373)
Accantonamenti dell’esercizio	64
Fondo al 31 dicembre 2017	653

I “Crediti verso imprese controllanti” sono composti per euro 78 mila da crediti verso il Comune di Seregno e per euro 182 mila da crediti verso AEB Spa per servizi resi.

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 relativi a:

- credito v/AEB per saldo IVA di gruppo. A partire dal 1 gennaio 2018 il gruppo AEB-GELSIA non ha esercitato l’opzione di applicazione dell’IVA di gruppo.
- Credito di imposta per erogazioni liberali a sostegno della cultura (Art Bonus).

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Crediti da consolidato fiscale	-	1.125	(1.125)
Crediti per Iva di gruppo	21	-	21
Verso Erario per IRAP	-	144	(144)
Credito di imposta Art Bonus	108	65	43
Totale crediti per imposte	129	1.334	(1.205)

La voce “Credito per IVA di gruppo” rappresenta il credito IVA trasferito ad AEB nell’ambito dell’IVA di gruppo.

9 – Altre attività correnti

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Crediti diversi	6.254	5.146	1.108
Ratei e risconti attivi	376	303	73
Totale altre attività correnti	6.630	5.449	1.181

La voce “Crediti diversi” presenta i seguenti valori:

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Crediti per perequazione	694	1.259	(565)
Crediti v/o CSEA	5.020	3.324	1.696
Crediti verso il personale	23	24	(1)
Crediti v/Comune	475	476	(1)
Altri crediti	42	63	(21)
Totale crediti diversi	6.254	5.146	1.108

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 (693 mila euro), crediti per bonus gas (120 mila euro), crediti v/CSEA per incentivi continuità gas ed energia elettrica (394 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (440 mila euro), crediti per TEE acquistati e non ancora annullati (3.373 mila euro).

La voce comprende inoltre crediti per perequazione gas (694 mila euro), 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 e crediti diversi per euro 42 mila.

La voce “Ratei e risconti attivi” pari a 376 mila euro è così composta:

- 76 mila euro polizze RCA;
- 15 mila euro polizza sanitaria a favore dei dipendenti;
- 85 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora concluse al 31 dicembre 2017;
- 30 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti e per estensione garanzia hardware e software;
- 104 mila euro per manutenzioni hardware e software di competenza dell’anno 2017;
- 66 mila euro per altri costi di competenza dell’anno successivo.

10 – Altre attività finanziarie correnti

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Crediti verso controllanti	1.945	464	1.481
Totale altre attività finanziarie correnti	1.945	464	1.481

I “crediti verso controllanti” sono crediti relativi al trasferimento di liquidità alla capogruppo nell’ambito del contratto di cash-pooling.

11 – Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari ad euro 1.596 mila al 31 dicembre 2017 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	32.816	-	-
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827	-	-
Riserve di utili						
Riserva legale	2.084	B	2.084	-	-	-
Riserva straordinaria	9.859	A,B,C	9.859	9.859	-	-
Utili/perdite a nuovo	8.353	A,B,C	8.353	8.353	-	-
Riserve IAS						
Riserva da FTA	423	B	423	-	-	-
TOTALI	151.339		68.788	51.855	-	-

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

Nell'esercizio 2017 la società RetiPiu' Srl non ha realizzato operazioni straordinarie.

13 – Finanziamenti

(migliaia di euro)	31/12/2017		31/12/2016	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Debiti verso banche	1.959	8.553	1.702	10.491
Debiti verso altri finanziatori	279	1.499	272	1.778
Debiti verso controllanti	-	-	-	-
Totale finanziamenti	2.238	10.052	1.974	12.269

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: 256 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.572 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: 298 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.811 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: 400 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.883 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: 984 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 3.287 mila euro

oltre i prossimi dodici mesi;

- Il mutuo chirografario ricevuto con il conferimento di G.S.D. Spa verrà rimborsato per 21 mila euro entro i primi giorni dell'anno successivo.

