

Distribuiamo l'energia
reti più

RetiPiù S.r.l.

Bilancio Esercizio 2015

Distribuiamo l'energia
reti più

Sommario

Organi sociali	2
Missione	3
Numeri	4
Lettera ai soci	5
Relazione sulla gestione	7
Prospetti patrimoniali economici finanziari	36
Note esplicative	41
Relazioni	70

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Presidente</i>	Mario Carlo Novara
<i>Consigliere</i>	Alberto Rivolta
<i>Consigliere</i>	Sergio Tortini
<i>Consigliere</i>	Mario Carlo Borgotti
<i>Consigliere</i>	Mariangela Pepe

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i>	Fiorenzo Ballabio
<i>Sindaco effettivo</i>	Flavio Galliani
<i>Sindaco effettivo</i>	Simona Alessandra Ferraro

Revisore Legale

AGKNSERCA

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.

I numeri



1.800
km di
metanodotti



240
km di rete
elettrica



210.000
clienti serviti
dal gas
25.000
clienti serviti
dall'elettricità



376
milioni mc
di gas



145
milioni
kWh di
energia
elettrica



7.000
punti di
illuminazione
pubblica



10
milioni di
investimenti
annui



140
dipendenti



14°
distributore
nazionale



1°
distributore
in Brianza

Lettera ai soci

“Il bilancio 2015 evidenzia la capacità della vostra Società di perseguire i propri obiettivi e di migliorare i propri risultati anche in un contesto di particolare complessità.”

Signori soci,

il bilancio 2015 conferma la capacità della vostra Società di perseguire i propri obiettivi e di migliorare costantemente i propri risultati.

In un contesto di particolare complessità, caratterizzato da un quadro normativo in continua evoluzione e da una perdurante crisi economico-finanziaria, RetiPìù Srl, oltre ad ottenere una buona marginalità ed un considerevole utile di esercizio, ha portato a termine un significativo piano investimenti a supporto dello sviluppo tecnologico, della qualità e della sicurezza del proprio business.

Sotto il profilo della crescita il risultato economico conseguito ha visto il Margine Operativo Lordo superare i 19 milioni di euro, migliorando il dato del 2014 (16,9), grazie alla capacità di ulteriore efficientamento dei costi operativi.

Anche quest'anno il livello degli investimenti ha raggiunto la ragguardevole soglia dei 9,4 milioni di euro, creando nuovo valore e rafforzando il legame con il territorio che caratterizza da sempre il modello industriale di RetiPìù Srl.

I risultati ottenuti con questo bilancio, rafforzano ulteriormente la consapevolezza nei mezzi e delle capacità di cui dispone RetiPìù Srl per affrontare i prossimi appuntamenti competitivi, rappresentati dalle gare per l'assegnazione del servizio distribuzione gas a livello di ambiti territoriali, che nei prossimi anni caratterizzeranno l'intero settore e porteranno ad una drastica riduzione del numero delle aziende operanti nel mercato della distribuzione.

Il 2015 ha visto numerose modifiche del quadro normativo di riferimento del settore della distribuzione gas e dei criteri che regolamenteranno le future gare.

Di conseguenza il calendario delle gare è stato interessato da vari interventi di proroga, che hanno ancora una volta rinviato l'avvio della stagione delle gare.

Nel frattempo, la vostra società, con i risultati di bilancio 2015, certifica e rafforza la propria solidità e capacità di poter cogliere le opportunità che la stagione delle gare offrirà, perseguendo con coerenza le proprie strategie di crescita e gli obiettivi di sviluppo efficiente del servizio a beneficio dei clienti serviti e dei soci.

Sulla base di queste considerazioni, anche il 2016 vedrà l'intera struttura aziendale impegnata nel nostro progetto di miglioramento continuo.

Il quotidiano impegno, le specifiche professionalità e la disponibilità al cambiamento delle persone che operano in RetiPìù Srl hanno consentito di ottenere i risultati raggiunti in questi anni e rappresentano il valore aggiunto che permetterà alla vostra Società di approfittare con successo delle possibilità di crescita e sviluppo rappresentate dalla sfida concorrenziale delle gare, conservando e sviluppando ulteriormente quel rapporto centenario che la lega indissolubilmente al territorio brianzolo.

Seregno, 4 aprile 2016

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Mario Carlo Novara

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Relazione sulla gestione



I risultati

I ricavi delle vendite presentano un incremento di 0,8 milioni di euro rispetto al dato 2014, conseguente al riconoscimento tariffario del servizio di distribuzione energia elettrica degli investimenti effettuati (0,4 milioni di euro), al rimborso della quota dei canoni comunali applicati ai sensi dell'art. 46 bis L. 29/11/2007 n. 222 (0,3 milioni di euro) ed all'aumento di alcuni servizi prestati per terzi (0,1 milioni di euro). Per quanto riguarda la voce altri ricavi e proventi l'incremento di 1,1 milione di euro è dovuto principalmente al riconoscimento degli incentivi per gli investimenti fatti in tema di sicurezza e continuità del servizio effettuati da RetiPù negli ultimi anni (1 milioni di euro) ed alle plusvalenze generate sull'acquisto dei titoli di efficienza energetica (0,1 milioni di euro)

Questi dati positivi sono stati ulteriormente ampliati dalla riduzione dei costi operativi, ottenuta grazie all'internalizzazione di alcuni contratti di servizio e agli effetti dei processi di miglioramento avviati negli ultimi anni (-1,2 milioni di euro), dalla riduzione dei canoni di concessione frutto delle ultime operazioni di conferimento concluse nel corso del 2014 (-0,4 milioni di euro) e dal blocco del turn-over del personale che ha consentito di contenere gli effetti degli aumenti contrattuali.

Il margine operativo lordo ammonta a 19,7 milioni di euro e presenta un miglioramento di 3 milioni sul dato del 2014 (16,7 milioni di euro)

Gli ammortamenti ammontano a 8,7 milioni di euro, allineati rispetto all'anno precedente, in quanto il dato dei nuovi investimenti (9,4 milioni di euro), risulta parzialmente compensato dalle dismissioni effettuate a seguito dell'avvio della campagna di sostituzione massiva dei misuratore gas (2,8 milioni di euro)

Gli accantonamenti a fondi rischi si attestano a 2,1 milioni di euro,

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 8,5 milioni di euro,

L'utile lordo si attesta a 8,2 milioni di Euro e l'utile netto a 6,4 milioni di euro. L'utile netto nella configurazione adjusted, che esclude l'effetto derivante dall'adeguamento della fiscalità differita, ammonta a 5,8 milioni di Euro.

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	2015	2014	Delta
Ricavi delle vendite e prestazioni	32.950	32.125	825
Variatione lavori in corso	10	-	10
Altri ricavi e proventi	2.767	1.747	1.020
Totale ricavi operativi	35.727	33.872	1.855
Altri costi operativi	(7.979)	(9.243)	1.264
Valore aggiunto	27.748	24.629	3.119
Costo del personale	(8.102)	(7.934)	(168)
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	19.646	16.695	2.951
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	(144)	(48)	(96)
MOL post partite non ricorrenti	19.502	16.647	2.855
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(8.800)	(8.570)	(230)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi	(2.225)	(4.156)	1.931
Margine Operativo Netto (Ebit)	8.477	3.921	4.556
Risultato gestione finanziaria	(228)	(293)	65
Rettifiche di attività finanziarie	-	-	-
Risultato ante imposte	8.249	3.628	4.621
Imposte sul reddito	(2.460)	(2.103)	(357)
Adeguamento fiscalità differita RHT	595	3.777	(3.182)
Risultato netto	6.384	5.302	1.082

Il capitale investito netto nel corso del 2015 si è incrementato del 1%, passando da 153,7 a 155,3 milioni di euro per effetto principalmente da una variazione positiva del capitale circolante netto.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2015 ammontano a 151,5 milioni di euro, contro i 157 milioni del 2014 con un decremento pari al 3,5% per effetto principalmente della variazione in diminuzione della partecipazione di Brianzacque. Il capitale circolante netto ha subito un incremento di 7 milioni di euro, per effetto della variazione in diminuzione del debito verso i soci relativo alla partecipazione di Brianzacque e dei debiti diversi (perequazione, personale).

Il patrimonio netto è passato da 140,5 a 144 milioni di euro.

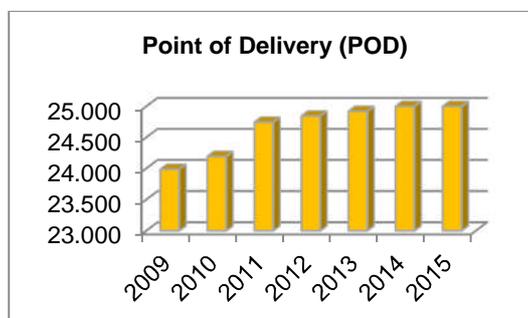
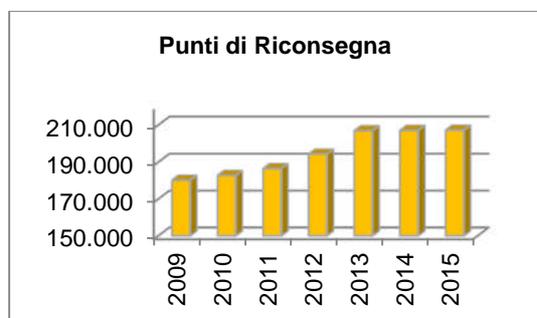
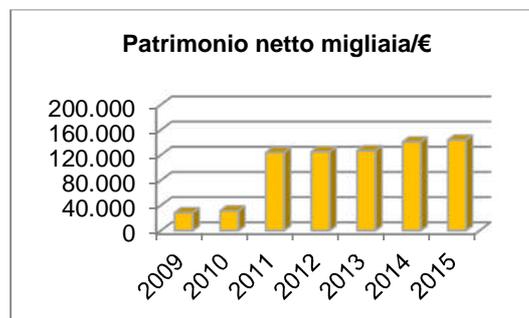
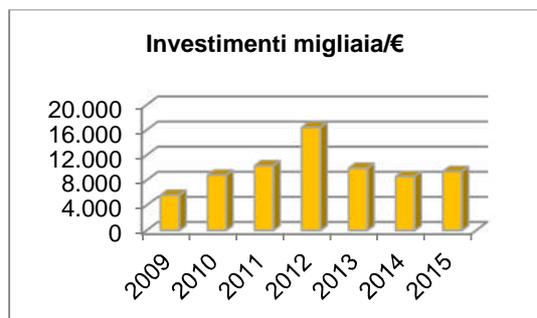
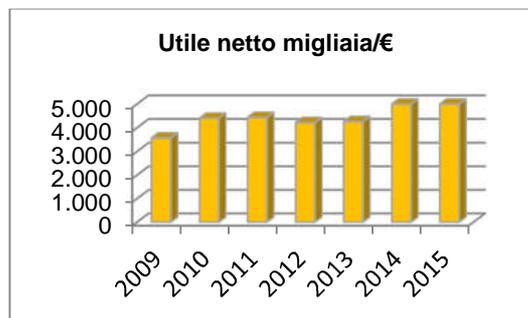
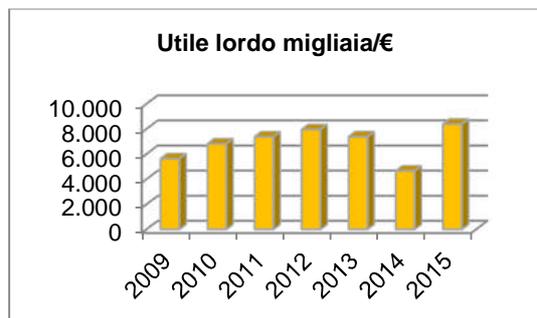
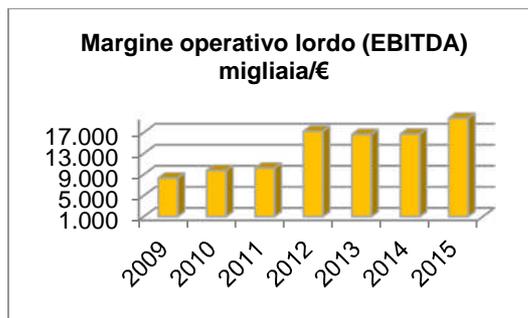
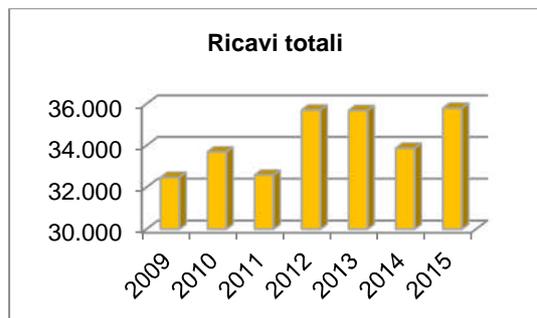
La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2015 si attesta a -11,3 milioni di euro rispetto a -13,2 milioni di euro del 2014.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 9,2 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiù.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Capitale immobilizzato	151.517	156.993	(5.476)
Capitale circolante	3.751	(3.283)	7.034
Capitale investito netto	155.268	153.710	1.558
Patrimonio netto	143.924	140.540	3.384
Debiti finanziari a m/l termine	9.201	12.845	(3.644)
Posizione finanziaria netta	2.143	325	1.818
Totale fonti di finanziamento	155.268	153.710	1.558

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	151.517	Mezzi propri	143.924
Magazzino	1.072	Debiti commerciali	8.444
Crediti commerciali	9.796	Debiti per imposte	1.702
Crediti per imposte	190	Altre passività correnti	3.359
Altre attività correnti	6.198	Finanziamenti a M/L	9.201
Crediti v/controlante	1	Finanziamenti a breve	3.724
Disponibilità liquide	1.580		
Totale	170.354	Totale	170.354

I Numeri



Contesto di riferimento: la distribuzione del gas metano

Il servizio di distribuzione gas metano è un servizio pubblico locale, normato dal D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164, che consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR.).

Nell'ambito delle attività di distribuzione gas, svolte in regime di concessione, RetiPiu Srl deve garantire:

- la connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);
- la continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (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 RetiPiu, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori

OPERATORI *	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
PER NUMERO CLIENTI FINALI (PDR)	227	227	226	227	235	251	272
Molto grandi	8	7	8	9	9	9	8
Grandi	22	26	27	25	23	25	27
Medi	21	20	18	18	23	22	27
Piccoli	116	115	112	114	112	119	123
Piccolissimi	60	59	61	61	68	76	87
PER VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	29.240	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048	33.923
Molto grandi	17.192	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023	17.286
Grandi	6.750	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355	8.954
Medi	2.061	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574	3.403
Piccoli	3.062	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797	3.937
Piccolissimi	176	201	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, RetiPiù, con 207.179 punti di riconsegna gestiti e 330 milioni di Smc distribuiti, è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 15 a livello nazionale.

