



BILANCIO CONSOLIDATO 2017

INDICE

Lettera ai soci	3
RELAZIONE SULLA GESTIONE	
0.1 Dati di sintesi del Gruppo	
Compagine societaria del Gruppo	6
Composizione del Gruppo	8
Attività di interesse del Gruppo	10
Aree geografiche di attività	11
0.2 Scenario e mercato	
Normativa servizi pubblici	12
Andamento del mercato	12
0.3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle attività di interesse della società	
Vendita gas metano ed energia elettrica	20
Distribuzione gas metano	31
Igiene ambientale	34
Farmacie	35
Cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico	35
Trasporto energia elettrica	37
Illuminazione pubblica	40
Altre attività	40
Centro Sportivo	40
Illuminazione Votiva	40
Fibra ottica	40
0.4 Andamento della gestione	
Dati di sintesi della capogruppo e delle società consolidate integralmente	40
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo	43
Sintesi Relazione di Governo e Performance del Gruppo	47
Corporate governance	47
Sistema di controlli interni	49
Programma di valutazione del rischio crisi aziendale	50
Indicatori (art. 6, comma 2, D.lgs 175/2016)	51
Indicatori di risultato (art. 2428, comma 2, c.c.)	53
Ulteriori informazioni utili	53
0.5 Evoluzione prevedibile della gestione	54
Prospetti di bilancio	
0.5 Situazione Patrimoniale - Finanziaria	58
0.6 Conto Economico Complessivo	63
0.7 Rendiconto finanziario	66
0.8 Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	71
0.9 Note esplicative	
1 Informazioni societarie	74
2 Appartenenza ad un Gruppo	74
3 Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	75
4 Applicazione dei principi contabili internazionali	75
5 Criteri di consolidamento	76
6 Principi contabili e criteri di valutazione adottati	76
7 Commenti alle principali voci di bilancio	87
8 Rapporti con soggetti controllanti	117
9 Eventi di rilievo verificatosi durante l'esercizio	117
10 Eventi di rilievo verificatosi dopo la chiusura del bilancio	122
11 Impegni contrattuali e garanzie	124
12 Compenso amministratori, sindaci e società di revisione	125
1.0 ALLEGATI	
A Relazione del Collegio Sindacale	127
B Relazione della Società di Revisione	133

LETTERA AI SOCI

Signori Azionisti,

il consolidato 2017 evidenzia un Gruppo che è riuscito, al netto dei risultati non ricorrenti, a consolidare i risultati economici del 2016 e migliorare ulteriormente l'EBITDA e la Posizione Finanziaria Netta passata da un saldo di 18 milioni di euro a 11 milioni di euro (miglioramento del 40% circa). Andando ad analizzare sinteticamente i dati del Gruppo, sotto riportati, possiamo essere soddisfatti, anche perché contemporaneamente il Gruppo è riuscito ad aumentare la distribuzione di dividendi.

SINTESI 2017 (Euro /000)	CONSOLIDATO GRUPPO AEB - GELSIA		
DATI ECONOMICI	2017	2016	DELTA
Fatturato	211.894	218.214	-6.320
Valore aggiunto	67.560	67.429	131
EBITDA	37.242	37.131	111
Risultato netto	11.885	13.429	-1.544
DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI			
Patrimonio netto	229.754	222.989	6.765
PFN da gestione corrente	13.335	10.965	2.370
PFN da gestione non corrente e mutui	-24.262	-29.060	4.798
PERSONALE			
Numero medio dipendenti	582,27	576,95	5,32
PERSONALE			
Investimenti	14.151	12.990	1.161

Per l'ennesimo anno gli investimenti sono stati finanziati da mezzi propri senza ricorrere ad istituti finanziari. Analizzando sommariamente i settori di interesse si rileva un contenimento dei risultati, rispetto ai dati 2016 particolarmente brillanti, nei settori vendita, ambiente, gestione impianti e un incremento nei settori farmacie e reti. Il contenimento dei settori vendite e gestione impianti è dovuto ad un intervento dell'Autorità sulle tariffe per i clienti in tutela, alle condizioni climatiche che hanno determinato una riduzione dei quantitativi venduti, al completamento del periodo di godimento dei certificati verdi. Gli sforzi profusi hanno permesso di garantire una prospettiva di sviluppo per il settore ambientale che, nonostante le molteplici vicissitudini e le incertezze normative, ha visto il completarsi della celebrazione della gara a doppio oggetto e l'individuazione di un partner industriale che nel settore ambientale non ha rivali nel Nord Italia. Non è stato possibile invece finalizzare la partnership nel settore energetico con il Gruppo Ascopiave, sia per l'evoluzione normativa che richiede la ricerca di partner strategici tramite percorsi pubblicitari che per valutazioni interne ai due Gruppi.

È possibile, nel corso del 2018, verificare la realizzabilità degli altri due obiettivi strategici previsti dal piano triennale:

- aggregare altre aziende pubbliche della Brianza che gestiscono farmacie in modo da costituire un quarto polo operativo del Gruppo;
- verificare la possibilità del Gruppo di quotarsi in Borsa per acquisire liquidità per lo sviluppo futuro ed eliminare i vincoli che spesso limitano l'operatività del Gruppo rispetto alla concorrenza.

Riguardo al prossimo futuro il giorno 10 marzo 2018 il Gruppo ha presentato ai Soci le linee strategiche di sviluppo del Piano Industriale che condurrà il Gruppo AEB-Gelsia al traguardo delle sfide del mercato nel prossimo quinquennio (2018-2022). L'incontro che ha riguardato tutti i soci del Gruppo, aveva come obiettivo principale verificarne la condivisione rispetto:

- all'impegno ad investire nel prossimo quinquennio 250 milioni di euro per rafforzare i core business del Gruppo e favorire lo sviluppo nei settori a valore aggiunto delle Smart City e delle reti intelligenti, in ottica Industria 4.0;
- alla realizzazione di un Piano di digitalizzazione riguardante asset e processi aziendali per ridurre i costi operativi e liberare nuove risorse per la crescita;
- alla riorganizzazione di AEB S.p.A. per rafforzarne il ruolo di holding e conferire le attività operative alle società controllate/partecipate;
- alla acquisizione di piccole realtà locali per inglobare competenze strategiche, ampliare il portafoglio di concessioni/clienti e completare la filiera della gestione dei rifiuti;
- al reperimento, tramite Borsa italiana, di una parte consistente delle risorse finanziarie necessarie a raggiungere gli obiettivi ambiziosi sopra indicati e cogliere al meglio le future opportunità;
- al mantenimento, nel quinquennio 2018-2022, della politica dei dividendi con pay-out del 50% sull'utile.

È utile ricordare le tante iniziative, anche sociali, che il Gruppo ha sostenuto con progetti dedicati al territorio e con sponsorizzazioni culturali, sportive e sociali, elementi distintivi dei Gruppi legati al territorio e di proprietà pubblica.

Ringrazio i colleghi Consiglieri, il Collegio Sindacale, i Colleghi Presidenti e Consiglieri delle società partecipate, Il Direttore Generale e l'intera struttura operativa del Gruppo per i risultati raggiunti; un ringraziamento infine ai Soci per l'opportunità fornita e la collaborazione garantita nel triennio.

Seregno, 22 maggio 2018

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti



RELAZIONE SULLA GESTIONE

0.1 DATI DI SINTESI DEL GRUPPO

01.01 - COMPAGINE SOCIETARIA DEL GRUPPO

Di seguito si riporta prospetto rappresentativo della compagine societaria e delle partecipazioni possedute da ciascun socio.