La voce "Debiti verso altri finanziatori" è costituita da un finanziamento conferito dalla società AEB Spa in data 31/12/2011 per 3,3 milioni di euro. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 279 mila euro entro i primi dodici mesi, 1.499 mila euro oltre i prossimi dodici mesi.

I debiti verso controllanti sono debiti relativi al trasferimento di liquidità alla capogruppo nell'ambito del contratto di cashpooling. I "Finanziamenti a M/L termine chirografari" stipulati con i vari Istituti di credito sono così composti (in migliaia di euro):

Erogazione	Istituto di credito	Importo	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni
2009	Banca Popolare di Sondrio	3.500	256	1.115	457
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	298	1.288	523
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	400	1.883	-
2016	Banca Popolare di Sondrio	5.000	984	3.287	-
2016	Credito Valtellinese	384	21	-	-
Totale Finanziamenti a M/L chirografari		16.484	1.959	7.573	980

14 – Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Depositi cauzionali passivi	386	354	32
Ratei e risconti passivi	5.818	5.427	391
Totale Altre passività non correnti	6.204	5.781	423

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 beneficiari dipendenti

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

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

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

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016
Passività al 1° gennaio	1.585	1.594
Costi previdenziali	-	-
Oneri finanziari	27	23
Pagamenti effettuati	(106)	(32)
Passività al 31 dicembre	1.506	1.585

16 – Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Fondo rischi e oneri	9.772	8.875	897
Totale fondo rischi e oneri	9.772	8.875	897

La società ha iscritto al 31 dicembre 2017 un fondo rischi pari ad 9,8 milioni di euro così composto:

- 3.659 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori gas nel rispetto degli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell’Autorità;
- 344 mila euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto “canone ricognitorio”;
- 1.357 mila euro per rischi normativi e di perequazioni;
- 35 mila euro per stima conguaglio 2017 polizza RCT/RCO;
- 750 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Macallè – Seregno.
- 2.031 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Cesare Battisti-Lissone.
- 1.000 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- 196 mila euro per oneri contrattuali;
- 400 mila per rischi derivanti da contenziosi legali/tributari.

17 – Fondo imposte differite

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016
Imposte differite attive	7.047	5.918
Imposte differite passive	(10.102)	(10.563)
Posizione netta	(3.055)	(4.645)

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				31/12/2016			
	(migliaia di euro)	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP
Svalutazione crediti	466	112	-	112	778	187	-	187
Rischi	8.826	2.118	371	2.489	7.930	1.903	333	2.236
Ammortamenti	6.165	1.480	48	1.527	5.231	1.255	72	1.327
Ammortamenti su beni conferiti	10.522	2.526	237	2.763	7.904	1.897	110	2.007
Svalutazione magazzino	42	10	-	10	42	10	-	10
Premi amministratori e personale	471	113	-	113	491	118	-	118
1' TOTALE	26.491	6.359	655	7.014	22.376	5.370	515	5.885
Rettifiche 1' adozione IAS	116	28	5	33	116	28	5	33
Totale crediti per imposte anticipate	26.607	6.387	660	7.047	22.492	5.398	520	5.918

Le imposte differite attive sono state calcolate applicando l’aliquota Ires al 24%,

L’aliquota IRAP è pari al 4.2% stabilita per i soggetti esercenti attività in concessione con tariffa regolamentata.