GRUPPO	2014 M(m ³) Distribuiti
Snam	7.230
2i Rete Gas	4.849
Hera	2.592
A2A	1.737
Iren	1.229
Toscana Energia	913
E.S.TR.A.	679
Asco Holding	629
Linea Group Holding	574
Erogasmet	347
Acsm-Agam	336
AgsM Verona	325
	322
Unión Fenosa Internacional	283
Energei	280
Dolomiti Energia	256
Gas Rimini	253
Edison	250
Aimag	227
Aim Vicenza	222
Altri	5.705
TOTALE	29.240

OPERATORE	2014 PDR Serviti
Società Italiana per il Gas	5.192.607
2I Rete Gas	3.790.994
A2A Reti Gas	1.216.494
Hera	1.114.019
Napoletana Gas	749.307
Toscana Energia	709.904
AcegasApsAmga	479.165
Centria	473.132
Azienda Energia Servizi – Torino	465.623
Gas Natural Distribuzione Italia	442.322
Iren Emilia	395.002
Ascopiave	333.635
Genova Reti Gas	322.806
Linea Distribuzione	265.612
Erogasmet	235.316
	207.044
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	185.540
Sgr Reti	172.723
AgsM Distribuzione	155.670
Amg Energia	151.508
Altri	6.145.030
TOTALE	23.203.453

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 per l'Energia Elettrica ed il Gas 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, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lazio in data 19 settembre 2014.

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

Con la delibera 26 giugno 2014, n. 310/2014/R/GAS, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10% e le modalità operative per l'acquisizione da parte dell'Autorità dei dati relativi al VIR, necessari per le verifiche di cui al DL 145/13. La deliberazione definisce inoltre le procedure per la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 1, comma 16, del medesimo decreto-legge. Successivamente, in data 7 agosto 2014, con la delibera n. 414/2014/R/GAS, l'Autorità ha definito i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari *benchmark* da utilizzare nell'analisi per indici di cui all'articolo 16, comma 1, della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, ai sensi dell'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13. Avverso questo provvedimento RetiPìù, 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'AEEGSI ha stabilito di differenziare distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente. Avverso questo provvedimento RetiPìù, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 07 novembre 2014. Ricorso che è stato respinto con sentenza del 19 ottobre 2015. Sentenza appellata al Consiglio di Stato, in data 16 gennaio 2016.

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

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

Nel corso degli ultimi mesi del 2015, con la pubblicazione dei primi 14 bandi, sui 95 giunti in scadenza, ha avuto avvio l'iter procedimentale per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale. Iter che

sembra essere pesantemente condizionato e rallentato dalla complessità amministrativa creata dall'imponente apparato normativo prodotto in questi anni.

In data 11 marzo 2016 l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico e l'Autorità Garante per la Concorrenza del Mercato hanno presentato una segnalazione al Governo ed al Parlamento proponendo una serie di aggiustamenti alla normativa in materia di gare d'ATEM per l'affidamento del servizio di distribuzione gas metano. In sintesi le Autorità propongono di ripristinare le sanzioni per i comuni ritardatari ed estenderle alle violazioni dell'iter procedurale da parte dei distributori; allargare la partecipazione alle gare in ATI a soggetti diversi da quelli della distribuzione, come quelli finanziari; riconoscere al gestore uscente fin dall'attuale tornata di gare solo il valore di RAB; rivedere i termini di pubblicazione dei vari raggruppamenti per porre rimedio all'attuale eccessiva concentrazione delle scadenze.

Contesto di riferimento: la distribuzione dell'energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPù S.r.l. 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 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 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 ha approvato la bozza del decreto legislativo attuativo della Legge delega e contenente il "Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale". Il decreto, in particolare, fissa i seguenti principi:

- precisazione dell'ambito di applicazione, con esclusione delle normative speciali di settore: servizio idrico integrato, servizio di gestione integrata dei rifiuti, trasporto pubblico locale, servizio di distribuzione

dell'energia elettrica, servizio di distribuzione del gas naturale e gestione del servizio farmaceutico. Viene, inoltre, precisato che le disposizioni in materia di modalità di affidamento dei servizi integrano e prevalgono sulle normative di settore, con la deroga per alcuni settori speciali (gas naturale ed energia elettrica);

- indicazione dei principi generali per l'assunzione, la regolazione e la gestione dei servizi pubblici locali di interesse economico generale; È previsto che l'individuazione delle attività di interesse generale, il cui svolgimento sia necessario al fine di assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunità locali in condizioni di accessibilità fisica ed economica, di continuità e non discriminazione e ai migliori livelli di qualità e sicurezza, sia funzione fondamentale dei comuni e delle città metropolitane. Tale individuazione è effettuata previa verifica che le attività non siano già fornite e non possano essere fornite da imprese operanti secondo le normali regole di mercato, in modo soddisfacente e a condizioni coerenti con il pubblico interesse come definito dall'amministrazione, in termini di prezzo, caratteristiche obiettive di qualità e sicurezza, continuità e accesso al servizio. Viene, inoltre, precisato che la verifica dell'idoneità del mercato a soddisfare le esigenze di interesse pubblico possa essere effettuata mediante una consultazione pubblica, da svolgersi con modalità adeguate e proporzionate alle caratteristiche del servizio, anche per via telematica,
- introduzione di specifiche e tassative modalità di gestione del servizio. L'ente competente all'organizzazione del servizio sceglie la modalità di gestione dello stesso tra le seguenti opzioni: affidamento mediante procedura a evidenza pubblica, affidamento a società mista, il cui socio privato sia stato scelto con procedura a evidenza pubblica, gestione diretta, in economia, mediante azienda speciale o mediante affidamento in house, nei limiti fissati dall'ordinamento dell'Unione europea. La scelta è effettuata con provvedimento motivato dell'ente competente, che dà conto delle ragioni e della sussistenza dei requisiti previsti dall'ordinamento dal diritto europeo per la forma di gestione prescelta;
- riordino della disciplina in materia di proprietà e gestione delle reti, degli impianti e delle altre dotazioni patrimoniali essenziali. La durata del periodo di affidamento, che è fissata dall'ente concedente in funzione della prestazione richiesta, in misura proporzionata all'entità e alla durata degli investimenti e comunque in misura non superiore al periodo necessario ad ammortizzare i programmi di investimento previsti in sede di affidamento. Alla scadenza del periodo di affidamento e in esito al nuovo affidamento, le reti, gli impianti e le altre dotazioni patrimoniali essenziali per la prosecuzione del servizio, non essendo duplicabili a costi socialmente sostenibili, sono assegnati al nuovo gestore. Analogamente si procede in caso di cessazione anticipata. Nel caso di durata dell'affidamento inferiore rispetto al tempo di recupero dell'ammortamento ovvero di cessazione anticipata, si prevede, a carico del gestore subentrante, un indennizzo pari al valore contabile non ancora ammortizzato, rivalutato attraverso pertinenti deflatori fissati dall'Istat e al netto di eventuali contributi pubblici direttamente riferibili agli investimenti stessi;
- riordino e razionalizzazione delle regole in materia di organizzazione dei servizi, anche mediante la definizione degli ambiti territoriali ottimali. Salvo quanto previsto dalle discipline di settore e anche al fine di favorire i processi di aggregazione dei gestori, i servizi pubblici locali di interesse economico generale a rete sono organizzati per ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei, che non possono essere inferiori a quelli del territorio provinciale. Le funzioni di organizzazione dei servizi, compresa la scelta della forma di gestione, la determinazione delle tariffe all'utenza, l'affidamento della gestione e la relativa vigilanza sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali;
- introduzione di regole certe in tema di distinzione tra funzioni di regolazione e funzioni di gestione;
- razionalizzazione delle funzioni affidate alle Autorità indipendenti, al fine di assicurare la trasparenza nella gestione e nell'erogazione dei servizi; Nei rispettivi ambiti di competenza, le Autorità indipendenti di regolazione settoriale predispongono schemi di bandi di gara e contratti tipo e individuano i costi standard dei diversi servizi pubblici locali di interesse economico generale, nonché i livelli minimi di qualità degli stessi. Al fine di migliorare il sistema di regolazione del ciclo dei servizi di gestione dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, e per garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee sull'intero territorio nazionale di adeguati livelli di qualità sono attribuiti all'Autorità di regolazione per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, ridenominata ARERA, penetranti poteri di regolazione. Tale Autorità può, infatti, emanare di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, definire i livelli di qualità dei servizi, tutelare i diritti degli utenti anche tramite la valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli stessi, verificare la corretta redazione dei piani di ambito e fissare criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

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

Nel quadro della più ampia delega al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche, il Parlamento, con l'articolo 18 della legge 7 agosto 2015, n. 124, ha delegato il Governo ad intervenire sulla disciplina delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche, al fine di assicurare la chiarezza delle regole, la semplificazione normativa e di garantire la tutela e promozione del fondamentale principio della concorrenza

Il Consiglio dei ministri, in data 20 gennaio 2016, ha approvato il testo del decreto legislativo di riordino della disciplina delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche in attuazione dell'articolo 18 della legge 7 agosto 2015, n. 124. Nello specifico il Testo Unico contiene le seguenti principali disposizioni:

- precisazione dell'ambito di applicazione del decreto alle 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;
- previsione di condizioni e limiti per la costituzione, acquisizione o mantenimento delle partecipazioni pubbliche. Le amministrazioni pubbliche non possono, direttamente o indirettamente, costituire società aventi per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessarie per il perseguimento delle proprie finalità istituzionali, né acquisire o mantenere partecipazioni, anche minoritarie, in tali società
- rafforzamento degli oneri motivazionali posti a presidio della scelta di costituire società a partecipazione pubblica. L'atto deliberativo essere inviato prima della sua adozione alla Corte dei Conti e deve essere motivato con riferimento alla necessità della società per il perseguimento delle finalità istituzionali, evidenziando, altresì, gli obiettivi gestionali cui deve tendere la società stessa, sulla base di specifici parametri qualitativi e quantitativi, nonché le ragioni e le finalità che giustificano la scelta, anche sul piano della convenienza economica e in considerazione della possibilità di destinazione alternativa delle risorse pubbliche impegnate, nonché di gestione diretta o esternalizzata del servizio affidato;
- introduzione di stringenti obblighi di dismissione nei casi in cui le partecipazioni societarie già detenute non siano inquadrabili nelle categorie previste dallo stesso decreto;
- razionalizzazione della governance delle società a controllo pubblico, con particolare riferimento alle ipotesi di crisi aziendale;
- introduzione di specifici requisiti per i componenti degli organi amministrativi delle società; - I componenti dell'organo amministrativo di società a controllo pubblico debbano possedere, ferme restando le norme già vigenti in materia di incompatibilità e inconferibilità 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. L'organo amministrativo è, di regola, costituito da un amministratore unico, salvo il caso in cui l'assemblea della società disponga, per specifiche ragioni di adeguatezza organizzativa, che la stessa sia amministrata da un consiglio di amministrazione composto da tre o cinque membri,
- coordinamento delle disposizioni vigenti in tema di responsabilità degli enti partecipanti e dei componenti degli organi delle società partecipate. I componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società partecipate sono 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;
- introduzione della struttura competente per il controllo e il monitoraggio sull'attuazione del decreto;
- coordinamento della disciplina nazionale in materia di in house providing con quella europea e, in particolare, con le nuove disposizioni dettate dalla direttiva 2014/24/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sugli appalti pubblici. È previsto che nelle società a controllo pubblico titolari di contratti pubblici ricevuti in affidamento diretto non vi sia partecipazione di capitali privati, ad eccezione di quella prevista da norme di legge e che avvenga in forme che non comportino controllo o potere di veto, né l'esercizio di un'influenza determinante sulla società controllata. Inoltre, l'amministrazione pubblica o le amministrazioni pubbliche socie devono esercitare sulla società un controllo analogo a quello esercitato sui propri servizi;
- riordino della disciplina in materia di quotazione delle società a controllo pubblico in mercati regolamentati;
- razionalizzazione delle disposizioni vigenti in tema di reclutamento del personale e previsione di particolari meccanismi di valutazione periodica delle partecipazioni pubbliche.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico. 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.

Il 2015 ha visto l'applicazione dei principi contenuti nel quarto periodo regolatorio del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dal testo della RTDG ('Regolazione Tariffaria dei Servizi di Distribuzione e Misura del Gas per il periodo 2014-2019') approvato con delibera 573/2013/R/gas e successivamente integrato dalla delibera 367/2014/R/gas. I principali criteri regolatori utilizzati nel 2015 sono i seguenti:

- aggiornamento biennale del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), fissato per il biennio 2014-15 al 6,9% per il servizio di distribuzione e al 7,2% per quello di misura (nel 2013 erano rispettivamente il 7,7% e l'8,0 %);
- la metodologia di aggiornamento delle tariffe "price - cap" viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale che viene fissato, con efficacia fino all'anno 2016, pari all'1,7% per i costi operativi afferenti il servizio di distribuzione e pari allo 0% per i costi operativi afferenti il servizio di misura e di commercializzazione;
- i nuovi contributi incassati vengono portati in detrazione sia dalla quota ammortamento sia dal capitale investito, con un opportuno degrado annuo, ai fini della determinazione della remunerazione del capitale stesso.
- il lag regolatorio nel riconoscimento tariffario degli investimenti rispetto all'anno di contabilizzazione a bilancio è stato ridotto a un anno (erano due anni fino al 2013).

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. Gli effetti delle disposizioni decorreranno dall'avvio delle gestioni d'Ambito, quindi dopo l'esito delle nuove gare per l'affidamento delle concessioni a livello di Ambiti Territoriali Minimi (ATEM). Per la determinazione della quota annua di ammortamento riconosciuta ai fini tariffari viene previsto l'allungamento delle vite utili regolatorie in coerenza con i valori adottati nel decreto 226/11 ed in coincidenza con l'assegnazione delle concessioni per ambito tramite gara, con l'obiettivo di bilanciare il potenziale aumento delle tariffe dovuto al riconoscimento del differenziale VIR-RAB nelle nuove gestioni. Sono stati inoltre definiti i criteri per la rivalutazione delle cosiddette RAB 'deprese', cioè quelle situazioni in cui il livello delle immobilizzazioni lorde di località sia inferiore al 75% del valore derivante dall'applicazione del modello econometrico contenuto nella delibera 310/2014/R/gas. I costi operativi relativi al servizio di distribuzione nel caso di gestioni per ambito vengono fissati dall'Autorità in funzione delle dimensioni e della densità d'ambito. Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe per i primi due anni successivi all'anno di affidamento del servizio mediante gara d'ambito viene fissato pari allo 0%. Per gli anni successivi, il tasso di riduzione annuale sarà pari a quello previsto per le vecchie gestioni comunali per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti. 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. Il valore iniziale delle immobilizzazioni di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del valore di rimborso di cui all'articolo 5 del decreto 226/11 riconosciuto al

gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente e del valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori negli altri casi. Il valore di rimborso al termine del primo periodo di affidamento d'ambito viene determinato come somma di:

- valore residuo dello stock esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento;
- valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio del costo storico rivalutato per il periodo in cui gli investimenti sono riconosciuti a consuntivo, come previsto dall'Articolo 56 della RTDG (anni 2013, 2014 e 2015) e come media tra il valore netto determinato sulla base del criterio del costo storico rivalutato e il valore netto determinato sulla base delle metodologie di valutazione a costi standard per il periodo successivo.