AEB SpA - Capitale Sociale	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
	Valore nominale	%	Valore nominale	%
Soci				
Seregno	601.132	71,400	601.132	71,400
Limbate	45.484	5,402	45.484	5,402
Seveso	36.536	4,430	36.536	4,430
Trezzo sull'Adda	30.771	3,655	30.771	3,655
Giussano	27.555	3,273	27.555	3,273
Meda	25.068	2,977	25.068	2,977
Varedo	22.110	2,626	22.110	2,626
Sovico	17.529	2,082	17.529	2,082
Muggiò	16.087	1,911	16.087	1,911
Bovisio Masciago	12.032	1,429	12.032	1,429
Cabiate	4.148	0,493	4.148	0,493
Biassono	1.604	0,191	1.604	0,191
Verano Brianza	350	0,042	350	0,042
Carate Brianza	282	0,033	282	0,033
Besana in Brianza	159	0,018	159	0,018
Cesate	75	0,009	75	0,009
Comune di Albiate	10	0,001	10	0,001
Comune di Briosco	10	0,001	10	0,001
Comune di Cogliate	10	0,001	10	0,001
Comune di Misinto	10	0,001	10	0,001
Comune di Rovello Porro	10	0,001	10	0,001
Comune di Triuggio	10	0,001	10	0,001
Comune di Veduggio con Colzano	10	0,001	10	0,001
Comune di Renate	10	0,001	10	0,001
Azioni Proprie	920	0,111	920	0,111
Totale	841.922	100,000	841.922	100,000

Le compagne societaria delle società controllate viene di seguito dettagliata.

Gelsia Srl - Capitale sociale	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
Soci	Valore nominale	%	Valore nominale	%
AEB S.p.A.	15.688.413,19	77,111	15.688.413,19	77,111
GSD S.p.A.	830.890,99	4,084	830.890,99	4,084
ASSP S.p.A.	698.838,85	3,435	698.838,85	3,435
Comune di Lissone	2.063.446,08	10,142	2.063.446,08	10,142
Comune di Cesano Maderno	759.559,35	3,733	759.559,35	3,733
Comune di Bovisio Masciago	95.119,00	0,468	95.119,00	0,468
Comune di Varedo	89.578,00	0,440	89.578,00	0,440
Comune di Ceriano Laghetto	42.296,00	0,208	42.296,00	0,208
Comune di Nova Milanese	41.804,29	0,205	41.804,29	0,205
Comune di Biassono	21.331,69	0,105	21.331,69	0,105
Comune di Macherio	13.989,94	0,069	13.989,94	0,069
Totale	20.345.267,38	100,000	20.345.267,38	100,000

RetiPiù Srl - Capitale sociale	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
Soci	Valore nominale	%	Valore nominale	%
AEB S.p.A.	48.590.833,14	58,862	48.590.833,14	58,862
Gelsia Srl	15.703.775,68	19,023	15.703.775,68	19,023
Comune di Lissone	7.749.241,07	9,387	7.749.241,07	9,387
ASSP S.p.A.	5.242.306,03	6,350	5.242.306,03	6,350
GSD Srl	4.974.806,50	6,026	4.974.806,50	6,026
Comune di Nova Milanese	156.995,38	0,190	156.995,38	0,190
Comune di Biassono	80.110,83	0,097	80.110,83	0,097
Comune di Macherio	52.539,06	0,064	52.539,06	0,064
Totale	82.550.607,69	100,000	82.550.607,69	100,000

Gelsia Ambiente Srl è totalmente partecipata da Gelsia Srl.

01.02 - COMPOSIZIONE DEL GRUPPO

La Vostra società è a capo di un Gruppo così composto:



Società controllata direttamente dalla Vostra società e operativa nei settori vendita di gas metano ed energia elettrica, produzione di energia elettrica e termica, teleriscaldamento e gestione calore. La stessa detiene partecipazioni in:



Società controllata integralmente e operativa nei settori della raccolta e smaltimento dei rifiuti, pulizia strade.



Società partecipata al 25% e operativa nella vendita gas metano ed energia elettrica.

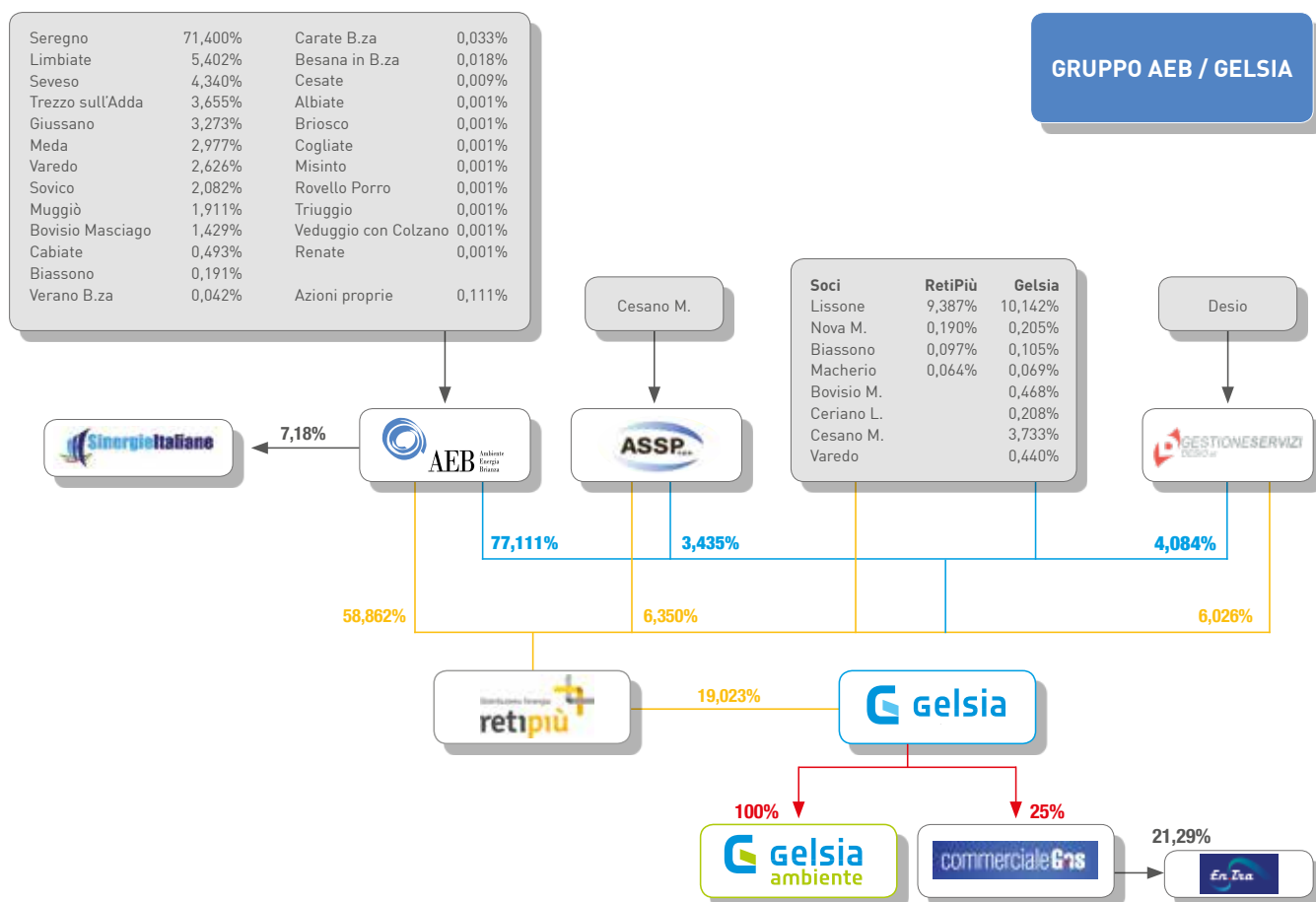


Società controllata direttamente dalla Vostra società e operativa nei settori della distribuzione del gas metano e dell'energia elettrica, servizi destinati ad essere affidati mediante gara rispettivamente non prima del 2017 e del 2025 (con scadenza ultima 2030). La partecipazione detenuta da Gelsia rafforza il controllo della società da parte di AEB S.p.A.

Nella tabella sotto riportata vengono indicati i dati identificativi delle imprese del Gruppo consolidate integralmente.

Quota posseduta al 31.12.2017	dall'Azionista		dal Gruppo
	%	società	% di consolidamento
Ragione sociale e sede			
Società Capogruppo (Holding):			
- AEB SpA - Capitale Sociale euro 84.192.200 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)			
Controllate dirette:			
- Gelsia Srl - Capitale Sociale euro 20.345.267 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	77,111	AEB SpA	77,111
- RetiPiù Srl - Capitale Sociale euro 82.550.608 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	58,862 19,023	AEB SpA Gelsia Srl	58,862 14,670
Controllate indirette:			
- Gelsia Ambiente Srl - Capitale Sociale euro 3.269.854 Sede: Via Caravaggio, 26/A - Desio (MB)	100,00	Gelsia Srl	77,111

Di seguito si rappresenta la composizione del Gruppo partendo dai soci.