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

Debiti per imposte differite (migliaia di euro)	31/12/2017				31/12/2016			
	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale
Ammortamenti	3	1	-	1	5	1	-	1
Ammortamenti su beni conferiti	-	-	-	-	20	5	-	5
Plusvalori su beni conferiti	35.761	8.578	1.502	10.080	37.358	8.966	1.570	10.536
1' TOTALE	35.764	8.578	1.502	10.080	37.383	8.972	1.570	10.542
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3	22	76	18	3	21
Differenza aliquota Ires (3,5% reversal 2016)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale crediti per imposte anticipate	35.840	8.597	1.505	10.102	37.459	8.990	1.573	10.563

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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Debiti verso fornitori	4.726	4.724	2
Debiti per fatture da ricevere	2.452	2.410	42
Totale Fornitori	7.178	7.134	44
Debiti verso Imprese controllanti	290	348	(58)
Debiti verso Imprese consociate	93	172	(79)
Totale debiti commerciali	7.561	(7.654)	(93)

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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Debiti da consolidato fiscale	12	-	12
Erario c/IRPEF	392	351	41
Erario c/IRAP	24	-	24
Erario c/IVA	-	129	(129)
Totale debiti per imposte	428	480	(52)

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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Anticipi e acconti da utenti	4	56	(52)
Debiti verso istituti di previdenza	569	566	3
Ratei e risconti passivi	250	232	18
Altri debiti correnti	4.371	2.837	1.534
Totale altri debiti	5.194	3.692	1.502

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 185 mila;
- Risconti passivi per euro 7 mila;
- Ratei passivi per interessi su mutui per euro 58 mila;

La voce “Debiti diversi” è così composta:

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Debiti verso CSEA per componenti e perequazione	3.496	2.045	1.451
Debiti v/o il Personale	589	627	(38)
Debito v/Comuni per dividendi	146	110	36
Debiti diversi	140	55	85
Totale debiti diversi	4.371	2.837	1.534

I debiti verso CSEA sono costituiti per euro 1.263 mila da debiti per componenti distribuzione gas, euro 225 mila da debiti per componenti EE e 2.008 mila euro da debiti per perequazione.

I debiti diversi includono il debito verso il Comune di Mariano Comense per euro 50 mila e verso il Comune di Desio per euro 25 mila. I due Comuni hanno vinto rispettivamente il secondo e il terzo premio dell’iniziativa “Le Reti del Cuore”.

Il progetto “Le Reti del Cuore” aveva l’obiettivo di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità in cui RetiPù opera in qualità di distributore di gas, finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici.

Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

21 – Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Ricavi delle vendite	28.995	28.647	348
Ricavi delle vendite diverse	10	11	(1)
Ricavi delle prestazioni	2.055	2.534	(479)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.060	31.192	(132)

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione e misura di gas ed energia. 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 canoni per il servizio di Illuminazione Pubblica. I ricavi da prestazioni presentano un significativo decremento per minor prestazioni realizzate verso terzi e verso società del gruppo.

22 – Altri ricavi e proventi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Contributi diversi	219	564	(345)
Altri ricavi e proventi	1.182	1.184	(2)
Totale altri ricavi e proventi operativi	1.401	1.748	(347)

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. Nell'anno 2017 si è riscontrata una significativa contrazione dei contributi per lavori, consequenziale alla riduzione dei prezzi di listino applicati ai clienti finali.

23 – Acquisti

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Acquisti materie prime e materiale di consumo	2.865	2.915	(76)
Altri acquisti	68	238	(144)
Totale acquisti	2.933	3.153	(220)

La voce presenta un decremento generato principalmente dall'efficientamento dei costi di acquisto.

24 – Variazione delle rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Rimanenze iniziali di materiali	1.289	1.104	185
Rimanenze finali di materiale	(1.104)	(1.289)	185
Totale variazione delle rimanenze	185	(185)	370

L'utilizzo del nuovo sistema informativo SAP e il costante monitoraggio del flusso dei materiali ha consentito di gestire in modo ottimale il magazzino riducendo significativamente le scorte di magazzino.