Con delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha approvato i 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.

Con la deliberazione 147/2015/R/gas l'Autorità ha determinato le tariffe di riferimento "provvisorie" per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2015 sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, lettera a), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2014.

Con la deliberazione 99/2016/R/gas l'Autorità ha stabilito le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2014, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera b), della RTDG. Ai fini di tale determinazione vengono recepite istanze di rideterminazione tariffaria e di applicazione della tariffa di ufficio con decorrenza dall'anno 2015 e vengono considerate istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2016

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 dicembre 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.

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: 66/2012/R/gas, 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. Da ultimo con la delibera 258/2015/R/com, l'Autorità ha meglio precisato i meccanismi ed i criteri di copertura dei costi del servizio sostenuti dal distributore. Rispetto ai ricorsi presentati da RetiPù il TAR di Milano, con la sentenza n. 216/2016, pubblicata il 2 febbraio 2016, ha respinto i ricorsi proposti da RetiPù contro le Delibere 533/2013 e 84/2014 approvate dall'Autorità per disciplinare il servizio di default.

L'Autorità, nel corso del 2015, con la Delibera 554/2015/R/gas ha modificato ulteriormente gli obblighi previsti dalla Delibera ARG/gas n. 155/08 relativi all'introduzione della telelettura/telegestione dei misuratori gas. In particolare l'Autorità, ha fissato che il soggetto responsabile del servizio di misura è tenuto a installare e mettere in servizio i gruppi di misura conformi ai requisiti funzionali richiesti nei punti di riconsegna della rete di distribuzione del gas naturale in cui opera, soddisfacendo al minimo il seguente programma temporale:

- con riferimento ai punti di riconsegna con classe del gruppo di misura maggiore di G40, il 100% in servizio dei punti di riconsegna esistenti alla data del 29 febbraio 2012;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G40: il 95% in servizio entro il 31 dicembre 2013; il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2014;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G25 e G16: il 25% in servizio entro il 31 dicembre 2013; il 60% in servizio entro il 31 dicembre 2014; il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G10: il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2014; il 30% in servizio entro il 31 dicembre 2015; il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2016; l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2017; il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura minore o uguale a G6:
 - per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013: il 3% installato entro il 31 dicembre 2014; il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015; il 10% installato entro il 31 dicembre 2015; il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2016; il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2017; il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
 - per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014: il 3% installato entro il 31 dicembre 2015; il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2016; il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2017; il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
 - per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 al 31 dicembre 2015: l'8% in servizio entro il 31 dicembre 2018.

Con la Deliberazione 296/2015/ARG/com del 22 giugno 2015, l'Autorità ha approvato il "Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF)" che impone, tra l'altro, l'obbligo per le imprese di distribuzione del gas e di distribuzione dell'energia elettrica di assicurare che "....la denominazione sociale, il marchio, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo dell'impresa, siano in uso esclusivo alla stessa e non contengano alcun elemento di tipo testuale o grafico che possa essere in alcun modo ricollegato alle attività di vendita di energia elettrica o di gas naturale svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre imprese del gruppo societario di appartenenza di questa e che possano ingenerare confusione per il pubblico". L'articolo 17 del TIUF precisa, tra l'altro, che "...vi è un rischio di confusione per il pubblico quando da una valutazione globale relativa alla somiglianza visuale, auditiva o concettuale delle politiche di comunicazione, della denominazione sociale, del marchio, della ditta, dell'insegna o degli altri segni distintivi dell'impresa di distribuzione, il pubblico sia indotto a ritenere che essi siano ricollegabili alla stessa impresa verticalmente integrata o ad altre imprese del gruppo di appartenenza di questa." Inoltre l'art. 15 TIUF stabilisce l'obbligo per le

imprese di distribuzione di nominare il cosiddetto “Responsabile della conformità” a cui competono i seguenti obblighi fissati dall’art. 16 del TIUF: “Il Responsabile della conformità verifica 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. Il Responsabile della conformità verifica l’attuazione del Programma di adempimenti di cui al comma 14.5 e redige una Relazione annuale sulle misure adottate, da trasmettere all’Autorità, nella quale sono illustrate, tra le altre cose, le verifiche svolte ai sensi del comma 16.1. Il Responsabile della conformità è autorizzato ad effettuare comunicazioni all’Autorità circa gli adempimenti in materia di separazione funzionale senza preventiva informativa al Gestore Indipendente o all’impresa verticalmente integrata”.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica

Il 2015 è l’ultimo anno del quarto periodo di regolazione tariffaria (2012-2015) dei servizi di Trasmissione, Distribuzione e Misura di energia elettrica. I testi integrati di riferimento (TIT per Trasmissione e Distribuzione e TIME per la Misura) sono stati approvati con delibera ARG/elt 199/11.

In particolare l’attuale periodo di regolazione 2012-2015 presenta i seguenti elementi caratterizzanti di sostanziale continuità con il precedente periodo:

- per il biennio 2014-2015 l’AEEGSI ha aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito, riducendolo dal 7,6% al 6,4% sulla base dei valori dei rendimenti del BTP decennale. Con la deliberazione n. 597 del dicembre 2014, l’Autorità ha avviato il procedimento per l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, relativo al nuovo periodo regolatorio 2016-2019;
- i costi operativi riconosciuti in tariffa sono soggetti ad un fattore di riduzione annuale reale (X-factor) pari al 2,8% per le attività di distribuzione e al 7,1% per le attività di misura (nel precedente periodo 1,9% per le attività di distribuzione e 5% per le attività di misura);
- per alcune tipologie di investimento (trasformatori a basse perdite MT e BT, investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici, investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie in area ritenute critiche per effetto delle generazione distribuita, definite ai sensi del TICA, ecc.) viene riconosciuta una maggiore remunerazione del capitale investito (+1,5%);
- le tariffe di distribuzione da applicare ai clienti finali sono fissate dall’Autorità, fermo restando un vincolo complessivo sui ricavi tariffari che ciascun esercente consegue dal servizio di distribuzione;
- un meccanismo di rimborso forfetario a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con i misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n.296/06

Con la delibera 2 aprile 2015 146/2015/r/eel, l’Autorità ha determinato le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica e a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, di cui ai commi 7.1 e 7.2 del TIT, per l’anno 2015.

Con la delibera 29 dicembre 2011 ARG/elt-198/11 l’Autorità ha approvato il “Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo 2012-2015 (TIQE)”. Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l’attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l’effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema. I clienti finali, e dall’anno 2013 anche i produttori, che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico, vengono informati dall’esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell’indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Le imprese distributrici comunicano annualmente all’Autorità: i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l’ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell’anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell’anno precedente). Per alcune prestazioni (richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per le attività di distribuzione e misura) non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l’andamento della qualità commerciale e di individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *“Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)”*, il quale prevede che il venditore sia l’interfaccia unica del customer care per i clienti finali, dall’1 luglio 2009 sono in vigore due standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore. Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall’Autorità possono ricevere un indennizzo economico. Con l’obiettivo di promuovere l’adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, questi ultimi, per avere diritto a tali indennizzi, devono aver inviato all’impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell’impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall’Autorità. Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L’impresa distributrice trattiene una quota predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la CSEA per il settore elettrico. Alla CSEA è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati. Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate.

Con la delibera 22 dicembre 2015 646/2015/R/eel l’Autorità ha approvato il *“Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”*.

Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano

Anche il 2015 ha visto 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, che 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. Di conseguenza è solo con l’autunno che le prime stazioni appaltanti hanno potuto completare le attività propedeutiche all’indizione delle gare d’ambito previste dalla nuova normativa e bandire i primi 14 bandi, avviando le relative procedure di gara, che verranno esperite nel corso del 2016.

L’attività di gestione nel corso del 2015 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Gas metano	2015	2014
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.179	207.044
Gas distribuito (smc)	330.800.863	305.919.640
Attività su richiesta dei clienti finali	557	588
Attività su richiesta delle società di vendita	15.871	16.043
Attività in pronto intervento	2.681	2.708
Switch gestiti	16.518	16.349
Bonus gas gestiti	5.959	6.452
Pratiche di default gestite	169	365
Società di vendita attive	111	87

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano una riduzione rispetto al dato 2014 dovuto al perdurare della crisi immobiliare che impatta negativamente sulla domanda di nuovi allacciamenti e lavori connessi da parte dei clienti. Il calo delle attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di

vendita è stato compensato dall'internalizzazione dell'attività di posa e messa in servizio dei contatori elettronici mass-market, che ha permesso di saturare le risorse disponibili.

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 per l'energia elettrica ed il gas, in riferimento ad attivazioni, riattivazioni, disattivazioni, preventivi ed esecuzione lavori semplici e complessi.

RetiPiù ha confermato anche nel 2015 i livelli di eccellenza raggiunti negli ultimi anni in relazione agli standard di qualità e sicurezza stabiliti dall'Autorità.

Servizio GAS	2015	2014
Livelli Specifici di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Preventivazione per lavori semplici	97,3%	98,0%
Preventivazione di lavori complessi	100,0%	95,1%
Esecuzione di lavori semplici	94,7%	86,5%
Attivazione della fornitura	99,7%	99,6%
Disattivazione della fornitura	99,9%	100,0%
Riattivazione in caso di distacco per morosità	98,8%	99,7%
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	99,6%	100,0%
Verifica gruppo di misura	96,3%	88,5%
Verifica della pressione di fornitura	100,0%	100,0%
Fascia di puntualità per appuntamenti	99,9%	99,9%
Dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura	100,0%	100,0%
Altri dati tecnici	82,0%	92,7%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100,0%	96,6%
Risposta reclami o richieste scritte	97,3%	94,5%
Pronto intervento	% rispetto	% rispetto
Chiamate telefoniche per pronto intervento	96,4%	98,6%
Uscite per pronto intervento	99,3%	100,0%

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 2015 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Energia Elettrica	2015	2014
Concessioni gestite	1	1
POD	25.427	25.047
Energia elettrica distribuita (kWh)	133.653.561	101.830.812
Attività su richiesta dei clienti finali	68	70
Attività su richiesta delle società di vendita	3.814	2.838
Attività in pronto intervento	338	384
Switch gestiti	1.253	1.396
Bonus energia gestiti	727	479
Produttori gestiti	251	230
Società di vendita attive	55	52

Le attività svolte su richiesta delle società di vendita hanno visto un consistente aumento rispetto al dato del 2014 a causa delle prestazioni effettuate per alimentare gli impianti TLC a banda larga. Le altre attività risultano in linea con quelle dall'anno precedente. Va segnalato 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 il 10% dell'elettricità consumata e autoprodotta.

Anche nel 2015 RetiPiù 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	2015 % rispetto	2014 % rispetto
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	100,0%	100,0%
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	100,0%	100,0%
Esecuzione di lavori semplici	100,0%	100,0%
Attivazione della fornitura	99,9%	99,9%
Disattivazione della fornitura	99,7%	99,6%
Riattivazione per morosità	98,9%	98,9%
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	99,8%	100,0%
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	57,1%	90,0%
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	100%	100,0%
Richiesta altri dati tecnici	88,9%	91,7%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100,0%	100,0%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione	100,0%	87,0%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura	100,0%	100,0%
Risposta a richieste di informazioni riguardanti la conoscenza del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete	100,0%	100,0%
Pronto intervento	% rispetto	% rispetto
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 8.00 alle ore 18.00	100,0%	100,0%
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 18.00 alle ore 8.00 e nei giorni non lavorativi	100,0%	100,0%

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

RetiPiù opera nel settore dell'illuminazione pubblica. Un settore che 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. Nel corso del 2015 si è completato il processo di riorganizzazione della struttura aziendale dedicata a questo servizio, potenziandone le dotazioni tecnologiche ed informatiche, rendendola in grado di offrire alle pubbliche amministrazioni una gestione integrata del servizio di illuminazione: dalla fase di progettazione e finanziamento, all'installazione e manutenzione, alla gestione del contratto di energia elettrica per finire con l'applicazione delle tecnologie «smart city». Questo ha permesso di acquisire un nuovo contratto di manutenzione ordinaria di un nuovo impianto

L'attività di gestione nel corso del 2015 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Illuminazioni pubblica	2015	2014
Concessioni gestite	1	1
Contratti di manutenzione gestiti	1	0
Punti luce gestiti	8.950	6.495

Oltre questo servizio 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.

Linee di sviluppo aziendale e analisi della redditività prospettica

La mission di RetiPiù 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, 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 di eliminare completamente l'utilizzo di supporti cartacei;
- sviluppare sinergie con le altre società del Gruppo per massimizzare le competenze e le professionalità tecniche presenti in RetiPiù, evitando la duplicazione di funzioni all'interno del Gruppo stesso;
- continuare lo sviluppo del progetto di miglioramento continuo iniziato nel 2009, 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.

Per quanto riguarda il piano investimenti RetiPiù, 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 e delle apparecchiature utilizzate dal personale.

Persone e gestione operativa

Le persone di RetiPiù 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 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.

Alla data del 31 dicembre 2015, centotrentasei persone lavoravano in RetiPiù, formando la seguente struttura operativa:

Organico	Numero dipendenti al 31/12/2015	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2014
Dirigenti	3	3	3
Quadri	10	10	10
Impiegati	63	61,52	62
Operai	60	62,92	65
TOTALE	136	137,44	140

Nel corso del 2015 è stata indetta una selezione di personale per l'individuazione di una risorsa specialistica per integrare e potenziare le strutture di progettazione aziendali in previsione dell'intenso carico di attività connesse all'avvio delle gare d'Ambito per l'affidamento delle concessioni gas.

La struttura organizzativa della società, continua ad essere interessata dal progetto di miglioramento continuo, avviato nel 2009, 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.

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 alla pianificazione e preparazione preventiva per le previste gare d'ambito.

Le iniziative attuate nel 2015 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:

- R+Click: il progetto ha l'obiettivo di permettere la gestione informatizzata di tutti i flussi documentali aziendali, attraverso la loro smaterializzazione e digitalizzazione. Il progetto avviato nel 2013 si è concluso nel 2015 con l'informatizzazione di tutte le fasi di gestione dei documenti, dalla loro predisposizione o acquisizione, alla loro condivisione e archiviazione. Questo progetto, oltre a ridurre drasticamente gli archivi cartacei, ha permesso di migliorare e razionalizzare tutti i flussi informativi aziendali, velocizzandoli e consentendo un recupero di efficienza operativa e gestionale lungo tutta la filiera organizzativa.
- R+Open: il programma persegue l'obiettivo di massimizzare la trasparenza e l'efficacia dei processi di acquisto aziendali attraverso l'utilizzo delle più avanzate tecnologie informatiche di e-procurement. Nel 2015, con il consolidamento del nuovo portale internet e la sperimentazione delle prime aste elettroniche si è conclusa la prima fase del programma.
- R+InCampo: il piano è finalizzato a informatizzare e digitalizzare tutte le attività svolte in campo dal personale operativo e tecnico, riducendone i tempi e le possibilità di errore. In particolare nel 2015 è stata completata la prima fase che, con l'introduzione dei nuovi rugged pc di ultima generazione, che hanno sostituito i vecchi

palmari, ha portato alla realizzazione di un nuovo applicativo mobile che consente l'integrazione con il sistema documentale aziendale per l'acquisizione informatizzata di tutti i rapporti di lavoro generati sul campo e firmati digitalmente dai clienti finali.