Quanto sopra riportato rappresenta un'integrazione al bilancio d'esercizio di AEB S.p.A. ai fini di un'adeguata informazione sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della Società e del Gruppo.

Il Gruppo ha completato nel mese di aprile 2018 l'assegnazione delle quote residuali di Brianzacque detenute da Gelsia Srl.

Le partecipazioni dirette in Gelsia Srl, RetiPiù Srl e quella indiretta in Gelsia Ambiente Srl, sono state acquisite al momento della costituzione del Gruppo.

Le partecipazioni dirette in Sinergie Italiane Srl in liquidazione e Commerciale Gas & Luce Srl sono state acquisite dopo la costituzione del Gruppo. Commerciale Gas & Luce possedeva già la partecipazione di collegamento in EN.TRA. Srl.

I soci del Gruppo, anche in attesa delle decisioni prese dal principale azionista, hanno deliberato nel 2017 la ricognizione straordinaria delle partecipazioni possedute confermando il mantenimento delle stesse ad esclusione dei:

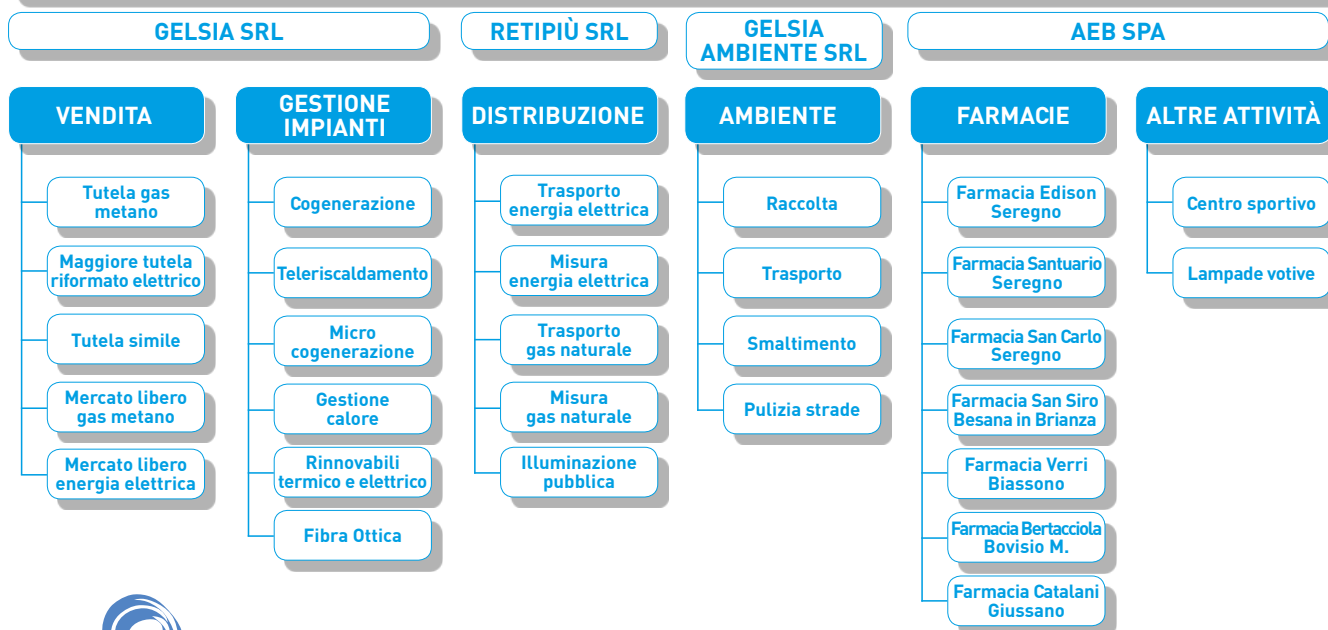
- Comune di Muggiò (1,911%) e comune di Trezzo sull'Adda (3,655%) per AEB S.p.A.;
- Comune di Nova Milanese (0,205% e 0,202%) e comune di Macherio (0,069% e 0,068%) rispettivamente soci in Gelsia Srl e RetiPiù Srl.

Il Comune di Seregno, che controlla il Gruppo tramite AEB S.p.A., ha integrato la propria delibera con linee di indirizzo che prevedono la razionalizzazione delle partecipazioni e delle strutture operative ed ha provveduto ad inviarle a tutte le società del Gruppo e agli altri soci. L'adempimento determinerà:

- cessione ai soci di Gelsia Srl delle partecipazioni detenute da quest'ultima (Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl) mediante assegnazione di dividendi in natura;
- vendita della partecipazione detenuta in Commerciale Gas & Luce Srl;
- acquisizione dalle società controllate del ramo d'azienda «prestazioni amministrative al Gruppo».
- verifica circa la riorganizzazione del settore cogenerazione e teleriscaldamento all'interno del Gruppo.

01.03 - ATTIVITÀ DI INTERESSE DEL GRUPPO

ATTIVITÀ SVOLTE DAL GRUPPO AEB-GELSIA



AEB Ambiente
Energia
Brianza

Farmacie

Il settore gestisce sette farmacie municipali: tre farmacie municipali site nel Comune di Seregno, una nel Comune di Biassono, una nel Comune di Bovisio Masciago, una nel Comune di Besana in Brianza e l'ultima in ordine di acquisizione nel Comune di Giussano.

Attività residuali

Altre attività residuali gestite sono:

- centro sportivo, con annesso palazzetto polifunzionale, Cav. "U. Trabattoni" di Seregno. Si tratta di un centro dove si pratica nuoto, tennis, rugby e calcetto, che ha annesso un palazzetto polifunzionale utilizzato dalle società sportive e per manifestazioni e convegni. Il Comune di Seregno, proprietario, dovrebbe celebrare, nel 2018, la gara pubblica per l'affidamento della gestione;
- illuminazione votiva per i Comuni di Seregno e Giussano fino a scadenza contrattuale (rispettivamente 2050 e 2018).



gelsia
• Luce • Gas • Calore

Vendita di gas metano ed energia elettrica

Il settore si occupa direttamente delle attività di approvvigionamento gas ed energia elettrica che vende tramite point aziendali diffusi sul territorio, account, agenzie di vendita, procacciatori e sistema web. Tutti i processi di gestione sono gestiti internamente (fatturazione, riscossione e recupero crediti) ad esclusione del "call center", gestito tramite struttura esterna italiana per rendere disponibile il servizio dal lunedì al venerdì (8,00 - 20,00), il sabato (8,00 - 14,00).

Realizzazione e gestione impianti di produzione tradizionali e da fonti rinnovabili (cogenerazione a fonti tradizionali e rinnovabili, teleriscaldamento, gestione calore, fotovoltaico)

Il settore realizza e gestisce impianti di produzione di energia elettrica e termica, fornisce calore a soggetti terzi, soprattutto tramite teleriscaldamento. La produzione riguarda energie realizzate con fonti tradizionali (cogenerazione a gas metano e caldaie tradizionali) e/o con fonti rinnovabili (impianti fotovoltaici e a olio di colza). Il settore partecipa anche alle gare nell'ambito delle categorie SOA acquisite. Ha realizzato, per uso proprio e a servizio di clienti, impianti fotovoltaici sia per produzione di energia elettrica che di energia termica.

Fibra ottica

La società è proprietaria di reti in fibra ottica che mette a disposizione degli operatori della telecomunicazione.

0.2 SCENARIO E MERCATO

02.01 - NORMATIVA SERVIZI PUBBLICI

Il Parlamento, con legge 7 agosto 2015, n. 124, ha delegato il Governo ad adottare decreti legislativi per il riordino della disciplina in materia di partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale.

Il Governo, in attuazione della delega, ha emanato il D.Lgs. 19 agosto 2016, n. 175 (“Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica”), meglio conosciuto come “Decreto Madia”, le cui disposizioni hanno ad oggetto la costituzione di società da parte di amministrazioni pubbliche, nonché l’acquisto, il mantenimento e la gestione di partecipazioni da parte di tali amministrazioni, in società a totale o parziale partecipazione pubblica, diretta o indiretta.