25 – Servizi

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Manutenzioni ordinarie e straordinarie	2.557	2.391	166
Prestazioni professionali	1.120	1.343	(223)
Organi societari	104	107	(3)
Autoconsumi	518	578	(60)
Trasporto su rete nazionale	797	759	38

Altri costi per servizi	1.833	1.783	50
Utilizzo locali e attrezzature	253	228	25
Utilizzo impianti e affidamento servizi	4.249	4.504	(255)
Altri noleggi	183	154	29
Totale costi per servizi	11.614	11.847	(233)

La riduzione dei costi è dovuta all'internalizzazione di una serie di attività operative, nonché all'efficientamento ed all'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse.

I costi presentano un andamento decrescente rispetto all'anno precedente, ad eccezione della voce "Manutenzioni ordinarie e straordinarie" e "Altri costi per servizi". L'incremento delle manutenzioni straordinarie è principalmente dovuto alla realizzazione di nuovi investimenti sulle reti di distribuzione gas ed energia elettrica.

La voce "Altri costi per servizi" presenta un incremento che scaturisce da maggior costi per il servizio di pronto intervento ed alle spese di pubblicità e promozione correlate al progetto "Le Reti del cuore".

26 – Costi del personale

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Salari e stipendi	5.799	5.918	(119)
Oneri sociali	1.932	1.945	(13)
TFR	362	362	-
Altri costi	58	107	(49)
Totale costi del personale	8.151	8.332	(181)

Il decremento del costo del personale, rispetto all'anno precedente, è generato dalla collocazione a riposo di due dipendenti e le dimissioni di un dipendente. La Società ha riorganizzato alcune aree aziendali colmando le possibili criticità che potevano sorgere dalla riduzione del personale.

27 – Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Oneri di gestione tributari	210	198	12
Contributi associativi	37	27	10
Altri costi operativi	852	798	54
Totale costi operativi	1.099	1.023	76

L'aumento degli "Altri costi operativi" scaturisce da maggior costi per liberalità deducibili (contributo ai Comuni "le Reti del cuore").

28 – Costi per lavori interni capitalizzati

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Costi per lavori interni capitalizzati	9.401	7.806	1.595
Totale	9.401	7.806	

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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	7.783	7.285	435
Ammortamenti delle attività immateriali	1.792	1.753	39
Svalutazione immobilizzazioni	-	-	-
Totale ammortamenti e svalutazioni	9.512	9.038	474

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza economica dell'esercizio, suddivise tra

ammortamento degli immobili, impianti e macchinari e l'ammortamento delle attività immateriali. L'incremento della voce "Ammortamenti immobilizzazioni materiali e materiali" è in parte generato dall'ammortamento su base annuo dei beni conferiti in data 1 luglio 2016 dalla società G.S.D. Spa.

30 – Accantonamenti

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Accantonamento per rischi su crediti e perdite	64	385	(321)
Accantonamento per rischi ed oneri	2.207	1.630	577
Totale	2.271	2.015	256

La Società sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni ha effettuato ad un accantonamento a fondo svalutazione crediti pari ad euro 64 mila. Si è proceduto ad un accantonamento a fondo rischi per 2.207 mila euro come di seguito esposto:

- 1.000 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori gas;
- 300 mila euro per rischi normativi e di regolamentazione del settore;
- 10 mila euro per stima conguaglio 2017 polizza RCT/RCO;
- 897 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE.

31 – Ricavi e costi non ricorrenti

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Ricavi e costi non ricorrenti	15	(244)	259
Totale	15	(244)	259

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)	31/12/2017	31/12/2016	Variazione
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale proventi da partecipazioni	-	-	-
Interessi di mora da clienti	6	11	(5)
Interessi attivi bancari	13	13	-
Altri proventi finanziari	-	-	-
Totale proventi finanziari	19	24	(5)
Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	182	141	41
Altri interessi passivi	76	88	(12)
Totale oneri finanziari	258	229	29
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale Proventi e oneri	-	-	-
Totale Gestione finanziaria	(239)	(205)	(34)

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

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2017.