- R+Traccia: il progetto è finalizzato a potenziare le strutture informatiche territoriali aziendali a supporto delle attività tecniche. Nel 2015 si sono avviati le attività per potenziare le dotazioni informatiche aziendali 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.

Sono, inoltre, proseguite le iniziative di valorizzazione delle competenze interne mediante la ricollocazione di personale finalizzata alla internalizzazione di tutte le attività di installazione dei contatori elettronici gas mass-market. Il piano di installazione ha avuto inizio nel mese di aprile 2015 una volta concluse le operazioni di approvvigionamento dei misuratori G4 e G6. Alla fine di dicembre risultavano installati e messi in servizio più di 15.000 contatori G4 e G6 con una percentuale di raggiungibilità di quasi il 99%.

Anche l'attività di formazione del personale rappresenta nella cultura di RetiPiù un elemento fondamentale per il successo aziendale, permettendo il corretto sviluppo dei processi riorganizzativi e la gestione del cambiamento. Nel 2015 il 100% del personale è stato interessato da attività di formazione ed aggiornamento.

Con riferimento alle relazioni sindacali, nel 2015 il rapporto tra RetiPiù e le Organizzazioni Sindacali è proseguito in un clima di proficua collaborazione su tutte le principali tematiche riorganizzative aziendali.

RetiPiù ha un 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 la certificazione ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale". Le visite ispettive effettuate nel 2015 dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alla norme, si sono concluse tutte con esito positivo.

Investimenti

RetiPiù da sempre investe molte risorse per mantenere un costante livello di efficienza e sicurezza dei propri impianti, ricercando soluzioni innovative e tecnologicamente avanzate.

Tutti gli investimenti effettuati sono stati finalizzati a migliorare gli standard di qualità e sicurezza del servizio ed ad aumentare l'efficienza del sistema distributivi gas ed energia elettrica nel loro complesso.

Gli investimenti realizzati nel corso del 2015, per un totale di 9,4 milioni di euro, sono stati finalizzati a rispondere alle richieste dei clienti, a migliorare gli standard di qualità e sicurezza del servizio ed ad aumentare l'efficienza del sistema distributivi gas ed energia elettrica nel loro complesso.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2015

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	-
Marchi	27
Software	354
Altre immobilizzazioni immateriali	171
Concessioni	657
Immobilizzazioni immateriali in corso	1.045
Totale immobilizzazioni immateriali	2.254

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)
Terreni e fabbricati	403
Rete e impianti	2.036
Attrezzature e strumenti di misura	4.177
Altri beni	149
Impianti in costruzione	334
Totale immobilizzazioni materiali	7.099

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.

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 DM 28 dicembre 2012 ha fissato gli obiettivi di risparmio di energia primaria, espressa in numero di TEE, in capo ai distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali per il quadriennio 2013-2016, che per questo vengono definiti "soggetti obbligati", e ha assegnato al GSE la responsabilità della gestione della valutazione dei progetti di efficienza, ha introdotto rilevanti aggiornamenti soprattutto in merito alla possibilità di rendicontare risparmi conseguibili esclusivamente attraverso progetti nuovi (o in corso di realizzazione) e vietando, altresì, il cumulo dei CB con altri incentivi statali.

Il GSE comunica ai distributori di energia elettrica e gas, soggetti all'obbligo, la rispettiva quota di obiettivo, determinata dal rapporto tra la quantità di energia elettrica e/o gas distribuita dalla singola impresa ai clienti finali connessi alla propria rete, e dall'impresa stessa autocertificata, e la quantità di energia elettrica e/o gas distribuita sul territorio nazionale da tutti i soggetti obbligati, definita annualmente dall'Autorità e conteggiata nell'anno precedente all'ultimo trascorso. Con riferimento all'anno d'obbligo 2015, l'Autorità ha identificato 61 imprese di distribuzione di energia elettrica e gas naturale soggette ad un obbligo cumulato di risparmio pari a 7,75 MTEE, di cui 13 distributori che operano nel settore dell'energia elettrica (a cui è assegnato un obiettivo di 4,26 Milioni di TEE) e 48 distributori operanti nel settore del gas naturale (per un obiettivo di 3,49 Milioni di TEE).

Entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori obbligati devono dimostrare di aver conseguito il loro obiettivo specifico annuale, nella misura minima del 50% (il DM 28/12/2012 stabilisce questa soglia minima per gli anni d'obbligo 2013 e 2014; a partire dall'anno d'obbligo 2015 la soglia minima sarà del 60%), consegnando al Gestore dei Servizi Energetici Titoli di Efficienza Energetica equivalenti, in volume e tipologia, a tale obiettivo. A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario.

Con la delibera 23 gennaio 2014 n.13/2014/R/efr l'Autorità ha definiti i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di titoli di efficienza energetica, correlandolo al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 Giugno di ogni anno, verrà definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato (t+1), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo di calcolo è impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE.

Con la determina 29 giugno 2015, DMEG/EFR/13/2015, il Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità ha stabilito in 105,83 €/TEE il contributo tariffario definitivo per l'obbligo 2014 ed in 108,13 €/TEE il contributo tariffario a preventivo per l'obbligo 2015.

Per l'anno d'obbligo 2015, il GSE ha comunicato RetiPìù una quota d'obbligo di 43.920 TEE, pari all'1,26% del quantitativo nazionale, che dovranno essere conseguiti entro il 31 maggio 2016.

A maggio 2015 RetiPìù ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 46.401 Titoli di Efficienza Energetica, conseguendo il 100% dell'obiettivo specifico 2014, fissato in 35.611 TEE, pari all'1,17% del quantitativo nazionale, e il 100% del residuo degli obiettivi relativi agli anni precedenti.

Attività di comunicazione

Il 28 settembre 2015, l'Assemblea dei soci, ha deliberato di modificare, con effetto dal 28 ottobre 2015, la denominazione della società da Gelsia Reti in "RetiPìù Srl", adottando un nuovo logo. La decisione si è resa necessaria a seguito delle disposizioni contenute nella delibera dell'Autorità 296/15/R/com del 22 giugno 2015, che ha modificato l'art. 17 del Testo Integrato Unbundling Funzionale, imponendo l'obbligo per le imprese di distribuzione del gas e di distribuzione dell'energia elettrica di assicurare che *"...la denominazione sociale, il marchio, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo dell'impresa, siano in uso esclusivo alla stessa e non contengano alcun elemento di tipo testuale o grafico che possa essere in alcun modo ricollegato alle attività di vendita di energia elettrica o di gas naturale svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre imprese del gruppo societario di appartenenza di questa e che possano ingenerare confusione per il pubblico"*.

Pertanto, considerando che la precedente denominazione sociale "Gelsia Reti", contenendo il termine "Gelsia", era immediatamente ricollegabile alla società del gruppo che svolge l'attività di vendita, e che il marchio G+Nuove Reti risultava graficamente riconducibile al logo di Gelsia, si è reso necessario definire una nuova denominazione sociale ed un nuovo marchio aziendale. Innanzitutto sono stati individuate tre possibili nuove denominazioni, sulla base delle quali sono stati sviluppati tre concept grafici applicabili su ciascun naming.

Riguardo al naming "RetiPìù" è apparsa la denominazione più efficace, connotando in modo immediato il business della società (la gestione delle Reti), rafforzandolo con il tratto distintivo PIU', che oltre a mantenere il collegamento fonetico con il vecchio logo (G+Nuove Reti), è evocativo di valori positivi e di sviluppo.

Tra le proposte grafiche si è scelto la soluzione più associabile alle reti, intese come infrastrutture basate sulle tubature. Metafora che è stata rafforzata visivamente, arrotondando il segno del carattere, così da renderlo più simile ad un tubatura del gas, e adottando un codice cromatico, legato in modo più immediato agli impianti del gas, quale il colore giallo, proprio delle tubazioni gas, accosta ad un colore neutro e corporate come il grigio (anche in ottica di continuità con il vecchio logo).

Il naming è stato poi rafforzato con un nuovo segno: la rete dei tubi forma un + che, oltre a valorizzare il naming e il valore positivo ad esso collegato, diventa esso stesso "brand" utilizzabile autonomamente, contenendo la declinazione grafica della denominazione sociale.

Conseguentemente, considerando che la riconoscibilità del brand aziendale da parte dei cittadini e degli amministratori del nostro territorio è un elemento fondamentale per lo sviluppo aziendale, si è reso necessario avviare una campagna istituzionale al fine di rappresentare e diffondere la nuova denominazione ed il nuovo logo, richiamando i valori caratterizzanti l'identità e la mission aziendale.

La campagna, la cui prima fase è iniziata nel mese di novembre 2015, nel presentare la nuova denominazione ed il nuovo logo, ha posto l'accento sul lavoro, la tecnologia, l'organizzazione che permettono ogni giorno di accendere il gas, legandole emozionalmente al "territorio" in cui operiamo, facendo percepire la nostra azienda vicina alle persone ed alle esigenze delle comunità locali.

La campagna proseguirà nel biennio 2016-2017 con l'obiettivo di trasformare il brand RetiPìù, da rappresentazione statica dell'identità aziendale, in un mezzo di condivisione dei nostri valori e di quelli delle comunità in cui operiamo.

Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2015 è di 155.268 migliaia di euro, contro i 153.710 migliaia di euro del 2014.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazioni
Immobilizzazioni materiali	158.243	158.762	(0,3%)
Immobilizzazioni immateriali	14.159	14.096	0,4%
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-	
Altre attività/(passività) non correnti	(5.246)	619	(947,5%)
Attività/(passività) fiscali differite	(5.368)	(7.876)	(31,8%)
Fondi per il personale	(1.594)	(1.702)	(6,3%)
Altri fondi rischi	(8.677)	(6.906)	25,6%
A - Capitale immobilizzato	151.517	156.993	(3,5%)
Rimanenze	1.072	1.110	(3,4%)
Crediti commerciali	9.796	9.543	2,7%
Debiti commerciali	(8.444)	(9.942)	(15,1%)
Crediti/(debiti) per imposte	(1.513)	(156)	869,9%
Altre attività/(passività) correnti	2.840	(3.838)	(174,0%)
B - Capitale circolante	3.751	(3.283)	(214,3%)
C - Capitale investito netto	155.268	153.710	1,0%
Capitale	77.576	77.576	0,0%
Riserve e utili a nuovo	59.964	57.662	4,0%
Utile d'esercizio	6.384	5.302	20,4%
D - Patrimonio netto	143.924	140.540	2,4%
Finanziamenti a medio e lungo termine	9.201	12.845	(28,4%)
Finanziamenti a breve termine	3.724	2.111	76,4%
Attività finanziarie a breve	(1)	(1)	0,0%
Disponibilità liquide	(1.580)	(1.785)	(11,5%)
E - Posizione finanziaria netta	11.344	13.170	(13,9%)
F - Fonti di finanziamento	155.268	153.710	1,0%

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2015 si attesta a 11,3 milioni di euro rispetto a 13,2 milioni di euro del 2014. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono circa l'81% del totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPiu caratterizzata da un elevato livello di immobilizzazioni. L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazioni
Denaro e altri valori in cassa	3	3	-
Depositi bancari e postali	1.577	1.782	(205)
Crediti verso controllante a breve termine	1	1	-
Debiti verso banche a breve	(907)	(1.660)	753
Debiti verso altri finanziatori a breve	(266)	(260)	(6)
Debiti verso controllante a breve termine	(2.551)	(191)	(2.360)
PFN corrente	(2.143)	(325)	(1.818)
Debiti verso banche a medio lungo termine	(7.150)	(10.528)	3.378
Debiti verso altri a medio lungo termine	(2.051)	(2.317)	266
PFN non corrente	(9.201)	(12.845)	3.644
PFN TOTALE	(11.344)	(13.170)	1.826

Margini finanziari e solvibilità (migliaia di euro)	2015	2014
Margine primario di struttura	(34.480)	(43.558)
Margine secondario di struttura	1.608	(3.609)
Margine di disponibilità	1.608	(3.609)
Margine di tesoreria	536	(4.718)

Quozienti finanziari e di solvibilità	2015	2014
PFN/Equity	0,08	0,09
PFN/Capitale investito netto	0,07	0,09
PFN/Ebitda	0,58	0,79
Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	73,55	43,93
Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	31,74	10,32
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	1,52	1,12
Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	0,66	0,26
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,93	0,91
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,37	0,44
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,09	0,11
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,36	0,44
Rapporto primario di struttura	0,81	0,76
Rapporto secondario di struttura	1,01	0,98
Rapporto di disponibilità	1,09	0,83
Rapporto di tesoreria	1,03	0,78

Indici finanziari e di redditività	2015	2014
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	201,9	176,3
ROE netto	4,4%	3,8%
ROE lordo	5,7%	2,6%
ROI operativo (NAT x ROS)	5,5%	2,6%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,23	0,22
ROS operativo	23,7%	11,6%

Ricerca e sviluppo

Non sono state sviluppate attività di ricerca nel corso del 2015. RetiPiù, nell'ambito della propria missione aziendale e del progetto di miglioramento avviato sin dal 2009, svolge da anni attività di innovazione e sviluppo tecnologico, finalizzata al miglioramento degli standard di qualità e sicurezza del servizio; alla riduzione degli effetti ambientali delle attività di distribuzione ed all'aumento dell'efficienza del sistema distributivo.

Nel corso del 2015 è stato avviato il progetto "R+ Open" finalizzato alla gestione di tutti i processi di approvvigionamento aziendali tramite un sistema avanzato di e-procurement. Il progetto si prefigura di 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;
- gestire digitalmente tutti i documenti aziendali e garantirne la loro conservazione sostitutiva a norma di legge, garantendo una costante attenzione all'ottimizzazione dei processi.

RetiPiù in partnership con Terranova e Fiorentini, all'interno del programma Life della Commissione Europea, ha

presentato un progetto denominato "LIFE GREEN GAS NETWORK" che è stato uno dei 225 progetti approvati dalla Commissione Europea ed ammessi al finanziamento, su un totale di 1.468 domande presentate. Il progetto ha preso l'avvio nel 2014 ed 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.

Sempre nel 2015, al termine di un'intensa attività di scouting sui sistemi di micro cogenerazione mediante celle a combustibile alimentate a idrogeno, è stata avviata, in partnership con il Politecnico di Milano, una sperimentazione di una soluzione che permette la produzione sia di calore che di energia elettrica utilizzando l'idrogeno, prodotto dal gas metano distribuito dalla rete di distribuzione, come combustibile.

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 2015, è pari ad € 77.575.801.