Per quanto d’interesse, la normativa in commento stabilisce che le amministrazioni pubbliche possono mantenere partecipazioni, anche indirette, in società per l’organizzazione e la gestione di un servizio d’interesse generale in regime di partenariato con un imprenditore privato, selezionato mediante procedure aperte. Il Decreto contiene anche la disciplina delle società a partecipazione mista pubblico-privata, cui si è fatto riferimento nella predisposizione della “gara a doppio oggetto”.

La Corte Costituzionale con sentenza 251/2016 ha dichiarato l’illegittimità costituzionale delle norme contenute nella legge delega nella parte in cui, pur incidendo su materie di competenza sia statale sia regionale, prevedono che i decreti attuativi siano adottati sulla base di una forma di raccordo con le Regioni, che non è quella dell’intesa, ma quella del semplice parere, non idonea a realizzare un confronto autentico con le autonomie regionali. La Corte ha precisato che le pronunce di illegittimità costituzionale, contenute nella decisione, sono circoscritte alle disposizioni di delegazione della legge n. 124 del 2015, oggetto del ricorso, e non si estendono alle relative disposizioni attuative. Nel caso di impugnazione di tali disposizioni, si dovrà accertare l’effettiva lesione delle competenze regionali, anche alla luce delle soluzioni correttive che il Governo riterrà di apprestare al fine di assicurare il rispetto del principio di leale collaborazione.

Per superare le contestazioni della Corte, il Governo, facendo tutti i passaggi previsti dalla normativa, ha approvato e pubblicato il D.Lgs n. 100/2017, che ha apportato modifiche al decreto 175/2016.

Per quanto d’interesse, la normativa in commento, anche a seguito della novella, stabilisce che le amministrazioni pubbliche possono mantenere partecipazioni, anche indirette, in società per l’organizzazione e la gestione di un servizio d’interesse generale in regime di partenariato con un imprenditore privato, selezionato mediante procedure aperte. Il Decreto contiene anche la disciplina delle società a partecipazione mista pubblico-privata, cui si è fatto riferimento nella predisposizione della “gara a doppio oggetto”.

Sulla base della nuova normativa i soci del Gruppo hanno deliberato il piano straordinario per il riordino delle partecipazioni possedute.

La legge 124/2015 prevedeva inoltre che entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore dei decreti legislativi di riordino, il Governo poteva adottare uno o più decreti legislativi recanti disposizioni integrative e correttive. La dichiarazione di incostituzionalità della Corte ha di fatto bloccato l’entrata in vigore di altri decreti in quanto non è stato possibile esercitare le deleghe previste entro i termini di scadenza, pertanto il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale è stato demandato ad un nuovo intervento legislativo del Parlamento.

02.02 - ANDAMENTO DEL MERCATO

Quadro macroeconomico

L’Italia ha realizzato nel corso del 2017 una crescita economica con un incremento del PIL nazionale del 1,5%, comunque inferiore al dato medio della Comunità Europea, che si è attestata al 1,7%. A livello globale la crescita economica si è attestata a valori ben superiori al dato Europeo. L’inflazione al consumo ha registrato un incremento nelle economie avanzate grazie soprattutto ai prezzi dei prodotti energetici, che negli ultimi anni avevano registrato continue flessioni di prezzo. Nell’area Euro la ripresa dell’inflazione, con i suoi effetti benefici, è stata disomogenea; anche in Italia si è registrata una variazione positiva del 1,2%.

L’espansione dell’attività economica mondiale resta solida e diffusa; permane, tuttavia, la generale debolezza di fondo dell’inflazione. Le prospettive di crescita a breve termine sono favorevoli. Tra i rischi che gravano su questo scenario restano rilevanti quelli che provengono dal contesto internazionale e dall’andamento dei mercati finanziari. Inasprimenti delle tensioni globali o una maggiore incertezza circa le politiche economiche nelle diverse aree potrebbero tradursi in aumenti della volatilità dei mercati finanziari e dei premi per il rischio,

ripercotendosi negativamente sull'economia dell'area euro.

Il miglioramento dell'andamento economico dell'area EU dovrebbe rafforzarsi anche se alcuni fattori di instabilità, compreso il rischio di "guerra commerciale" con gli Stati Uniti, potrebbero influire negativamente sulla crescita globale. La BCE ha alzato il tasso di crescita dell'area euro al 2,4% per il 2018, lasciando invariati il 2019 (+1,9%) e il 2020 (+1,7%); mentre l'inflazione stimata per il biennio 2018-2019 è pari al 1,4%; quella per il 2020 al 1,7%. A sostegno della crescita e dell'inflazione al tasso del 2%, la BCE proseguirà la politica espansiva con il Quantitative Easing, anche se la sua "forward guidance" non prevede più aumento degli acquisti di titoli oltre i 30 miliardi di euro mensili nel caso in cui le prospettive diventino meno favorevoli.

La crescita stimata per l'Italia resta comunque inferiore a quella Europea per tutto il triennio (1,4% nel 2018, 1,2% nel biennio 2019-2020), anche se positiva, così come l'inflazione (1,1% nel 2018, 1,5% nel biennio 2019-2020). Tra i rischi di origine interna si sono ridotti quelli connessi con la debolezza del sistema creditizio, con un possibile acuirsi dell'incertezza di famiglie e imprese sull'intensità della ripresa in atto. Il quadro qui delineato dipende però dal proseguimento di politiche economiche in grado, da un lato, di favorire la crescita dell'economia nel lungo termine, sostenendo le scelte di investimento e di consumo e, dall'altro, di assicurare credibilità al percorso di riduzione del debito pubblico, sfruttando il momento favorevole dell'economia globale.

Vendita Gas metano

Il 2017 ha visto un incremento della domanda nazionale di gas metano del 6%; complice soprattutto la maggiore domanda del settore per la produzione dell'elettrico. I prezzi del gas, che nel mercato spot europeo sono risultati in aumento tra agosto e dicembre, sono stati spinti da una serie di fattori quali il basso livello degli stoccaggi, il passaggio dal carbone al gas di una quota crescente della capacità di generazione elettrica, l'aumento dei prezzi del petrolio e del carbone, i problemi alle infrastrutture intervenuti sia in Norvegia che nel Regno Unito, oltre ai problemi alle centrali nucleari francesi. Quanto ai prezzi al dettaglio, si è riscontrata una stabilizzazione dopo la discesa degli ultimi 2-3 anni e le divergenze di prezzo tra Paesi UE si sono attenuate. L'aumento della domanda di gas metano è stata coperta da un incremento delle importazioni (6,4%) che ha dovuto far fronte anche ad una riduzione della produzione nazionale (-6,6%). Il maggior fabbisogno è stato coperto da consistenti utilizzi dello stoccaggio in erogazione. Per l'anno 2018 le curve forward indicano prezzi in risalita.

Vendita energia elettrica

Nel 2017 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) è salito a 54 €/MWh, tornando a crescere rispetto al minimo storico del 2016 e riallineandosi ai valori del biennio 2014-2015. La crescita del PUN riflette un contesto caratterizzato dall'ascesa delle quotazioni delle principali commodities, tra cui in particolare quella del gas, e dalla ripresa dei volumi scambiati sui livelli più alti dell'ultimo quinquennio. Sale al suo massimo storico la liquidità del MGP (72,2%), per effetto prevalentemente dell'ulteriore spostamento verso il mercato dei volumi acquistati dall'Acquirente Unico. Sul lato della vendita rafforzano la loro posizione gli impianti alimentati a gas, i cui volumi di mercato raggiungono i massimi degli ultimi sei anni, sfiorando il 50% del totale nazionale su MGP. A livello zonale, crescita in doppia cifra per tutti i prezzi di vendita, compresi tra i 50 €/MWh del Sud ed i 61 €/MWh della Sicilia. Il Mercato Infragiornaliero ha mostrato dinamiche di prezzo ancora in linea con il PUN e volumi inferiori solo al massimo storico del 2016. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2018 baseload ha chiuso il periodo di trading a 54,32 €/MWh, prospettando una stabilità di prezzi per l'anno in corso. Ai minimi dal 2012, infine, le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

Distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione gas metano è un servizio pubblico locale, normato dal D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164, che consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR.). Nell'ambito delle attività di distribuzione gas, svolte in regime di concessione, RetiPiu' Srl deve garantire:

- la connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);

- la continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità). L'attuale normativa stabilisce le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi gestiti, le condizioni economiche e le tariffe da applicare, i livelli minimi di qualità dei servizi da garantire, gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità dei servizi erogati.