34 – Imposte sul reddito

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016
Imposte correnti	2.651	2.483
Imposte differite	450	(554)
Imposte anticipate	(1.128)	(171)

Imposte differite per affrancamento conferimento	(570)	-
Imposte anni precedenti	26	-
Totale	1.429	1.758

Si ricorda che nell'esercizio 2016 il capitale sociale di RetiPiù S.r.l. è passato da Euro 77.576 mila ad Euro 82.551 mila per effetto del conferimento del ramo distribuzione gas del territorio di Desio della Società G.S.D. S.p.A. in RetiPiù Srl avvenuto con atto n. 29004 atto notorio n.157921 in data 1 luglio 2016 a totale liberazione dell'aumento di capitale sociale deliberato in data 28 giugno 2016 dall'Assemblea dei soci di RetiPiù Srl.

Per effetto di tale conferimento il capitale sociale è aumentato di 4.975 mila euro e la riserva sovrapprezzo azioni di 4.055 mila euro. Al 31 dicembre 2016 il capitale sociale è pari a euro 82.551 mila e la riserva sovrapprezzo azioni è pari a euro 47.242 mila.

Nel corso dell'esercizio 2017, RetiPiù, ha optato per l'affrancamento ai fini fiscali dei maggiori valori attribuiti in bilancio alle immobilizzazioni materiali ai sensi dell'art. 176 DPR 617/86, procedendo al versamento dell'imposta sostitutiva totale pari ad Euro 340 mila.

A seguito dell'affrancamento dei valori ai fini fiscali, sono state rilasciate le imposte differite passive precedentemente stanziare per un totale di Euro 570 mila.

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		5.870	
Onere fiscale teorico IRES (aliquota 24%)			1.409
Tabella di riconciliazione		parziali	totali
Variazioni permanenti in aumento ai fini IRES		578	
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini IRES		(102)	
Totale		476	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi		5.672	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi		(2.322)	
Totale		3.350	
ACE (Deduzione per capitale investito)		(199)	
Imponibile fiscale IRES		9.498	
Imposta corrente IRES (24%)			2.279

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)		41.861		
Costi della produzione B)		(35.767)		
Differenza (A - B)			6.094	
Costi non rilevanti ai fini IRAP		10.422		
Totale valore della produzione ai fini IRAP			10.422	
Onere fiscale teorico IRAP (aliquota 4,20%)				694
Deduzione e variazione ai fini IRAP		(8.145)		
Totale deduzione e variazioni			(8.145)	
Variazioni permanenti in aumento		349		
Variazioni permanenti in diminuzione		(65)		
Totale variazioni permanenti			284	

Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	1.824		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	(1626)		
Totale differenze temporanee		198	
Imponibili IRAP		8.853	
Onere fiscale effettivo IRAP (aliquota 4,20%)			372

36 – Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi ordinari per € 1.500.000 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2016 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPù Srl del 29 giugno 2017.

37 – 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.

31/12/2017					
(migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortizzato	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

31/12/2016					
(migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortizzato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITA' FINANZIARIE					
Crediti commerciali	11.296	-	-	11.296	11.296
Altre attività correnti	5.449	-	-	5.449	5.449
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	464	-	-	464	464
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.587	-	-	1.587	1.587

PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine	-	-	14.244	14.244	14.244
Debiti verso banche per finanziamenti a breve	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	-	-	-	-	-
Debiti commerciali	7.654	-	-	7.654	7.654

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)	31/12/2017	31/12/2016
Crediti commerciali	12.843	12.258
Fondo svalutazione crediti	(653)	(988)
Crediti commerciali netti	12.190	11.270
Crediti commerciali totali	12.190	11.270
Di cui scaduti da più di 12 mesi	235	75

(migliaia di Euro)	31/12/2017	31/12/2016
Fondo al 31 dicembre 2016	962	969
Accantonamenti	64	61
Utilizzi	(373)	(42)
Fondo al 31 dicembre 2017	653	988