RetiPiù è controllata da AEB S.p.A., che detiene il 62,64% 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".

La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto cinque 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 Generali i poteri operativi di ordinaria amministrazione.

Il sistema di controllo interno di RetiPiù 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 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;
- un "controllo di secondo livello" esercitato da servizi di staff, da organismi esterni (Collegio Sindacale, Revisore Legale, Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs. 231/01) e dal Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza (L.190/2012).

La società ha adottato il proprio Codice Etico, dove sono espressi i principi di deontologia aziendale che la società riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti e partner.

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.

La società ha nominato il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ed ha adottato il "Piano di prevenzione della corruzione, della trasparenza e della integrità" ai sensi della Legge 190/2012 e D.lgs 33/2013.

Fattori di rischio normativo

I rischi di di RetiPiù 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 fa parte del Gruppo AEB-Gelsia, che costituisce un'impresa verticalmente integrata ed è quindi soggetto alla disciplina della separazione funzionale. Di conseguenza, in conformità agli obblighi di separazione funzionale prescritti dal Testo Integrato Unbundling, il Consiglio di Amministrazione della Società ha provveduto ad istituire il Gestore Indipendente con delibera approvata in data 30/06/2008 e aggiornata da ultimo in data 05/08/2014 con la nomina degli attuali componenti. Il TIU prevede che il Gestore Indipendente, al quale deve essere garantita autonomia gestionale ed organizzativa, sia assicurata la disponibilità di risorse adeguate per la sua operatività e per l'assolvimento degli obblighi di servizio pubblico connessi con l'attività che amministra, nonché per l'implementazione del piano di sviluppo, come approvato dagli organi societari competenti. Inoltre il Gestore Indipendente deve predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture dell'attività che amministra e trasmetterlo all'Autorità; segnalando, alla stessa Autorità eventuali differenze nel caso in cui il piano di sviluppo, approvato differisca da quello proposto. Il Gestore Indipendente, infine, non può essere vincolato ad acquisire beni o servizi nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata. L'art. 12 del TIU definisce gli obblighi del Gestore Indipendente, specificando che esso deve assicurare che l'attività che amministra sia gestita secondo criteri di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione. Inoltre, tale organismo deve predisporre ed aggiornare un programma di adempimenti contenenti le misure per perseguire le finalità della separazione funzionale di cui al comma 2.1 del medesimo TIU, assicurando, anche, che, a decorrere dal 31 marzo 2011, siano rispettate le disposizioni in materia di identità, politica di comunicazione e marchio, di cui all'articolo 17, comma 4, ovvero di cui all'articolo 26, comma 3, secondo periodo, delle Direttive 2009/72/CE ovvero dalla Direttiva 2009/73/CE.

Alla data del 31 dicembre 2015, RetiPiù 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 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.

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 2015 la perdurante congiuntura economica negativa ha provocato un calo della 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.

Per fronteggiare tale situazione di incertezza, RetiPiù dovrà cercare di crescere nel settore gas metano attraverso la partecipazione alle gare per gli affidamenti delle concessioni e agendo sulla struttura dei costi e sui processi organizzativi.

Rischi operativi

La società ha la responsabilità della distribuzione del gas metano ed energia elettrica, prodotti che comunque rivestono carattere di pericolosità. 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; inoltre esistono polizze assicurative a copertura dei rischi per i clienti finali stabilite direttamente dall'Autorità.

RetiPiù, 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.

L'impegno di RetiPiù 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 2015 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".

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 a gare periodiche, esperite tramite procedure aperte, che garantiscono comunque l'ottenimento di prezzi in linea con quelli di mercato

Rischi di concentrazione del fatturato e rischio credito

Il fatturato di RetiPiù 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.

RetiPiù, 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.

Il momento di crisi dell'economia genera un aumento del rischio di insolvenza dei clienti. 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. 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.

In data 28 settembre 2015 l'Assemblea dei soci ha deliberato di modificare, con effetto dal 28 ottobre 2015, la denominazione della società nella nuova: "RetiPiù Srl" e di modificare conseguentemente l'articolo 1 (uno) dello statuto sociale. Il cambio di denominazione si è reso necessario per rispettare l'obbligo, previsto dall'art. 17 del Testo Integrato Unbuilding Funzionale, a carico delle imprese di distribuzione del gas e dell'energia elettrica di assicurare che la denominazione sociale e qualunque altro elemento distintivo dell'impresa non contengano alcun riferimento che possa essere ricollegato alle attività di vendita di energia elettrica o di gas naturale svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre imprese del Gruppo di appartenenza al fine di evitare qualunque possibilità di confusione per il pubblico. Pertanto, oltre alla nuova denominazione, la società ha adottato un nuovo logo che ne caratterizzerà per il futuro l'attività.

Segnaliamo che nella Società nel corso del 2015 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 imprese collegate, controllate, controllanti e imprese sottoposte al controllo di queste ultime (art. 2428, comma 3, n. 2, C.C.)

La Società fa parte del Gruppo AEB-Gelsia controllato direttamente da AEB SpA.

RetiPiù S.r.l., è controllata da AEB S.p.A. con il 62,64% e partecipata da Gelsia Srl per una quota del 20,24%, Comune di Lissone 9,99%, ASSP S.p.A per il 6,76%, Comune di Nova Milanese 0,2%, Comune di Biassono 0,1%, Comune di Macherio 0,07%,

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.

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.

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

In data 29 gennaio 2016 sono stati adottati gli aggiornamenti al "Piano triennale di prevenzione della corruzione per il triennio 2015-2018" ed al "Codice Etico".

In data 11 marzo 2016 l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico e l'Autorità garante per la concorrenza del mercato hanno presentato una segnalazione al Governo ed al Parlamento in relazione alle procedure delle gare d'ATEM per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas naturale, con la quale "...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 propongono 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."

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:

- 1) di approvare il bilancio d'esercizio al 31.12.2015, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 6.383.979;
- 2) di destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 6.383.979 come segue:
 - 5% a Riserva Legale per Euro 319.199;
 - 2.300.000 Euro alla distribuzione quale dividendo in favore dei soci;
 - 3.764.780 Euro riserva straordinaria;
- 3) di porre in pagamento l'indicato saldo del dividendo dell'esercizio 2015 di 2.300.000 Euro, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 1 dicembre 2016.

Desio, 4 aprile 2016

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'	31.12.2015	31.12.2014
	Attività non correnti		
1	Immobili, impianti e macchinari	158.243.187	158.762.435
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-
3	Altre attività immateriali	14.159.292	14.096.452
4	Partecipazioni	-	-
	Altre attività finanziarie non correnti	-	-
5	Altre attività non correnti	252.938	515.338
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	5.748.613	5.723.718
5bis	Attività non correnti disponibili per la vendita	-	5.000.000
	Totale Attività non correnti	178.404.030	184.097.943
	Attività correnti		
6	Rimanenze	1.072.091	1.109.936
7	Crediti commerciali	9.795.615	9.543.166
8	Crediti per imposte	188.845	360.496
9	Altre attività correnti	6.198.201	5.423.829
10	Altre attività finanziarie correnti	726	885
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.579.771	1.784.848
	Totale Attività correnti	18.835.249	18.223.160
	Totale Attivo	197.239.279	202.321.103
Rif.Nota	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	31.12.2015	31.12.2014
12	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	77.575.801	77.575.801
	Riserve	59.963.764	57.661.776
	Utile (perdita) dell'esercizio	6.383.979	5.301.988
	Totale Patrimonio netto	143.923.544	140.539.565
	Passività non correnti		
13	Finanziamenti	9.201.093	12.844.822
14	Altre passività non correnti	5.499.293	4.896.782
15	Fondi per benefici a dipendenti	1.593.785	1.701.687
16	Fondi per rischi ed oneri	8.677.233	6.906.056
17	Fondo Imposte differite passive	11.117.057	13.600.509
	Totale Passività non correnti	36.088.461	39.949.856
	Passività correnti		
13	Finanziamenti	3.724.215	2.110.746
18	Debiti Commerciali	8.442.502	9.941.937
19	Debiti per imposte	1.701.900	516.945
20	Altri debiti	3.358.657	9.262.054
	Totale Passività correnti	17.227.274	21.831.682
	Totale Patrimonio netto e passività	197.239.279	202.321.103

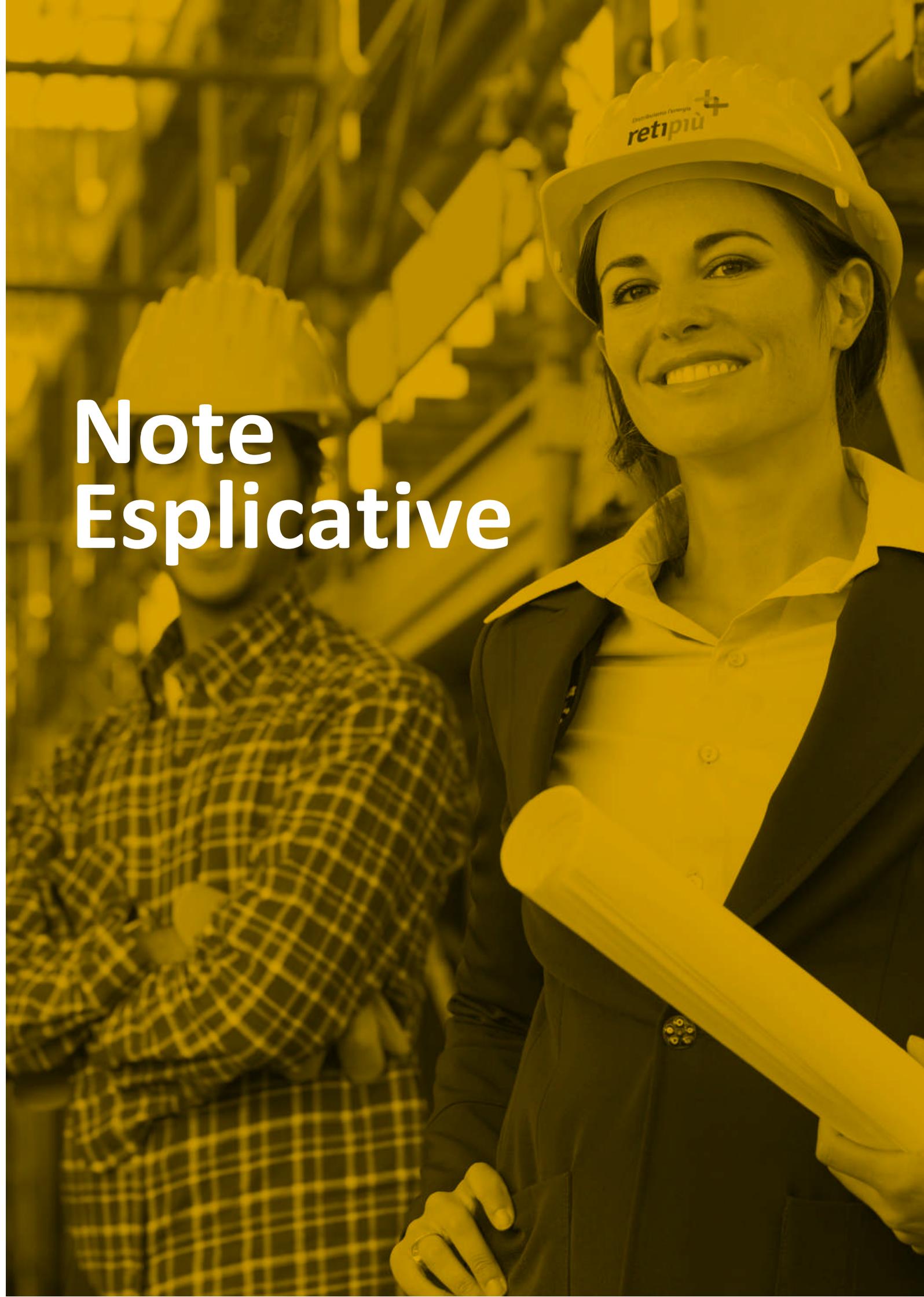
Conto economico complessivo		valori espressi in euro	
Rif.Nota		31.12.2015	31.12.2014
Ricavi dalle vendite			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.950.291	32.124.575
21a	Variazione dei lavori in corso	9.840	588
22	Altri ricavi e proventi	2.766.855	1.746.731
Totale Ricavi delle vendite		35.726.986	33.871.894
Costi operativi			
23	Acquisti	-3.627.232	-1.541.214
24	Variazione delle rimanenze	-47.685	308.434
25	Servizi	-12.516.937	-14.312.222
26	Costi per il personale	-8.101.802	-7.934.243
27	Altri costi operativi	-406.720	-583.106
28	Costi per lavori interni capitalizzati	8.620.052	6.884.928
Totale Costi operativi		-16.080.324	-17.177.423
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		19.646.662	16.694.471
Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti,			
29	Ammortamenti e svalutazioni	-8.800.324	-8.569.967
30	Accantonamenti	-2.225.130	-4.156.000
31	Ricavi e costi non ricorrenti	-144.432	-47.521
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti		-11.169.886	-12.773.488
Risultato operativo (EBIT)		8.476.776	3.920.983
Gestione finanziaria			
32	Proventi da partecipazione	-	-
32	Proventi finanziari	39.159	87.480
32	Oneri finanziari	-267.118	-380.054
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
Totale gestione finanziaria		-227.959	-292.574
33	Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte		8.248.817	3.628.409
34	Imposte	-2.459.600	-2.103.268
35	Adeguamento fiscalità differita	594.762	3.776.847
Utile (perdita) dell'esercizio		6.383.979	5.301.988
Componenti del conto economico complessivo		-	-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		6.383.979	5.301.988

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)		31.12.2015	31.12.2014
A) Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)			
	Utile (perdita) dell'esercizio	6.383.979	5.301.988
	Imposte sul reddito	1.864.838	(1.673.579)
	Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	227.959	292.574
	(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	-	-
1	Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito, <i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>	8.476.776	3.920.983
	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	2.111.180	4.006.000
	Ammortamento delle immobilizzazioni	8.719.743	8.569.967
	Svalutazione crediti	113.950	150.000
	Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali	80.581	
	Altre rettifiche per elementi non monetari	(2.616.249)	(5.352.718)
	Totale rettifiche per elementi non monetari	8.409.205	7.373.249
2	Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN <i>Variazioni del capitale circolante netto</i>	16.885.981	11.294.232
	Decremento/(incremento) delle rimanenze	37.845	(307.846)
	Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	(366.399)	2.032.363
	Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	(1.499.436)	(707.691)
	Altre variazioni del capitale circolante netto	417.420	(3.654.786)
	Totale variazioni del capitale circolante netto	(1.410.569)	(2.637.960)
3	Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN <i>Altre rettifiche</i>	15.475.411	8.656.273
	Interessi incassati/(pagati)	201.941	272.951
	Imposte sul reddito (pagate)/incassate	(3.033.321)	(1.197.586)
	Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	(340.003)	(460.307)
	Totale altre rettifiche	(3.171.383)	(1.384.943)
	Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	12.304.029	7.271.330
B) Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento			
	<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
	(Investimenti)	(7.099.142)	(6.170.972)
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	1.008.270	378.521
	<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
	(Investimenti)	(2.253.043)	(2.443.143)
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	<i>Altre finanziarie</i>		
	(Investimenti)		
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	<i>Altre attività e passività non correnti</i>	864.909	491.139
	Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	(7.479.006)	(7.744.455)
C) Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento			
	<i>Mezzi di terzi</i>		
	Incremento/(decremento) debiti verso banche	-	(253.631)
	Accensione/(rimborso)finanziamenti verso banche	(4.131.124)	(1.615.798)
	Accensione / (rimborso) finanziamenti verso altri	(259.747)	-
	Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	2.360.771	2.132.361
	<i>Mezzi propri</i>		
	Pagamento dividendi	(3.000.000)	(2.000.000)
	Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(5.030.100)	(1.737.068)
	Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C)	(205.077)	(2.210.193)
	<i>Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio</i>	1.579.771	1.784.848
	<i>Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio</i>	1.784.848	3.995.040

	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 31.12.2012	68.906.294	36.171.819	913.492	3.235.571	422.604	11.489.174	4.242.011	125.380.965
Destinazione risultato esercizio 2012			207.104			1.334.907	(4.242.011)	(2.700.000)
Risultato dell'esercizio 2013							4.260.320	4.260.320
Patrimonio Netto al 31.12.2013	68.906.294	36.171.819	1.120.596	3.235.571	422.604	12.824.081	4.260.320	126.941.285
Destinazione risultato esercizio 2013			213.016			2.047.304	(4.260.320)	(2.000.000)
Variazione 2014 - conferimenti	8.669.507	7.014.817				(5.388.032)		10.296.292
Risultato dell'esercizio 2014						-	5.301.988	5.301.988
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	3.235.571	422.604	11.520.242	6.383.979	143.923.544

Note Esplicative

Distribuzione Energia
retipiù



Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 di RetiPiù S.r.l. è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ("IFRS/IAS") emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea, incluse tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC").