Il mercato della distribuzione è stato oggetto di una notevole concentrazione, che ha visto passare il numero degli operatori attivi dai 774 del 1998, agli attuali 227, con una riduzione di più del 70%. Il processo di concentrazione sembra aver subito una battuta di arresto a partire dal 2011, probabilmente a causa dell'avvio della definizione del contesto normativo di inquadramento delle gare per il rinnovo delle concessioni del servizio sulla base degli Ambiti Territoriali Minimi, che ha visto introdurre numerose e sostanziali novità nel settore. Oggi la concentrazione del mercato è la seguente e RetiPù Srl, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori.

OPERATORI *	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
PER NUMERO CLIENTI FINALI (PDR)	220	226	226	227	226	227	235	251	272
Molto grandi	8	8	8	7	8	9	9	9	8
Grandi	20	22	22	26	27	25	23	25	27
Medi	22	22	20	20	18	18	23	22	27
Piccoli	110	114	117	115	112	114	112	119	123
Piccolissimi	59	60	61	59	61	61	68	76	87
PER VOLUME DISTRIBUITO - M(m³)	30.944	31.184	29.470	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048	33.923
Molto grandi	19.462	18.375	17.417	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023	17.286
Grandi	5.825	7.099	6.754	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355	8.954
Medi	2.215	2.228	2.020	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574	3.403
Piccoli	3.246	3.297	3.105	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797	3.937
Piccolissimi	196	184	176	202	223	233	257	298	342

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

Rispetto agli operatori, RetiPù Srl (fonte ARERA 2016), è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 15 a livello nazionale.

DATI ANNO - FONTE ARERA 2016

GRUPPO	M(m³) Distribuiti	OPERATORE	PDR Serviti
Italgas	7.372	Italgas Reti	5.683.992
2i Rete Gas	5.329	2i Rete Gas	3.849.449
Hera	2.925	Unareti	1.216.194
A2A	1.838	Inrete Distribuzione Energia	1.114.771
Iren	1.324	Toscana Energia	787.034
Toscana Energia	1.062	Napoletana Gas	739.488
Ascopiave	805	Ireti	715.906
Linea Group Holding	617	AcegasApsAmga	478.499
Estra	546	Nedgia	458.467
EG Holding	387	Centria	370.665
AGSM Verona	354	Ap Reti Gas	337.390
 344		Ld Reti	265.372
Unión Fenosa Internacional Sa	308	Erogasmet	236.313
Energei	301	 207.423	
Dolomiti Energia	279	Adrigas	173.730
Gas Rimini	278	Megareti	156.159
Acsm-Agam	277	Novareti	155.056
Edison	259	Amg Energia	152.216
AIM Vicenza	249	Infrastrutture Distribuzione Gas	150.959
AIMAG	247	G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.354
Altri	5.842	Altri	6.027.060
Totale	30.944	Totale	23.572.000

Fonte: Autorità -Indagine annuale sui settori regolati

Il servizio di distribuzione del gas naturale è stata oggetto nell'ultimo decennio di numerosi interventi legislativi, il più importante dei quali, contenuto nell'art. 46 bis del D.L. 159/2007 e nei successivi decreti ministeriali, ha portato alla definizione di 177 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) sulla base dei quali dovranno essere svolte le gare per il rinnovo di tutte le attuali 6.470 concessioni comunali. Lo scopo di tale intervento normativo è stato di "...garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza" gestiti "...in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi", agevolando "...le relative operazioni di aggregazione", prevedendo di conseguenza che i singoli enti locali appartenenti a ciascun ATEM affidino tale servizio tramite gara unica a un unico operatore.

A questa previsione sono seguiti numerosi provvedimenti che hanno prodotto un articolato e complesso quadro normativo con il fine di definire tutti gli aspetti di gara. 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 leg-

ge 21/16. In particolare, la legge 21/16 prevede, all'articolo 3, comma 2-bis, ulteriori rinvii rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo, quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe già vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione in analisi. Inoltre la norma ha cassato sia il potere sostitutivo statale in caso di inerzia della Regione, sia l'applicazione delle penalizzazioni economiche per gli enti locali nei casi in cui gli stessi non avessero rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante. In secondo luogo la nuova previsione ha definito che, scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegni alle stazioni appaltanti ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Trascorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministro dello Sviluppo Economico avvia a gara, nominando il commissario. Con la delibera dell'Autorità 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione. Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas. L'autorità, il 27 gennaio 2016, ha reso pubblici ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara. Con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 - DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG.

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

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

Con la deliberazione 18 maggio 2017 344/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/gas per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico. Sono esclusi i casi in cui siano state applicate alcune disposizioni delle Linee guida 7 aprile 2014 in combinazione con valutazioni basate su accordi riportati nelle concessioni o in convenzioni tra le parti. Come indicato nella deliberazione le semplificazioni non si applicano per valori di rimborso relativi alle reti di distribuzione situate nel Comune dell'ambito con il maggior numero di punti di riconsegna e negli altri Comuni dell'ambito con oltre 100.000 abitanti e con oltre 10.000 punti di riconsegna. Nei casi in cui si applicano le semplificazioni l'Ente locale non deve trasmettere (per il tramite della stazione appaltante) la documentazione di dettaglio prevista dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione 310/2014/R/GAS, ma deve rendere disponibile, tale documentazione su richiesta dell'Autorità. Le previsioni della deliberazione 344/2017/R/gas si applicano a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione. Pertanto non si applicano ai Comuni già acquisiti a piattaforma informatica VIR-RAB prima della data di pubblicazione della medesima deliberazione (19 maggio 2017), per i quali è in corso l'iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB da parte degli Uffici dell'Autorità.

L'articolo 1, comma 93, della legge 4 agosto 2017 n. 124, integra le disposizioni del decreto legislativo 164/00 e, in particolare introduce ulteriori semplificazioni rispetto all'obbligo, posto in capo alle stazioni appaltanti, di trasmettere all'Autorità le valutazioni di dettaglio relative ai valori di rimborso (VIR) che risultino maggiori del 10 per cento del

valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria. Inoltre, l'articolo 1, comma 94, della legge 124/17, ai fini dell'attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2, del regolamento di cui al decreto 226/11, prevede che l'Autorità, con propri provvedimenti, definisca procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, precisando che in ogni caso, con riferimento ai punteggi massimi previsti per i criteri e i sub-criteri di gara dagli articoli 13, 14 e 15 del citato regolamento di cui al decreto 226/11, la documentazione di gara non possa discostarsi se non nei limiti posti dai medesimi articoli con riguardo ad alcuni sub-criteri. Il 7 agosto 2017 l'Autorità ha pubblicato i chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'articolo 15 del decreto 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'articolo 5, comma 16, del medesimo decreto.