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)	31/12/2017	31/12/2016
Crediti commerciali	12.190	11.270
Altre attività correnti	6.630	5.449
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1.945	464
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.596	1.587
Totale	22.361	18.770

(migliaia di euro)	31/12/2017	31/12/2016
Fideiussioni da clienti	2.832	2.443
Totale	2.832	2.443

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)	31/12/2017	31/12/2016
A tasso fisso	-	-
Attività finanziarie	3.541	2.051
Passività finanziarie	-	-
A tasso variabile	-	-
Attività finanziarie	-	-
Passività finanziarie	12.290	14.244

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2017	31/12/2016
Attività finanziarie	18.817	16.719
Passività finanziarie	7.561	7.654

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)	31/12/2017		31/12/2016	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(31)	(31)	(23)	(23)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	31	31	23	23

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 31/12/2017 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	12.290	12.847	2.399	2.394	6.516	1.538
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			
Totale	19.851	20.408	9.960	2.394	6.516	1.538

Passività finanziarie 31/12/2016 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Mutui	14.244	14.970	2.149	2.379	7.237	3.205
Finanziamenti M/L Termine	-	-	-	-	-	-

Altri debiti verso banche	-	-	-	-	-	-
Debiti verso altri finanziatori	-	-	-	-	-	-
Debiti commerciali	7.654	7.654	7.654	-	-	-
Totale	21.898	22.624	9.803	2.379	7.237	3.205

38 – Operazioni con parti correlate e controllanti

Nell'esercizio sono stati posti in essere i seguenti rapporti economici con parti controllanti e consociate per prestazioni di servizi indispensabili per lo svolgimento dell'attività caratteristica delle parti stesse e della società, regolate a normali condizioni di mercato.

Rapporti economici (migliaia di euro)	Costi		Ricavi	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Società controllanti	11	313	388	591
Comune di Seregno	1	272	364	432
A.E.B. S.p.A.	10	41	24	159
Società consociate	342	660	22.329	22.626
Gelsia Srl	329	648	22.232	22.514
Gelsia Ambiente Srl	13	12	97	112

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2016, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali (migliaia di euro)	Patrimoniale attivo		Patrimoniale passivo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Società controllanti	2.226	1.756	302	478
Comune di Seregno	78	26	277	338
A.E.B. S.p.A.	2.148	1.730	25	140
Società consociate	7.615	7.256	94	171
Gelsia Srl	7.513	7.214	87	162
Gelsia Ambiente Srl	102	42	7	9

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)	31/12/2016
Amministratori	40
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 € 28 mila.

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

In data 26 gennaio 2018, con la delibera 31/2018/R/eel, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) ha introdotto gli obblighi di predisposizione dei Piani per la resilienza per tutte le imprese distributrici, e di integrazione dei Piani di sviluppo con Sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici. Al momento, gli obblighi di sviluppo dei Piani per la resilienza sono riferibili al solo aspetto della resilienza concernente la tenuta delle reti di distribuzione alle sollecitazioni meccaniche; per quanto riguarda invece l'aspetto della resilienza relativo al ripristino della fornitura (es: sviluppo di azioni speciali di ripristino - elaborabili dal Tavolo resilienza - tra le quali anche il funzionamento in isola intenzionale) vengono poste le basi per il futuro sviluppo della regolazione. Il provvedimento aggiorna il "Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE)".

In data 9 febbraio 2018 con la delibera 72/2018/R/gas, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) ha avviato la riforma della disciplina del *settlement gas* a partire dall'1 gennaio 2020, approvando il "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)", allegato alla stessa delibera. Il provvedimento (che segue i documenti di consultazione 12/2016/R/gas, 570/2016/R/gas e 590/2017/R/gas), prevede sostanziali modifiche alla vigente disciplina del *settlement gas*, in vista della sua completa riforma.