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

Prima applicazione dei principi contabili internazionali

Principio generale

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

Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

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

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

Principi contabili emendati e interpretazioni applicate

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 2014, fatta eccezione per l'adozione dal 1° gennaio 2015 dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati, che peraltro non hanno avuto effetti significativi sul presente bilancio d'esercizio e non hanno comportato modifiche alle opzioni utilizzate per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2014.

Interpretazione IFRIC 21

In data 20 maggio 2013 è stata pubblicata l'interpretazione IFRIC 21 – Levies, che fornisce chiarimenti sul momento di rilevazione di una passività collegata a tributi (diversi dalle imposte sul reddito) imposti da un ente governativo. Il principio affronta sia le passività per tributi che rientrano nel campo di applicazione dello IAS 37 - Accantonamenti, passività e attività potenziali, sia quelle per i tributi il cui timing e importo sono certi. L'interpretazione si applica retrospettivamente per gli esercizi che decorrono dal 17 giugno 2014 o data successiva. L'adozione di tale nuova interpretazione non ha comportato effetti sul bilancio d'esercizio della Società.

"Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2011-2013 Cycle)"

In data 12 dicembre 2013 l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2011-2013 Cycle)", successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 1361/2014. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° luglio 2014 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- Improvement IFRS 1 – Prima adozione degli IFRS: Significato di IFRS in vigore. La modifica chiarisce che in sede di prima adozione degli IFRS, in alternativa all'applicazione di un principio in vigore alla data di transizione, si può optare per l'applicazione anticipata di un nuovo principio destinato a sostituire il principio in vigore.

- Improvement IFRS 3 – Aggregazioni aziendali: Ambito di applicazione per le joint venture. Il miglioramento chiarisce l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS 3 di tutte le tipologie di joint arrangement.
- Improvement IFRS 13 – Valutazione al fair value: Eccezione nella valutazione del fair value di un gruppo di attività e passività (par. 52). La modifica chiarisce che la possibilità di valutare al fair value un gruppo di attività e passività si riferisce anche a contratti nell'ambito di applicazione dello IAS 39 (o dell'IFRS 9), ma che non soddisfano la definizione di attività e passività finanziarie fornita dallo IAS 32 (ad esempio come i contratti per l'acquisto e vendita di commodity che possono essere regolati in denaro per il loro valore netto).
- Improvement IAS 40 – Investimenti immobiliari (Interrelazione tra IFRS 3 e IAS 40). Viene chiarito che, per determinare se l'acquisto di una proprietà immobiliare rientri nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, occorre far riferimento alle disposizioni dell'IFRS 3, mentre per determinare se l'acquisto rientri nell'ambito dello IAS 40 occorre far riferimento alle specifiche indicazioni di tale principio.

L'adozione di tali emendamenti non ha comportato effetti sul bilancio d'esercizio della Società.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea ma non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dalla società

A partire dal 1° gennaio 2016 risulteranno applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili, avendo anch'essi già concluso il processo di endorsement comunitario:

Modifiche allo IAS 19

Benefici a dipendenti: Piani a benefici definiti contribuiti dei dipendenti (Regolamento 29/2015). Documento emesso dallo IASB in data 21 novembre 2013, applicabile a partire dagli esercizi che iniziano il 1° febbraio 2015 o da data successiva. L'obiettivo delle modifiche è quello di semplificare la contabilizzazione dei contributi che sono indipendenti dal numero di anni di servizio dei dipendenti.

“Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2010-2012 Cycle)”

In data 12 dicembre 2013 l'IASB ha pubblicato il documento “Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2010-2012 Cycle)”, successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 28/2015. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° febbraio 2015 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- Improvement IFRS 2 – Pagamenti basati su azioni: Definizione di *vesting condition*. Vengono modificate le definizioni di *vesting condition* e di *market condition* ed introdotte le nuove definizioni di *performance condition* e *service condition*.
- Improvement IFRS 13 – Valutazione al fair value: Crediti e debiti commerciali a breve termine. Il miglioramento chiarisce che l'introduzione dell'IFRS 13 non modifica la possibilità di contabilizzare i crediti e debiti commerciali a breve senza procedere all'attualizzazione, qualora tali effetti non siano significativi.
- Improvement IAS 16 – Immobili, impianti e macchinari e Improvement IAS 38 – Attività immateriali: Modello della rideterminazione del valore. Le modifiche eliminano alcune incoerenze nella rilevazione dei fondi ammortamento quando un'attività materiale o intangibile è oggetto di rivalutazione.
- Improvement IAS 24 – Parti correlate: Dirigenti con responsabilità strategiche. Vengono chiarite alcune disposizioni nell'identificazione delle parti correlate e all'informativa da fornire con riferimento ai dirigenti strategici.

Modifiche a IAS 16 e IAS 38 – Chiarimenti sui metodi accettabili di svalutazione e ammortamento

(Regolamento 2231/2015). Il documento precisa che, eccetto in alcune limitate circostanze, un metodo di ammortamento correlato ai ricavi non può essere considerato accettabile sia per le immobilizzazioni materiali sia per le attività immateriali.

Modifiche allo IAS 27 – Bilancio d'esercizio (Regolamento 2441/2015). Le modifiche apportate consentono di utilizzare il metodo del patrimonio netto per la contabilizzazione delle partecipazioni in controllate, collegate e *joint venture* nel bilancio d'esercizio.

“Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2012-2014 Cycle)”

In data 25 settembre 2014 l'IASB ha pubblicato il documento “Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2012-2014 Cycle)”, successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 2343/2015. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2016 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- Improvement IFRS 5 – Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate: variazioni dei programmi di dismissione. La modifica stabilisce delle linee guida da seguire nel caso in cui un'entità riclassifichi un asset (o un gruppo in dismissione) dalla categoria *held for sale* alla categoria *held for distribution* (o viceversa), o quando vengano meno i requisiti di classificazione di un'attività come *held for distribution*.
- Improvement IAS 19 – Benefici per i dipendenti: problematiche relative al tasso di sconto.

Modifiche allo IAS 1 – Presentazione del bilancio (Regolamento 2406/2015).

Documento emesso dallo IASB in data 18 dicembre 2014. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, hanno l'obiettivo di rendere più chiara ed intellegibile la redazione del bilancio. Le modifiche introdotte riguardano:

- materialità e aggregazione - viene chiarito che non devono essere oscurate informazioni mediante l'aggregazione o la disaggregazione e che il concetto di materialità si applica agli schemi di bilancio, alle note illustrative e agli specifici requisiti di informativa previsti dai singoli IFRS;
- prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria e prospetto di conto economico complessivo – si chiarisce che l'elenco di voci specificate dallo IAS 1 per tali prospetti può essere disaggregato e aggregato a seconda dei casi;
- presentazione delle altre componenti del conto economico complessivo (Oci: Other comprehensive income) - viene chiarito che la quota di Oci di società collegate e *joint venture* consolidate con il metodo del patrimonio netto deve essere presentata in aggregato in una singola voce, distinguendo in base al fatto che si tratti di componenti suscettibili di future riclassifiche a conto economico o meno;
- note illustrative - si chiarisce che le entità godono di flessibilità nel definire la struttura delle note illustrative e vengono fornite linee guida su come impostare un ordine sistematico delle note stesse.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI E INTERPRETAZIONI NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA

Sono in corso di recepimento da parte dei competenti organi dell'Unione Europea i seguenti principi, aggiornamenti ed emendamenti dei principi IFRS (già approvati dallo IASB), nonché le seguenti interpretazioni (già approvate dall' IFRS Ic):

IFRS 9 – Strumenti finanziari.

Principio pubblicato dallo IASB nella sua versione finale in data 24 luglio 2014 al termine di un processo pluriennale volto alla sostituzione dell'attuale IAS 39, e la cui applicazione è fissata al 1° gennaio 2018.

IFRS 15 – Ricavi da contratti con clienti.

Principio pubblicato dallo IASB in data 28 maggio 2014 che sostituirà lo IAS 18 – Ricavi, lo IAS 11 – Lavori su ordinazione, le interpretazioni Sic 31, IFRIC 13 e IFRIC 15..

Modifiche a IFRS 10, IFRS 11 e IAS 28 – Entità d'investimento: deroga al consolidamento.

Il documento, pubblicato dallo IASB in data 18 dicembre 2014, introduce, tra l'altro, alcune modifiche in ordine all'esenzione dalla redazione del bilancio consolidato per talune entità

IFRS 16 – Leases.

Principio pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016, destinato a sostituire il principio IAS 17 “Leasing”, nonché le interpretazioni IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27.

Modifiche allo IAS 12 – Iscrizione attività fiscali differite per perdite non realizzate.

Documento emesso dallo IASB in data 19 gennaio 2016 in merito alla contabilizzazione di un'attività fiscale differita relativa a una passività finanziaria valutata al fair value.

Modifiche allo IAS 7 – Informativa.

Documento emesso dallo IASB in data 29 gennaio 2016, richiede di fornire informazioni sulle variazioni delle passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori di meglio valutare le ragioni sottostanti la variazioni dell'indebitamento dell'entità.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015 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'AEEGSI 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.

RetiPù non ha beni in leasing.

Altre attività immateriali

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

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

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

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

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

Le percentuali di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

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

Perdite durevoli di valore

Ad ogni chiusura di bilancio, RetiPiù S.r.l. 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 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 S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l., 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 del gas naturale ed energia elettrica.

Nel corso del 2015 sono stati eseguiti investimenti per 7,1 milioni di euro.

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

(migliaia di euro)	Terreni, immobili, impianti e macchinari, attrezzature	Altri beni	Immobilizzazioni in corso	Totale
Costo				
Al 1° gennaio 2014	201.343	2.934	3.081	207.358
Incrementi	28.206	193	675	29.074
Decrementi	(1.159)		(3.037)	(4.196)
Al 31 dicembre 2014	228.390	3.127	719	232.236
Incrementi	6.616	149	334	7.099
Decrementi	(1.214)	(53)	(24)	(1.291)
Giroconti	390	276	(666)	-
Al 31 dicembre 2015	234.182	3.499	363	238.044
Ammortamenti accumulati				
Al 1° gennaio 2014	62.407	1.475		63.882
Ammortamenti dell'anno	6.543	393		6.936
Variazioni	2.655			2.655
Al 31 dicembre 2014	71.605	1.868	-	73.473
Ammortamenti dell'anno	6.684	397	-	7.081
Variazioni	(703)	(51)	-	(754)
Al 31 dicembre 2015	77.586	2.214	-	79.800
Valore contabile				
Al 31 dicembre 2014	156.785	1.259	719	158.763
Al 31 dicembre 2015	156.596	1.285	363	158.244

Impairment

Quando si verificano eventi che lasciano presupporre una potenziale riduzione di valore delle attività materiali ed immateriali, il valore recuperabile dell'attività è stimato e confrontato con il valore netto contabile per quantificarne l'eventuale riduzione di valore. Per l'esercizio 2015, tramite uno studio di architettura, sono stati periziati nuovamente tutti gli immobili civili di proprietà. A seguito di tale perizia estimativa è risultato che un immobile di proprietà nel territorio del comune di Seregno Via Macallè identificativi al catasto fg. 49 mapp. 49 sub. 1 avesse un valore inferiore a quello di libro. Si è provveduto pertanto a riallineare il valore desunto al valore di bilancio svalutando l'immobile per 81 mila euro.

2 - Avviamento e altre attività a vita non definita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2015.

3 - Altre attività immateriali

L'incremento rispetto all'anno 2014 è dovuto principalmente a costi pluriennali sostenuti per determinare il valore patrimoniale delle reti e degli impianti per la gara d'ATEM e residualmente ad applicativi gestionali.

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
Costo						
Al 1° gennaio 2014	4.912		13.389	1.168	1.218	20.687
Incrementi	956	2	1.396	272	511	3.137
Decrementi			(29)		(694)	(723)
Al 31 dicembre 2014	5.868	2	14.756	1.440	1.035	23.101
Incrementi	354	-	684	171	1.045	2.254
Decrementi	-	-	(62)	-	(508)	(570)
Giroconti	123	-	39	-	(162)	-
Al 31 dicembre 2015	6.345	2	15.417	1.611	1.410	24.785
Ammortamenti accumulati						
Al 1° gennaio 2014	3.587		3.077	714		7.378
Ammortamenti dell'anno	729		686	219		1.634
Variazioni			(7)			(7)
Al 31 dicembre 2014	4.316	-	3.756	933	-	9.005
Ammortamenti dell'anno	683	-	740	215	-	1.638
Variazioni	-	-	(17)	-	-	(17)
Al 31 dicembre 2015	4.999	-	4.479	1.148	-	10.626
Valore contabile						
Al 31 dicembre 2014	1.552	2	11.000	507	1.035	14.096
Al 31 dicembre 2015	1.346	2	10.938	463	1.410	14.159

4 - Partecipazioni

RetiPù Srl al 31/12/2015 non è titolare di alcuna partecipazione.

5 - Altre attività non correnti

La voce "Depositi Cauzionali" riguarda i depositi versati per il noleggio di automezzi elettrici e 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. In data 31 luglio 2015 la società ha ricevuto il rimborso degli anni 2007, 2008, 2009 e 2010.