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

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

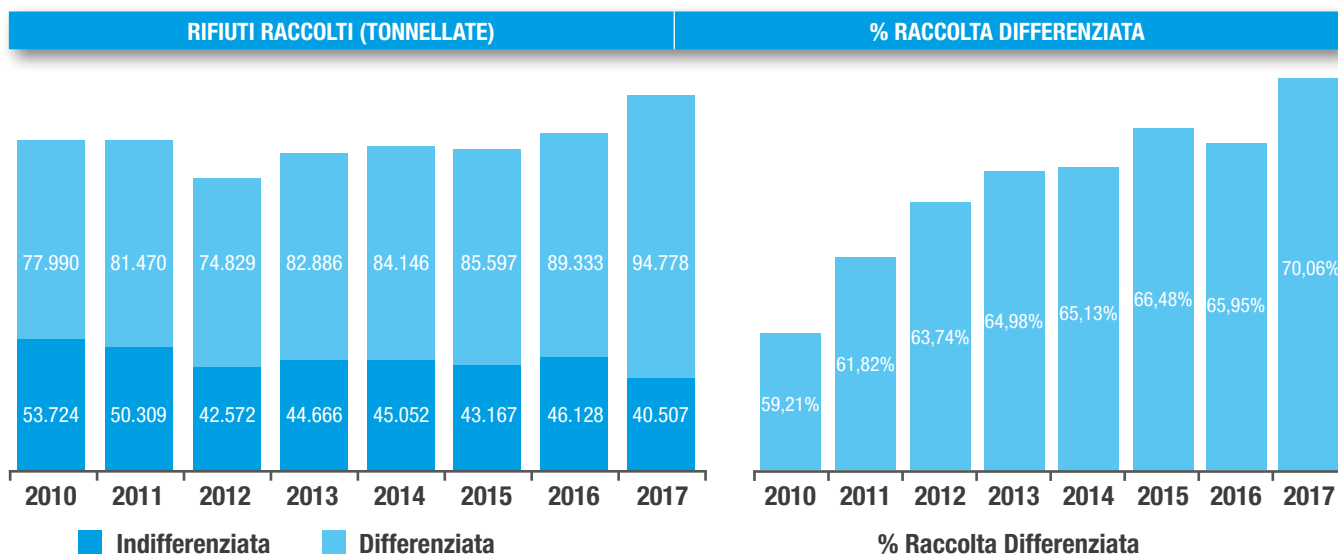
Con la Delibera 905/2017/R/gas del 27 dicembre 2017, l'Autorità dà attuazione alle disposizioni della legge concorrenza (legge n. 124/2017) in relazione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, introducendo nella regolazione percorsi semplificati per la valutazione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

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

Igiene ambientale

La società ha gestito in quattordici Comuni (dodici della Provincia di Monza e Brianza, uno della Provincia di Como e uno della Provincia di Milano) la raccolta e il trasporto dei rifiuti, le isole ecologiche, lo spazzamento stradale, manuale e meccanizzato. Per lo smaltimento dei rifiuti, a seguito della messa in liquidazione del Consorzio Provinciale della Brianza Milanese, ai tradizionali comuni gestiti si sono aggiunti altri undici Comuni della Provincia di Monza e Brianza.

La quantità di rifiuti prodotti/raccolti risulta in linea con quella dell'anno precedente, ma con un sensibile aumento della percentuale di raccolta differenziata dal 66% ad oltre il 70%. Tale miglioramento è imputabile all'introduzione nel corso dell'anno del sacco "R-Fid" in altri quattro comuni (oltre a Seveso, in cui è attivo dal 2014), introduzione che è stata accompagnata da una massiva campagna di informazione e sensibilizzazione alla cittadinanza. I risultati operativi sono esplicitati negli istogrammi di seguito riportati (in tonnellate di rifiuti raccolti).



Il 2017 risulta essere il secondo anno di esternalizzazione del servizio di call center; questa scelta era stata effettuata nell'ottica di un miglioramento della qualità commerciale del servizio offerto alla cittadinanza. Se il primo anno aveva portato miglioramenti in termini di numero di chiamate processate e di diminuzione dei tempi di attesa, il 2017 vede confermata la bontà della scelta effettuata. In particolare, si evidenzia un'ulteriore diminuzione dei tempi medi di attesa nonostante un aumento considerevole delle chiamate ricevute (+20.560, pari ad un aumento del 46,9% dovute principalmente ai cambiamenti dei servizi attivati in diversi comuni); si segnala anche una diminuzione del tempo medio di conversazione.

Tabella attività operative svolte tramite call center

DESCRIZIONE	U.M.	ANNO 2017	ANNO 2016
Tempo medio di attesa	minuti	0,57	1,02
Totale chiamate ricevute	N° chiamate	64.393	43.833
Totale connesse con operatore	N° chiamate	60.833	41.098
Totale chiamate abbandonate	N° chiamate	3.560	2.735
Livello di servizio	%	94,47%	93,76%
Totale conversazione	minuti	203.464,33	149.462,22
Tempo medio conversazione	minuti	3,34	3,60

Farmacie

Il mercato farmaceutico ha avuto negli ultimi anni una consistente evoluzione che ha portato i grossisti ad aggregarsi per far fronte alla riduzione dei margini, e, contemporaneamente, ad entrare direttamente nel segmento del dettaglio (acquisendo farmacie) per trattenere valore. La spinta alla concentrazione, sia verticale che orizzontale, deriva dalla progressiva riduzione della spesa pubblica che ha inciso sulla spesa farmaceutica e dal sempre maggior grado di liberalizzazione voluto dal Governo. Le modifiche normative del Governo Monti sono diventate operative ed hanno prodotto l'apertura di nuove farmacie in tutto il territorio di riferimento gestite da privati che non hanno certamente i costi di gestione di organizzazioni complesse. Altro dato da considerare è che nell'ultimo periodo in Lombardia si sono visti fallimenti anche di farmacie singole, settore da sempre considerato molto remunerativo. Per reggere la concorrenza la società ha riorganizzato il servizio, lanciato il "progetto farmacie" per rendere "commerciali" i negozi, fornire nuovi servizi con forte specializzazione e ad alto valore aggiunto. Il progetto dovrebbe completarsi nel 2018 con lo spostamento della farmacia San Carlo nei nuovi locali di proprietà e l'allargamento e rifacimento della farmacia di Santa Valeria.

I risultati di questa attività sono ben visibili in quanto, negli ultimi tre anni, è aumentato il volume d'affari e la marginalità di settore; per non perdere quanto fatto bisogna ricercare aggregazioni per poter disporre di economie di scale sia negli acquisti che nella gestione. In Provincia di Monza e Brianza, e nei territori limitrofi, sono presenti alcune aziende pubbliche che gestiscono farmacie; con una di queste (ASSP S.p.A.) sono in corso verifiche di aggregazione.

Cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico

ARERA sta definendo il quadro regolatorio di settore anche se vi sono ancora dubbi circa l'inquadramento di questa attività come servizio pubblico locale oppure quale attività imprenditoriale espletabile in libera concorrenza. Di fatto, nel panorama nazionale, sono presenti sia forme di regolazione implicita a livello locale - specialmente nell'ambito di schemi concessori o di delibere comunali - che esempi di reti private (come quelle aziendali). Pur non specificando la qualificazione giuridica del servizio, il Decreto n. 102/14 assume, comunque, primario rilievo nel quadro normativo proprio perché, per la prima volta, assoggetta le attività di settore a specifiche forme di regolazione e controllo da parte di ARERA.

Il Decreto tocca il settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento in tre punti del suo articolato. Nelle "Definizioni" (lettera gg, comma 2, art. 2) stabilisce che per "rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento" si intende un "sistema di trasporto dell'energia termica, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, finalizzato a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria".

In realtà questa descrizione non risolve i dubbi interpretativi già in essere perché non chiarisce quali sono i confini della rete di teleriscaldamento e cosa si intende per servizio di teleriscaldamento, teleraffrescamento e fornitura di acqua calda per uso domestico, non precisa il criterio per determinare la prevalenza dell'utilizzo del suolo pubblico e la qualificazione giuridica del servizio medesimo. Alla lettera tt) delle stesse "Definizioni" viene introdotto anche il concetto di "teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti" ovvero sistemi che usano, in alternativa, almeno il 50% di energia derivante da fonti rinnovabili, il 50% di calore di scarto, il 75% per cento di calore cogenerato, il 50% di una combinazione delle precedenti.

Vi saranno, inoltre, obblighi di unbundling anche per questo servizio con divieto di sussidi incrociati tra le diverse attività. La suddivisione delle poste economiche e patrimoniali, distinta per attività e comparti, dovrà riferirsi a ciascuna rete gestita dall'operatore per tener conto delle specifiche peculiarità, sia in termini di fonti energetiche utilizzate per la produzione del calore che in termini di variabili tecnico economiche rilevanti per la determinazione dei costi di erogazione del servizio (densità utenza, morfologia territorio etc.). Nel caso di presenza di cogenerazione è proposto l'utilizzo di specifici criteri di attribuzione delle poste contabili ovvero la metodologia del *Benefit distribution method* per l'attribuzione dei costi di combustibile e l'*Alternative Sharing method* per la determinazione dei costi fissi di investimento. Per quanto concerne le tempistiche di applicazione della disciplina, l'Autorità prevede l'istituzione dell'obbligo di presentazione dei conti annuali separati a partire dall'anno civile 2018 con la possibilità di utilizzare criteri ex post per l'attribuzione delle poste di bilancio e l'utilizzo dei criteri di attribuzione ex ante a partire dal bilancio dell'anno 2019.