In data 14 febbraio 2018 il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato al Gestore dei Mercati Energetici una comunicazione ed avente ad oggetto la richiesta di adozione di interventi correttivi, a carattere di urgenza, relativamente alle modalità di contrattazione previste sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica. In particolare il Ministero, di concerto con i competenti uffici del Ministero dell'Ambiente, al fine di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e limitare gli effetti degli elevati livelli di volatilità dei prezzi sul calcolo del contributo tariffario, ha ritenuto adeguato, allo stato, ridurre la frequenza di svolgimento delle sessioni di mercato ad una sola sessione al mese. Pertanto il GME ha pubblicato, in data 15 febbraio 2018, la versione aggiornata, secondo quanto sopra richiesto, delle "Regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica".

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 31.12.2017, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 4.441.261;
- 2) destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 4.441.261 come segue:
 - a. 5% a Riserva Legale per 222.063 Euro;
 - b. Euro 1.500.000 alla distribuzione quale dividendo in favore dei soci;
 - c. Euro 2.719.198 riserva straordinaria;
- 3) di porre in pagamento l'indicato saldo del dividendo dell'esercizio 2017 di Euro 1.500.000, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 1 dicembre 2018.

Desio, 27 febbraio 2018

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 31.12.2017 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 2016.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA AEB S.p.A	Esercizio 2016	
	Parziale	Totale
ATTIVITA'		
Immobili, impianti e macchinari	29.000.967	
Avviamento e altre attività a vita non definita	-	
Altre attività immateriali	5.226.964	
Partecipazioni	133.286.025	
Altre attività finanziarie non correnti	-	
Altre attività non correnti	116.630	
Imposte differite attive	1.407.437	
Attività non correnti disponibili per la rivendita	6.856	
Totale Attività non correnti		169.044.879
Rimanenze	750.808	
Crediti commerciali	437.641	
Crediti per imposte	2.926.628	
Altre attività correnti	142.311	
Altre attività finanziarie correnti	-	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.596.778	
Totale Attività correnti		14.854.166
TOTALE ATTIVO		183.899.045

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA		
Patrimonio netto:		
Capitale sociale	84.192.200	
Riserve	63.964.419	
Utile (perdita) dell'esercizio	4.321.935	
Totale Patrimonio Netto		152.478.554
Finanziamenti	7.018.253	
Altre passività non correnti	2.432.168	
Fondi per benefici a dipendenti	255.287	
Fondi per rischi ed oneri	2.431.091	
Fondo imposte differite passive	914.680	
Totale Passività non correnti		13.051.479
Finanziamenti	11.801.717	
Debiti Commerciali	2.297.788	
Debiti per imposte	3.139.558	
Altre debiti	1.129.949	
Totale Passività correnti		18.369.012
TOTALE PATRIMONIO NETTO e PASSIVO		183.899.045

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO AEB S.p.A.	Esercizio 2016	
Ricavi delle vendite	12.003.934	
Costi operativi	(10.969.623)	
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		1.034.311
Ammortamenti	(2.537.648)	
Accantonamenti	(23.000)	
Ricavi e costi non ricorrenti	-	
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non ricorrenti		(2.560.648)
Risultato operativo (EBIT)		(1.526.337)
Proventi da partecipazioni	5.614.954	
Proventi finanziari	25.623	
Oneri finanziari	(141.541)	
Totale gestione finanziaria		5.499.036
Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	
Risultato ante imposte		3.792.699
Imposte		349.236
Utile (perdita) dell'esercizio		4.321.935
Componenti del conto economico complessivo		-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		4.321.935

Relazione

Società di
Revisione

e

Collegio
Sindacale

Distribuiamo l'energia

retipiù





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 2017

SDB/MML/cpt - RC075612017BD1403





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

Viale Abruzzi, 94
20131 Milano

Pag.1 di 3

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 RetiPù S.r.l. (la Società) costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, 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 2017, 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.