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Depositi cauzionali	102	123	(21)
Altri crediti non correnti	33	33	-
Ratei e risconti attivi	22	30	(8)
Crediti per Imposte	96	329	(233)
Totale altre attività non correnti	253	515	(262)

5 bis - Attività non correnti disponibili per la vendita

La società nell'anno 2015 ha provveduto alla distribuzione di dividendi da attribuire ai soci in natura mediante l'assegnazione proporzionale della partecipazione detenuta in Brianzacque Srl come da atto notarile repertorio n. 156053. Al 31 dicembre 2015 la voce presenta un importo pari a zero.

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 è in linea con l'anno precedente.

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.072	1.110	(38)
Totale	1.072	1.110	(38)

7 – Crediti commerciali

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

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Crediti verso clienti	2.590	2.291	299
Fatture da emettere verso clienti	1.443	1.262	181
Totale lordo	4.033	3.553	480
Fondo svalutazione crediti	(969)	(1.030)	61
Totale netto	3.064	2.523	541
Crediti verso imprese controllanti	364	637	(273)
Crediti verso imprese consociate	6.368	6.383	(15)
Totale	9.796	9.543	253

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

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2015	1.030
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	(115)
Accantonamenti dell'esercizio	54
Fondo al 31 dicembre 2015	969

I "Crediti verso imprese controllanti" sono composti per euro 274 mila da crediti verso il Comune di Seregno e per euro 90 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 servizi di distribuzione e misura erogati.

8 – Crediti per imposte

I crediti per imposte sono relativi al credito verso Erario per IRAP.

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Crediti da consolidato fiscale	-	-	-
Verso Erario per IRES	-	359	(359)
Verso Erario per IRAP	189	2	187
Verso AEB per IVA	-	-	-
Totale crediti per imposte	189	361	(172)

9 – Altre attività correnti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Crediti diversi	5.861	4.747	1.114
Ratei e risconti attivi	337	677	(340)
Totale altre attività correnti	6.198	5.424	774

La voce “Crediti diversi” presenta i seguenti valori:

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Crediti per perequazione	2.769	2.207	562
Crediti v/o CSEA	2.583	2.504	79
Crediti v/o istituti previdenziali	-	-	-
Crediti verso il personale	20	20	-
Crediti v/Comune	456	-	456
Altri crediti	33	16	17
Totale altre attività correnti	5.861	4.747	1.114

La voce più significativa è rappresentata dai crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (fino al 31/12/2015 CCSE) che sono costituiti principalmente da crediti per componente commercializzazione gas (754 mila euro), crediti per bonus gas (103 mila euro), crediti per conguagli (338 mila euro), crediti v/CSEA per incentivi continuità gas ed energia elettrica (1.157 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (231 mila euro) e crediti per perequazione (2.769 mila euro).

La voce comprende inoltre crediti v/Comuni per 456 mila euro relativi ai corrispettivi “una tantum” versati alle stazioni appaltanti nominate con maggioranza qualificata dei Comuni dell’ambito per la copertura degli oneri di gara e crediti diversi per euro 53 mila.

La voce “Ratei e risconti attivi” pari a 337 mila euro è così composta:

- 93 mila euro polizze RCA;
- 16 mila euro polizza sanitaria a favore dei dipendenti;
- 76 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora concluse al 31 dicembre 2015;
- 72 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti e per estensione garanzia hardware e software;
- 80 mila euro per manutenzioni hardware e software di competenza dell’anno 2015.

10 – Altre attività finanziarie correnti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Crediti verso controllanti	1	1	-
Totale altre attività finanziarie correnti	1	1	-

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

11 – Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari ad euro 1.580 mila al 31 dicembre 2015 è rappresentata quasi esclusivamente da saldi attivi di c/c bancari.

12 – Patrimonio netto

La movimentazione delle voci del Patrimonio Netto avvenuta nell’esercizio è illustrata nel relativo prospetto di bilancio. 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 Riserva da sovrapprezzo non è distribuibile, ai sensi dell’art. 2431, per 13.916 migliaia di euro, ossia per la

quota necessaria affinché la riserva legale raggiunga il quinto del capitale sociale.

Al 31 dicembre 2015 il capitale sociale è pari a euro 77.575 mila e la riserva sovrapprezzo azioni è pari a euro 43.187 mila.

(migliaia di euro)	Importo	Disponibilità Distribuibilità	Importo disponibile	Importo distribuibile	Utilizzazione degli ultimi tre esercizi	
					per copertura perdite	per altre ragioni
Capitale Sociale	77.576				-	-
Riserve di capitale						
Riserva da sovrapprezzo	43.187	A,B,C	43.187	29.271	-	-
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827	-	-
Riserve di utili						
Riserva legale	1.599	B	1.599	-	-	-
Riserva straordinaria	4.445	A,B,C	4.445	4.445	-	-
Utili/perdite a nuovo	9.483	A,B,C	9.483	9.483	-	-
Riserve IAS						
Riserva da FTA	423	B	423	-	-	-
TOTALI	137.540		59.964	44.026	-	-

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

13 – Finanziamenti

(migliaia di euro)	31/12/2015		31/12/2014	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Debiti verso banche	907	7.150	1.660	10.528
Debiti verso altri finanziatori	266	2.051	260	2.317
Debiti verso controllanti	2.551	-	191	-
Totale	3.724	9.201	2.111	12.845

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: 240 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 2.076 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: 281 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 2.398 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: 386 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 2.676 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- il mutuo chirografario sottoscritto nel 2013 (durata 5 anni) per 4 milioni di euro utilizzato per l’acquisto di TEE è stato estinto anticipatamente.

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: 266 mila euro entro i primi dodici mesi, 2.051 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	240	1.182	893
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	281	1.374	1.024
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	386	1.822	855
Totale Finanziamenti a M/L chirografari		11.100	907	4.318	2.772

14 – Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Depositi cauzionali passivi	376	210	166
Ratei e risconti passivi	5.123	4.687	436
Totale Altre passività non correnti	5.499	4.897	602

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

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

15 – Fondi per benefici a dipendenti

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

RetiPiù 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)	31/12/2015	31/12/2014
Passività al 1° gennaio	1.702	1.767
Costi previdenziali	-	-
Oneri finanziari	21	23
Pagamenti effettuati	(129)	(88)
Passività al 31 dicembre	1.594	1.702

16 – Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Fondo rischi e oneri	8.677	6.906	1.771
Totale fondo rischi e oneri	8.677	6.906	1.771

La società ha iscritto al 31 dicembre 2015 un fondo rischi pari ad 8,6 milioni di euro così composto:

- 3.108 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori gas da completarsi nei prossimi 4 anni;
- 344 mila euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto “canone ricognitorio”;
- 1.210 mila euro per rischi normativi e di perequazioni;

- 67 mila euro per stima conguaglio 2015 polizza RCT/RCO;
- 250 mila euro per rischi inerenti il rimborso dei costi sostenuti per le pratiche degli utenti in default;
- 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.
- 650 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- 71 mila euro per oneri correlati alla richiesta della Tari e Tosap in contenzioso;
- 196 mila euro per oneri contrattuali.

17 – Fondo imposte differite passive

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Imposte differite attive	5.749	5.724
Imposte differite passive	(11.117)	(13.601)
Posizione netta	(5.368)	(7.877)

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

Crediti per imposte anticipate (migliaia di euro)	31/12/2015				31/12/2014			
	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale
Svalutazione crediti	738	177	-	177	838	230	-	230
Rischi	7.731	1.901	325	2.226	5.960	1.639	232	1.871
Ammortamenti	5.136	1.234	84	1.318	4.857	1.336	91	1.427
Ammortamenti su beni conferiti	7.169	1.721	110	1.831	6.849	1.883	102	1.985
Svalutazione magazzino	42	10	-	10	42	12	-	12
Premi amministratori e personale	482	133	-	133	467	128	-	128
Contributi deducibili per cassa	-	-	-	-	13	4	-	4
1' TOTALE	21.298	5.176	519	5.695	19.026	5.232	425	5.657
Rettifiche 1' adozione IAS	138	34	7	41	203	56	10	66
Differenza aliquota Ires (3,5% reversal 2016)	370	13	-	13	-	-	-	-
Totale crediti per imposte anticipate	21.806	5.223	526	5.749	19.229	5.288	435	5.723

Le imposte differite attive sono state calcolate applicando le aliquote del 27,5% per le poste per le quali è previsto il rilascio nell'esercizio 2016. Per le poste il cui rilascio è previsto successivamente alla chiusura dell'esercizio 2016, al fine di uniformarsi ai criteri utilizzati dalle altre società del Gruppo, l'aliquota Ires è stata adeguata al 24%, ovvero all'aliquota prevista dalla Legge di Stabilità 2016 e che avrà appunto decorrenza dal 1 gennaio 2017.

Tale criterio, che è stato applicato anche alla fiscalità differita passiva di cui alla tabella successiva, ha comportato un effetto netto positivo sul risultato d'esercizio 2015 di Euro 594 mila.

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)	31/12/2015				31/12/2014			
	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale
Ammortamenti	3	1	-	1	300	82	11	93
Ammortamenti su beni conferiti	-	-	-	-	36	10	-	10
Plusvalori su beni conferiti	38.992	9.358	1.638	10.996	44.179	11.811	1.662	13.473
1' TOTALE	38.995	9.359	1.638	10.997	44.515	11.904	1.673	13.577
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3	21	76	21	3	24
Differenza aliquota Ires (3,5% reversal 2016)	2.830	99	-	99	-	-	-	-
Totale crediti per imposte anticipate	41.901	9.476	1.641	11.117	44.591	11.925	1.676	13.601

Per le imposte differite passive il criterio seguito è il medesimo di quelle attive, ovvero sono state calcolate applicando le aliquote fiscali del 27,5% per le poste per le quali è previsto il rilascio nell'esercizio 2016. Per le poste il cui rilascio è previsto successivamente alla chiusura dell'esercizio 2016, al fine di uniformarsi ai criteri utilizzati dalle altre società del Gruppo, l'aliquota Ires è stata adeguata al 24%, ovvero all'aliquota prevista dalla Legge di Stabilità 2016 e che avrà appunto decorrenza dal 1 gennaio 2017.

Si rammenta che le imposte differite derivano principalmente dal conferimento effettuato nel 2011 da parte di AEB SpA e ASML SpA, in conseguenza ai maggiori valori attribuiti in perizia ai beni conferiti rispetto a quelli contabili.

18 – Debiti commerciali

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Debiti verso fornitori	5.169	5.396	(227)
Debiti per fatture da ricevere	2.364	3.831	(1.467)
Totale Fornitori	7.533	9.227	(1.694)
Debiti verso Imprese controllanti	360	359	1
Debiti verso Imprese consociate	549	356	193
Totale	8.442	9.942	(1.500)

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)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Debiti da consolidato fiscale	884	147	737
Erario c/IRES	-	-	-
Erario c/IRAP	-	-	-
Erario c/IRPEF	694	156	538
Erario c/IVA	124	214	(90)
Totale Altri debiti	1.702	517	1.185

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.

La voce "Erario c/IVA " è il debito IVA trasferito ad AEB nell'ambito dell'IVA di gruppo.

20 – Altri debiti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Anticipi e acconti da utenti	176	312	(136)
Debiti verso istituti di previdenza	545	538	7
Ratei e risconti passivi	319	332	(13)
Altri debiti correnti	2.319	3.619	(1.300)
Debiti diversi controllanti	-	3.370	(3.370)
Debiti diversi consociate	-	1.091	(1.091)
Totale	3.359	9.262	(5.903)

La voce "Anticipi e acconti da utenti" accoglie gli anticipi incassati da clienti per prestazioni di allacciamento ancora da eseguire alla data di chiusura del bilancio.

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 contribuito europeo progetto LIFE per euro 92 mila;
- Risconto contributi per impianti per euro 165 mila
- Ratei passivi per interessi su mutui per euro 62 mila;

La voce "Altri debiti correnti" è così composta:

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Debiti verso CSEA per componenti e perequazione	1.697	1.953	(256)
Debiti v/o il Personale	561	608	(47)
Debito v/ASML	-	564	(564)
Debito v/ASSP	-	364	(364)
Debiti diversi	61	130	(69)
Totale	2.319	3.619	(1.300)

I debiti verso CSEA sono costituiti per euro 1.383 mila da debiti per componenti distribuzione gas e 314 mila da debiti per componenti EE.

Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

21 – Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Ricavi delle vendite	29.498	28.806	692
Ricavi delle vendite diverse	30	9	21
Ricavi delle prestazioni	3.422	3.310	112
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.950	32.125	825

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione di gas ed energia. I ricavi delle prestazioni sono relativi ad attività correlate all'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica svolte per i clienti finali (società di vendita), al servizio di Illuminazione pubblica e a prestazioni realizzate per le società del gruppo.

22 – Altri ricavi e proventi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Contributi diversi	642	607	35
Altri ricavi e proventi	2.125	1.140	985
Totale altri ricavi e proventi operativi	2.767	1.747	1.020

La voce "contributi diversi" si riferisce ai contributi versati dai clienti finali in relazione alle prestazioni eseguite nell'ambito dell'attività di distribuzione gas ed energia elettrica. La voce "altri ricavi e proventi" è composta principalmente da ricavi per perequazione gas e EE anni precedenti.

23 – Acquisti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Acquisti materie prime e materiale di consumo	3.375	1.405	1.970
Altri acquisti	252	136	116
Totale acquisti	3.627	1.541	2.086

La voce presenta un importante incremento generato sostanzialmente dall'acquisto di contatori elettronici gas al fine di rispettare il programma sostituzione contatori in adempimento agli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell'Autorità per l'energia elettrica, gas e sistema idrico.

24 – Variazioni delle rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Rimanenze iniziali di materiali	1.152	844	308
Rimanenze finali di materiale	(1.104)	(1.152)	(48)
Totale acquisti	48	(308)	(260)

25 – Servizi

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Manutenzioni ordinarie e straordinarie	2.837	4.264	(1.427)
Prestazioni professionali	1.113	1.249	(136)
Organi societari	107	124	(17)
Autoconsumi	1.048	1.130	(82)
Trasporto su rete nazionale	744	672	72
Altri costi per servizi	1.621	1.403	218
Utilizzo locali e attrezzature	279	275	4
Utilizzo impianti e affidamento servizi	4.576	4.987	(411)
Altri noleggi	192	208	(16)
Totale costi per servizi	12.517	14.312	(1.795)

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

Tutti i costi presentano un andamento decrescente rispetto all'anno precedente, ad eccezione della voce "altri costi per servizi".

Tale voce comprende i costi sostenuti per l'utilizzo di una linea nuova in fibra ottica in 100 Mbit, implementata dalla Società nell'anno 2015, che garantisce:

- la telecomunicazione dei nuovi palmari utilizzati dal personale tecnico ed operativo;
- la telecomunicazione per la infrastruttura di gestione telecontrollo dei contatori gas;
- il potenziamento dei servizi online offerti ai fornitori e ai clienti.