Nella situazione attuale non si intravedono gli interventi normativi atti a sviluppare il settore cogenerazione e teleriscaldamento che, anche a causa della politica energetica dell'ultimo decennio, non è in grado, soprattutto per gli impianti a metano, di garantire la dovuta redditività, se non addirittura il ritorno degli investimenti realizzati. A questo si aggiunga la continua modifica delle decisioni assunte da alcuni enti che stanno mettendo in discussione anche i sistemi di calcolo dei certificati verdi, con consistenti riduzioni anche per il passato e con effetti economici e finanziari consistenti.

Anche le altre forme di efficientamento quali il rinnovo di centrali termiche tramite centrali di micro cogenerazione dispongono di un quadro regolatorio incerto e di un atteggiamento sfavorevole da parte di tutti i soggetti coinvolti che spesso non permette di investire e quindi di aumentare l'efficientamento dell'intero sistema energetico.

Trasporto energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPiù Srl gestisce l'ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione e si realizza attraverso un'infrastruttura di rete tipica quale è la rete di distribuzione elettrica capillare fino agli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD). Nel dettaglio l'attività di trasporto dell'energia elettrica comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti elettriche 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 trasporto dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. RetiPiù Srl è titolare della concessione dell'attività di trasporto di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza nel 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.

Centro Sportivo

Il contratto di servizio con il Comune di Seregno è cessato ex lege dal 01.01.2015, in quanto la normativa sui servizi pubblici ha di fatto annullato tutti i contratti di servizio in essere. Attualmente la società sta gestendo in attesa che il comune definisca le nuove modalità di gestione del servizio.

Le tariffe alla clientela vengono definite annualmente in accordo con il comune di Seregno che, dal 2017, si è intestato le forniture idriche ed energetiche ed ha previsto la copertura dei costi previsti a budget non coperti dai ricavi dell'utilizzo degli impianti. La delibera di Consiglio Comunale copre un periodo fino a tutto il 31.10.2018; ne consegue che a tale data la società dovrebbe consegnare gli impianti al nuovo gestore uscendo dal settore.

Illuminazione votiva

La società ha due contratti in essere rispettivamente con il comune di Giussano che scadrà al 2018 e con il comune di Seregno che scadrà al 2050. Alla scadenza dei contratti i due comuni dovranno celebrare apposita gara; il Gruppo deciderà se si tratta di un servizio di interesse e, in caso di interesse, quale società dovrà partecipare alla gara.

Fibra ottica

Gelsia Srl, e in minima parte AEB S.p.A. possiedono infrastrutture in fibra ottica a Seregno e nei comuni limitrofi che utilizzano per i propri impianti e mettono a disposizione, mediamente pagamento di canone di utilizzo, di terzi. Gelsia Srl sta gestendo inoltre un contratto per il comune di Seregno per il collegamento, tramite fibra ottica, di tutti gli edifici pubblici locali che ha permesso notevoli risparmi sul traffico e un servizio di qualità a tutte le scuole presenti sul territorio altrimenti improponibile per gli elevati costi da sostenere.

0.3 EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE ED IMPATTI SULLE ATTIVITÀ DI INTERESSE DEL GRUPPO

Preciando dagli adeguamenti tariffari intervenuti nei settori di specifico interesse, gli interventi più incisivi sull'operatività delle società di vendita vengono di seguito dettagliati.

03.01 - VENDITA GAS METANO E ENERGIA ELETTRICA

Interventi che hanno riguardato entrambe le commodities:

Determina 16/16 - DMEG "Istruzioni Operative e delle strutture xml da utilizzare per gli scambi informativi in tema di autolettura nel settore elettrico di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016 463/2016/R/com".

Il provvedimento fa seguito al mandato conferito alla Direzione Mercati (art. 13.b Del. 463/2016/R/com1) in tema di standardizzazione degli scambi informativi inerenti le autoletture EE, nonché di eventuali modifiche dei flussi già in uso, con l'obiettivo di semplificare la fatturazione a beneficio del cliente finale. Obiettivo finale è efficientare le modalità operative per la trasmissione, da parte del venditore al distributore, dei dati nei casi di autolettura periodica, voltura, switching e reclamo. Nell'ottica di semplificazione della fatturazione sopra citata, in particolare della comunicazione dei dati di autolettura da parte del cliente finale inserisce nei flussi informativi i campi relativi all'energia reattiva e alla potenza massima, esclusivamente per punti con potenza impegnata >15 kW; i campi inerenti il codice del contratto di dispacciamento, la data di voltura, la data di switching e quella di acquisizione della misura (necessarie al distributore per la verifica del rispetto delle tempistiche di trasmissione dati); un campo note obbligatorio per le autoletture non validate, a meno che i motivi di non validazione siano direttamente desumibili da quanto descritto nel file; i campi relativi al quarto totalizzatore (F4), da compilare esclusivamente in caso di visualizzazione del dato sul display del misuratore. Il provvedimento definisce le Istruzioni Operative (tracciati xml e sequenza dei flussi informativi) tra venditori e distributori per quanto

riguarda la comunicazione da parte del cliente finale dei dati di autolettura e di successiva validazione da parte del distributore, modifica i flussi informativi standard relativi alla messa a disposizione da parte dei distributori agli utenti del trasporto dei dati di misura di voltura e dei dati di misura di switching. Le società di vendita sono tenute ad adeguarsi alle Istruzioni Operative coerentemente con l'entrata in vigore prevista.

Determina 1/2017 - DCCA *“Approvazione del regolamento del portale operatori gestori e del manuale utente di cui all'articolo 13 del regolamento per l'attuazione da parte della società acquirente unico delle attività di avvalimento di cui all'articolo 7, comma 6 e all'articolo 44, comma 4 del d.lgs 93/11”.*

Il provvedimento si inserisce a valle delle misure introdotte da ARERA con Del. 383/2016/E/com, finalizzate a promuovere e migliorare gli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali e operatori; in particolare, a migliorare l'efficacia delle attività relative a reclami e controversie gestite in avvalimento di AU (predisponendo apposito Regolamento) e comprensive del Servizio di Conciliazione; rendere operativo, a partire da gennaio 2017, il Regolamento sulle attività di cui al precedente punto. Le società di vendita devono adeguarsi al Regolamento di Funzionamento del Portale (Regolamento) e al Manuale Utenti (Manuale).

Delibera 1/2017/R/eel

Con tale provvedimento l'ARERA ha dato attuazione ai contenuti più urgenti del Decreto MISE, rimandando a successivo provvedimento, in particolare, l'eliminazione del requisito di residenza anagrafica per l'accesso al bonus, in quanto impattante su vari fronti del TIBEG; si colloca nell'ambito dell'obiettivo strategico ARERA OS23 relativo alla revisione e semplificazione del bonus elettricità e gas e sviluppo di altri strumenti ad integrazione delle politiche sociali orizzontali; prevede in particolare la modifica del TIBEG, anche con riferimento al settore gas.

Delibera 69/2017/R/eel modifiche al *“Servizio di maggior tutela: meccanismo di compensazione dei costi fissi sostenuti dagli esercenti il servizio”.*

Il provvedimento fa seguito alle modifiche al TIV introdotte dalla Del. 659/2015/R/eel1 e relative alla remunerazione del servizio di maggior tutela riconosciuta agli esercenti, mediante specifiche componenti tariffarie, in funzione della dimensione degli esercenti stessi e della titolarità del servizio. Sono state identificate le seguenti tipologie imprese societariamente separate con numero POD > 10 Mln al 31/12/2015 (componente RCV); imprese societariamente separate con numero POD ≤ 10 Mln al 31/12/15 (componente RCVsm); distributori che esercitano l'attività in forma integrata (componente RCVi). La componente prevista “RCV” per gli esercenti, in tutte le sue declinazioni, copre i costi di commercializzazione sostenuti. Contestualmente nel TIV sono stati definiti meccanismi di compensazione a favore dell'esercente la maggior tutela, qualora le componenti di commercializzazione sopra citate non risultino sufficienti a coprire i costi sostenuti. Tali meccanismi riguardano la copertura degli oneri conseguenti a morosità per prelievi fraudolenti (art. 16bis TIV) e connessi alle ricostruzioni di consumi da parte del distributore, per le quali la medesima impresa distributrice abbia evidenziato la natura fraudolenta di tali prelievi da parte del cliente finale; la compensazione della morosità (articolo 16ter) nel caso in cui il riconoscimento già implicito nelle componenti RCV, RCVsm e RCVi risulti inferiore agli oneri effettivamente sostenuti dal singolo operatore. Il presente provvedimento introduce un nuovo meccanismo di compensazione per l'uscita dei clienti dalla Maggior tutela e definisce le procedure per l'accesso a tale meccanismo.