Altri aspetti

Il bilancio d'esercizio della RetiPù S.r.l. per l'esercizio chiuso il 31 dicembre 2016 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore, che in data 26 maggio 2017, ha espresso un giudizio senza rilievi su tale bilancio.

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.

Bari, Bergamo, Bologna, Brescia, Cagliari, Firenze, Genova, Milano, Napoli, Novara, Padova, Palermo, Pescara, Potenza, Roma, Torino, Treviso, Trieste, Verona, Vicenza

BDO Italia S.p.A. - Sede Legale: Viale Abruzzi, 94 - 20131 Milano - Capitale Sociale Euro 1.000.000 i.v.
Codice Fiscale, Partita IVA e Registro Imprese di Milano n. 07722780967 - R.E.A. Milano 1977842

Iscritta al Registro dei Revisori Legali al n. 167911 con D.M. del 15/03/2013 G.U. n. 26 del 02/04/2013

BDO Italia S.p.A., società per azioni italiana, è membro di BDO International Limited, società di diritto inglese (company limited by guarantee), e fa parte della rete internazionale BDO, network di società indipendenti.



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

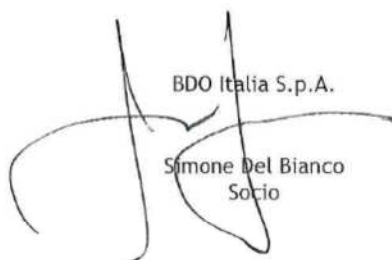
Gli amministratori della RetiPiù S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2017, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

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 RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2017 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2017 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, 9 aprile 2018



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 2017

* * *

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il Bilancio dell'esercizio sociale chiuso il 31 dicembre 2017 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 2017 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 2017, 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;
- 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;
- 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 31.12.2017 presenta un'utile d'esercizio pari ad euro 4.441.261 e si riassume nei seguenti valori: -

Attività	Euro	208.837.175
Passività	Euro	(53.058.376)
Patrimonio netto prima del risultato d'esercizio	Euro	(151.337.538)
Utile d'esercizio	Euro	4.441.261

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

Totale ricavi delle vendite	Euro	32.460.180
Totale costi operativi	Euro	(14.582.388)
EBITDA	Euro	17.877.792
Totale ammortamenti, svalutazioni.	Euro	(11.768.000)
EBIT		6.109.792

Handwritten signatures and initials, including a large 'OK' and several other marks, located to the right of the EBITDA and EBIT rows of the second table.

<i>Totale gestione finanziaria.</i>	<i>Euro</i>	<i>(239.310)</i>
<i>Rettifiche di valore di att. Fin.</i>	<i>Euro</i>	<i>-</i>
<i>Risultato prima delle imposte</i>	<i>Euro</i>	<i>5.870.482</i>
<i>Imposte sul reddito</i>	<i>Euro</i>	<i>(1.429.221)</i>
<i>Adegumento fiscalità differita</i>	<i>Euro</i>	<i>-</i>
<i>Utile d'esercizio</i>	<i>Euro</i>	<i>4.441.261</i>

La società di Revisione ha rilasciato in data 9 aprile 2018 la relazione ai sensi dell'art. 14 del D.L. 39/2010 in cui attesta che il bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2017 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 RetiPiù 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.

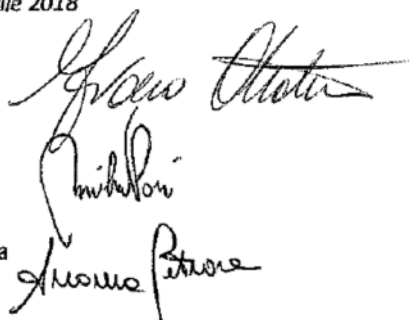
Milano, 10 Aprile 2018

I SINDACI

Ivano Ottolini

Milena Pozzi

Arianna Petrara





RetiPìù 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