Le operazioni di acquisizione degli impianti del settore distribuzione gas in gran parte dei territori gestiti hanno permesso una riduzione dei costi per canoni concessori per euro 411 mila.

26 – Costi del personale

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Salari e stipendi	5.748	5.622	126
Oneri sociali	1.909	1.857	52
TFR	358	348	10
Altri costi	86	107	(21)
Totale	8.101	7.934	167

L'incremento del costo del personale, rispetto all'anno precedente, è dovuto ai rinnovi contrattuali nazionali e aziendali.

27 – Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Oneri di gestione tributari	185	165	20
Contributi associativi	21	24	(3)
Altri costi operativi	201	394	(193)
Totale	407	583	(176)

La riduzione degli "altri costi operativi" scaturisce da un minor impatto degli importi di perequazione gas e energia elettrica.

28 – Costi per lavori interni capitalizzati

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Costi per lavori interni capitalizzati	8.620	6.885	1.735
Totale	8.620	6.885	1.735

I costi per lavori interni capitalizzati presentano una variazione in aumento imputabile principalmente all'attività di sostituzione contatori gas eseguita nell'anno.

29 – Ammortamenti e svalutazioni

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	7.082	6.936	146
Ammortamenti delle attività immateriali	1.638	1.634	4
Svalutazione immobilizzazioni	80	-	80
Totale	8.800	8.570	230

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. Gli ammortamenti sono stati calcolati secondo quanto già descritto nel paragrafo relativo ai criteri di valutazione.

In riferimento alla svalutazione delle immobilizzazioni materiali si rimanda alla nota n. 1.

30 – Accantonamenti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Accantonamento per rischi su crediti e perdite	113	150	(37)
Accantonamento per rischi ed oneri	2.111	4.006	(1.895)
Totale	2.224	4.156	(1.932)

La Società sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni ha eseguito la cancellazione crediti per euro 60 mila sulla base di elementi "certi e precisi" idonei a provare l'inesigibilità del credito e contestualmente ha proceduto ad un accantonamento a fondo svalutazione crediti pari ad euro 53 mila.

Si è proceduto ad un accantonamento a fondo rischi per 2.111 mila euro come di seguito esposto:

- 1.000 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori gas;
- 350 mila euro per rischi normativi e di regolamentazione del settore;
- 40 mila euro per stima conguaglio 2015 polizza RCT/RCO;
- 650 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- 71 mila euro per rischi connessi al contenzioso in essere per Tari.

31 – Ricavi e costi non ricorrenti

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Ricavi e costi non ricorrenti	(144)	(48)	96
Totale	(144)	(48)	96

La voce è così composta:

- 716 mila euro per dismissione cespiti;
- 572 mila euro per ricavi non ricorrenti.

32 – Proventi e oneri finanziari

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

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio		-	
Totale proventi da partecipazioni		-	
Interessi di mora da clienti	19	40	(21)
Interessi attivi bancari	16	23	(7)
Altri proventi finanziari	4	24	(20)
Totale proventi finanziari	39	87	(48)
Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	190	296	(106)
Altri interessi passivi	77	84	(7)
Totale oneri finanziari	267	380	(113)
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale Proventi e oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale Gestione finanziaria	(228)	(293)	(65)

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

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2015.

34 – Imposte sul reddito

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Imposte correnti	3.753	3.614
Imposte differite	(595)	(762)
Imposte anticipate	(699)	(749)
Imposte differite attive e Legge di Stabilità 2016	674	526
Imposte differite passive e Legge di Stabilità 2016	(1.268)	(4.302)
Totale	1.865	(1.673)

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 (27,5%)

Tabella di riconciliazione (migliaia di euro)		totali	imposta
Risultato prima delle imposte		8.249	
Onere fiscale teorico IRES (aliquota 27,5%)			2.268
Tabella di riconciliazione		parziali	totali
Variazioni permanenti in aumento ai fini Ires	369		
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini Ires	(440)		
Totale		(71)	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	3.714		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	(80)		
Totale		3.635	
Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	468		
Totale		468	
ACE (Deduzione per capitale investito)		(426)	
Imponibile fiscale Ires		11.855	
Imposta corrente IRES (27,5%)			3.260

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)	44.347		
Costi della produzione B)	(36.442)		
Differenza (A - B)		7.905	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	10.408		
Totale valore della produzione ai fini IRAP		18.313	
Onere fiscale teorico IRAP (aliquota 4,20%)			769
Deduzione e variazione ai fini IRAP	(8.101)		
Totale deduzione e variazioni		(8.101)	
Variazioni permanenti in aumento	545		
Variazioni permanenti in diminuzione	-		
Totale variazioni permanenti		545	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	1.706		
Totale differenze temporanee		1.706	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(736)		
Totale differenze da esercizi precedenti		(736)	
Imponibili IRAP		11.727	
Onere fiscale effettivo IRAP (aliquota 4,20%)			493

36 – Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi per € 3.000.000 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2014, come deliberato dall'Assemblea Ordinaria del 30 aprile 2015.

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 nello 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.

(migliaia di Euro)	31/12/2015				
	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	9.796			9.796	9.796
Altre attività correnti	6.198			6.198	6.198
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1			1	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.580			1.580	1.580
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine			10.374	10.374	10.374
Debiti verso banche per finanziamenti a breve					
Altri debiti finanziari					
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	2.551			2.551	2.551
Debiti commerciali	8.442			8.442	8.442

(migliaia di Euro)	31/12/2014				
	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	9.543			9.543	9.543
Altre attività correnti	5.424			5.424	5.424
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1			1	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.785			1.785	1.785
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine			14.765	14.765	14.765
Debiti verso banche per finanziamenti a breve					
Altri debiti finanziari					
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	190			190	190
Debiti commerciali	9.942			9.942	9.942

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)	31/12/2015	31/12/2014
Crediti commerciali	10.765	10.573
Fondo svalutazione crediti	(969)	(1.030)
Crediti commerciali netti	9.796	9.543
Crediti commerciali totali	9.796	9.543
di cui scaduti da più di 12 mesi	100	179

(migliaia di Euro)	31/12/2015	31/12/2014
Fondo al 31 dicembre 2014	1.030	956
Accantonamenti	54	150
Utilizzi	(115)	(76)
Fondo al 31 dicembre 2015	969	1.030

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)	31/12/2015	31/12/2014
Crediti commerciali	9.796	9.543
Altre attività correnti	6.198	5.424
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.580	1.785
Totale	17.575	16.753

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Fidejussioni da clienti	1.989	1.488
Totale	1.989	1.488

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)	31/12/2015	31/12/2014
A tasso fisso		
Attività finanziarie	1.581	1.786
Passività finanziarie		
A tasso variabile		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie	12.925	14.955

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2015	31/12/2014
Attività finanziarie	15.994	14.967
Passività finanziarie	8.442	9.942

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)	31/12/2015		31/12/2014	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(26)	(26)	(37)	(37)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	26	26	37	37

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 31/12/2015 (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	10.374	11.077	1.321	1.332	4.084	4.340
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		0				
Altri debiti finanziari		0				
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	2.551	2.551	2.551			
Debiti commerciali	8.442	8.442	8.442			
Totale	21.367	22.070	12.314	1.332	4.084	4.340

Passività finanziarie 31/12/2014 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Mutui	14.765	15.880	2.171	2.182	5.786	5.742
Finanziamenti M/L Termine		0				
Altri debiti verso banche		0				
Debiti verso altri finanziatori	190	190	190			
Debiti commerciali	9.942	9.942	9.942			
Totale	24.897	26.012	12.303	2.182	5.786	5.742

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	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Società controllanti	305	296	1.199	1.312
Comune di Seregno	272	272	1.091	1.130
A.E.B. S.p.A.	33	24	108	182
Società consociate	1.274	1.389	23.608	23.773
Gelsia S.r.l.	1.266	1.370	23.423	23.563
Gelsia Ambiente S.r.l.	8	19	185	210

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2015, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali (migliaia di euro)	Patrimoniale attivo		Patrimoniale passivo	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Società controllanti	365	638	3.919	3.920
Comune di Seregno	274	480	341	332
A.E.B. S.p.A.	91	158	3.578	3.588
Società consociate	6.368	6.383	549	1.447
Gelsia S.r.l.	6.281	6.239	356	1.443
Gelsia Ambiente S.r.l.	87	144	193	4

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)	31/12/2015
Amministratori	47
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'AEEGSI, ammontano ad € 23 mila.

Seregno, 4 aprile 2016

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 31.12.2014 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 2014.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA AEB S.p.A	Esercizio 2014	
	Parziale	Totale
ATTIVITA'		
Immobili, impianti e macchinari	32.173.143	
Avviamento e altre attività a vita non definita	-	
Altre attività immateriali	5.443.601	
Partecipazioni	129.720.704	
Altre attività finanziarie non correnti	-	
Altre attività non correnti	224.994	
Imposte differite attive	1.332.902	
Attività non correnti disponibili per la rivendita	199.435	
Totale Attività non correnti		169.094.779
Rimanenze	904.703	
Crediti commerciali	625.178	
Crediti per imposte	3.789.529	
Altre attività correnti	3.530.273	
Altre attività finanziarie correnti	4.902.250	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.261.210	
Totale Attività correnti		15.013.143
TOTALE ATTIVO		184.107.922

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA		
Patrimonio netto:		
Capitale sociale	82.412.000	
Riserve	62.870.627	
Utile (perdita) dell'esercizio	6.185.774	
Totale Patrimonio Netto		151.468.401
Finanziamenti	9.197.166	
Altre passività non correnti	3.709.264	
Fondi per benefici a dipendenti	258.532	
Fondi per rischi ed oneri	2.391.091	
Fondo imposte differite passive	823.675	
Totale Passività non correnti		15.749.728
Finanziamenti	9.665.045	
Debiti Commerciali	3.387.936	
Debiti per imposte	3101.570	
Altre debiti	735.242	
Totale Passività correnti		16.889.793
TOTALE PATRIMONIO NETTO e PASSIVO		184.107.922

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO AEB S.p.A.	Esercizio 2014	
Ricavi delle vendite	11.807.917	
Costi operativi	(10.793.217)	
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		1.014.700
Ammortamenti	(2.500.332)	
Accantonamenti	(3.600)	
Ricavi e costi non ricorrenti	118.237	
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non ricorrenti		(2.385.695)
Risultato operativo (EBIT)		(1.370.995)
Proventi da partecipazioni	7.156.310	
Proventi finanziari	85.203	
Oneri finanziari	(290.400)	
Totale gestione finanziaria		6.951.113
Risultato ante imposte		5.580.118
Imposte		605.656
Utile (perdita) dell'esercizio		6.185.774
Componenti del conto economico complessivo		-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		6.185.774



Relazione

**Società di
Revisione**

e

**Collegio
Sindacale**



revisione e organizzazione contabile

25124 Brescia, Via Cipro 1
tel. +39 030 2427246
fax +39 030 2427273
e-mail: info@agknserca.it
www.agknserca.it

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE

ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Ai Soci della
RETIPIÙ S.r.l.

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della RetiPiu S.r.l. (di seguito anche la "Società"), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori 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.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11, comma 3, del D.Lgs. 39/10. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.



Giudizio

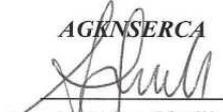
A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della RetiPìù S.r.l. al 31 dicembre 2015, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione, la cui responsabilità compete agli amministratori della RetiPìù S.r.l., con il bilancio d'esercizio della Società al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della RetiPìù S.r.l. al 31 dicembre 2015.

Brescia, 7 aprile 2016

AGKNSERCA

Antonino Girelli
Revisore legale

RETIPIU' SRL

Sede Legale: Seregno – Via Palestro, 33

Capitale Sociale: Euro 77.575.801,19=i.v.

**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE
AI SENSI DELL'ART. 2429 DEL CODICE CIVILE**

Signori Soci,

in data odierna il Collegio Sindacale ha preso in esame il progetto di Bilancio così come approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 4 aprile 2016, avendo il Collegio Sindacale rinunciato ai termini di cui all'art. 2429 del Codice Civile.

Desideriamo preliminarmente rammentarVi che il controllo legale dei conti ai sensi dell'art. 2409 bis del Codice Civile, è stato attribuito alla società di revisione AGKNSerca SNC, nominata con atto del 31.07.2014 ed in carica per tre esercizi.

Il bilancio è redatto dalla Vs Società con l'adozione dei principi contabili internazionali IAS/IFRS.

I. Principi di comportamento

Nel corso dell'esercizio chiuso il 31.12.2015 la nostra attività è stata ispirata alle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

II. Osservanza della legge e dell'atto costitutivo

- a) Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.
- b) Abbiamo partecipato alle assemblee dei soci ed alle adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento e per le quali 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.
- c) Abbiamo ottenuto dagli Amministratori informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate

dalla società e possiamo ragionevolmente assicurare che le azioni poste in essere sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'assemblea dei soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

- d) Abbiamo mantenuto un costante scambio d'informazioni con il soggetto incaricato della revisione legale dei conti e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione.
- e) Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.
- f) Abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni, dal soggetto incaricato della revisione legale dei conti, e mediante l'esame dei documenti aziendali e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.
- g) Abbiamo acquisito informazioni dall'Organismo di Vigilanza e non sono emerse criticità rispetto alla corretta attuazione del modello organizzativo che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- h) Non sono pervenute denunce ex art. 2408 c.c..
- i) Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

III. Bilancio d'esercizio

- a) Non essendo a noi demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio in esame, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.
- b) Il bilancio d'esercizio chiude con un utile netto di Euro 6.383.979 ed un patrimonio netto di Euro 143.923.544.



- c) Il bilancio, come sopra menzionato, è stato sottoposto a revisione legale dei conti da parte della società di revisione AGKNSerca SNC che ha rilasciato in data 7 aprile 2016 la propria certificazione senza eccezioni e/o rilievi nè richiamo d'informativa.
- d) Abbiamo verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.
- e) Per quanto a nostra conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma 4, c.c..
- f) Abbiamo verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui abbiamo conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni al riguardo.

IV. Conclusione

Considerando anche le risultanze dell'attività svolta dal soggetto incaricato della revisione legale dei conti, risultanze contenute nell'apposita relazione accompagnatoria del bilancio medesimo, esprimiamo parere favorevole all'approvazione del bilancio d'esercizio chiuso il 31 dicembre 2015, così come redatto dagli Amministratori, e Vi invitiamo a voler deliberare sulla destinazione dell'utile netto conseguito.

Desio, 13 aprile 2016

Il Collegio Sindacale

Fiorenzo Ballabio

Simona Alessandra Ferraro

Flavio Galliani





RetiPiù Srl

Soggetta a Direzione e Coordinamento di AEB SpA
Sede Sociale: Via Palestro, 33 – 20831 Seregno (MB)
Sede Operativa: Via Giusti, 38 – 20832 Desio (MB)
Capitale Sociale: Euro 77.575.801,19 i.v.
Registro imprese: MB N. 04152790962
R.E.A.: N. 1729350
Codice Fiscale e Partita IVA: 04152790962