Delibera 109/2017/R/eel *“Avvio di procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Tar Lombardia, Sezione II, 31 gennaio 2017, 237, 238, 243 e 244, relative alla deliberazione dell'Autorità 268/2015/R/eel, in tema di garanzie per l'esazione degli oneri generali del sistema elettrico”.*

Il provvedimento fa seguito alle sentenze con cui il TAR Lombardia si è pronunciato sui ricorsi presentati da alcuni utenti del trasporto relativi a presunti profili di illegittimità del Codice di rete tipo (Del. 268/2015/R/eel2), con particolare riguardo alla facoltà attribuita al distributore di chiedere agli utenti del servizio di trasporto garanzie per il versamento degli oneri generali di sistema fatturati ai clienti finali (componenti A); al diritto del distributore di risolvere il contratto in caso di mancato versamento di detti oneri generali; agli obblighi dei venditori in materia di fatturazione e riscossione di detti oneri. Prevedeva l'avvio di un procedimento di riforma affidato alla Direzione Mercati, Retail e Tutela dei Consumatori di Energia; obblighi in capo alle imprese di distribuzione con riferimento alla quantificazione delle garanzie versate dagli utenti del trasporto; il rinvio a successivo provvedimento per il completamento della disciplina.

L'Autorità ha avviato un apposito procedimento, da concludersi entro il 31 dicembre 2017, per ottemperare alle sentenze del TAR Lombardia; individuare meccanismi di compensazione a favore degli utenti del servizio di trasporto e dei distributori a fronte di mancato incasso delle componenti A introdotte a copertura degli oneri generali di sistema. In merito alle sentenze citate il TAR, aderendo all'orientamento già in precedenza manifestato dal Consiglio di Stato ha confermato la copertura degli oneri generali di sistema in capo ai clienti finali, né

è rinvenibile nella legislazione vigente una norma che contempra una traslazione in capo ai venditori (utenti del trasporto) del predetto obbligo del cliente finale ed ha sostenuto che il potere dell'ARERA di intervenire autoritativamente nella regolazione contrattuale possa consentire, a beneficio degli utenti e della tenuta del sistema, l'imposizione di garanzie a carico degli operatori nonché di disporre la risoluzione del contratto di trasporto in caso di inadempimento, ciò però soltanto laddove l'obbligazione garantita sia propria del soggetto gravato, circostanza che non sussisterebbe nel caso di specie. Il TAR ha precisato che il potere di etero integrare il contratto di trasporto, sotto il profilo della quantificazione delle garanzie (e della connessa risoluzione del contratto medesimo per inadempimento), può avere a oggetto "prestazioni dovute da parte dei venditori, tra le quali rientra [...] l'obbligo di versamento ai distributori degli oneri generali di sistema che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali" ed ha ritenuto legittima la regolazione dell'ARERA circa l'attribuzione al venditore dell'obbligo di fatturare e riscuotere gli oneri generali di sistema in capo ai clienti finali, corrispondendo il relativo gettito al distributore. Tale impostazione sebbene confermi la legittimità delle modalità di esazione preclude all'ARERA la possibilità di adottare misure che garantiscano l'esazione degli oneri generali e riducano il rischio di un potenziale danno erariale, non essendo più titolata ad intervenire nei rapporti tra distributore e utente del trasporto. Si consideri in aggiunta che nell'ambito del procedimento non è venuto meno l'obbligo, per i venditori e le imprese distributrici, di corrispondere le componenti tariffarie A fatturate (indipendentemente da quanto effettivamente incassato).

ARERA deve quindi considerare una pluralità di interessi in potenziale conflitto tra loro: l'esigenza dei venditori e delle imprese distributrici di non sopportare il rischio del mancato pagamento degli oneri generali da parte del cliente finale; l'esigenza dell'erario alla certezza della riscossione del gettito dell'imposizione parafiscale; l'esigenza di continuare a garantire il finanziamento delle diverse e specifiche attività di interesse generale, anche di promozione e tutela dell'ambiente, cui sono destinati gli oneri generali di sistema.

In attesa di una completa revisione della disciplina delle garanzie, ARERA ritiene necessario ed urgente definire, in via cautelare, una disciplina transitoria che riveda l'attuale regolazione nella direzione indicata dalle sentenze TAR, facendo uso degli strumenti e delle informazioni disponibili che le garanzie dovute dall'utente del servizio di trasporto non possano che essere commisurate ad un valore rappresentativo della miglior stima degli oneri generali normalmente riscossi dagli operatori, sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture (unpaid ratio) comunicato dagli operatori operanti nel mercato libero nell'ambito delle raccolte dati per la quantificazione delle componenti a copertura dell'attività di commercializzazione (media dei valori assunti per l'unpaid ratio riconosciuto nel mercato libero nel periodo 2015-2016 nelle regioni del Centro-Sud, in quanto maggiormente coinvolte dal fenomeno della morosità) che il processo di revisione dell'importo delle garanzie debba tener conto anche della riduzione delle tempistiche di risoluzione del contratto di trasporto in caso di inadempimento dell'utente, per le quali l'impatto si attesta, escludendo periodi in cui l'incidenza dei giorni festivi risulta particolarmente elevata, intorno a 5 giorni solari. Seguendo tali criteri, pertanto, ARERA stabilisce con Del. 109/2017/R/eel che l'importo GAR, ossia la stima di tre (3) mesi di erogazione del servizio per i POD contenuti nel contratto di trasporto dell'utente (art. 2.5 e 2.7 Allegato B Del. 268/2015/R/eel) e l'importo massimo della garanzia, pari alla stima di cinque (5) mesi di erogazione del servizio per i POD contenuti nel contratto di trasporto dell'utente (art. 3.3 All. B Del. 268/2015/R/eel) debbano essere ridotti del 5,6% e che debba applicarsi una ulteriore riduzione del 4,9% alla quota parte del valore delle garanzie relativa alle sole componenti A. Ai distributori l'obbligo di adempiere all'adeguamento delle garanzie già versate dagli utenti del servizio di trasporto entro il decimo giorno lavorativo successivo alla fine di marzo 2017 (entro il 14 aprile 2017). ARERA ha rimandato eventuali interventi di modifica del testo dell'Allegato B Del. 268/2015/R/eel, anche al fine di consentire agli operatori di recepire in maniera organica e definitiva tutte le modifiche che saranno ritenute coerenti rispetto al nuovo assetto.

Delibera 130/2017/R/eel *"Disposizioni funzionali all'aggiornamento delle informazioni contenute nel Registro centrale ufficiale del Sistema Informativo Integrato, conseguenti alla riforma tariffaria di cui alla deliberazione dell'Autorità 782/2016/R/eel"*.

Il provvedimento fa seguito alle misure introdotte da ARERA con Del. 782/2016/R/eel1, secondo step della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica definita con Del. 582/2015/R/eel2, con decorrenza dal 1° gennaio 2017 (riforma a regime da gennaio 2018).

Delibera 229/2017/R/eel *"Disposizioni in merito alla prima configurazione dei misuratori 2G per la loro messa in servizio e relativi obblighi informativi a vantaggio dei clienti finali"*.

Il provvedimento fa seguito alla Del. 87/2016/R/eel1 con cui ARERA ha definito, tra gli altri, i requisiti funzionali dei misuratori 2G e i livelli attesi di performance dei sistemi di smart metering 2G, i cui effetti sono in vigore dal 20 giugno 2016; ad apposito tavolo tecnico del 15 febbraio 2017, organizzato dall'ARERA per analizzare con

gli operatori della vendita le problematiche connesse alle fasi di sostituzione dei misuratori; prevede in particolare la definizione di requisiti tecnici del misuratore 2G; obblighi informativi in capo ai venditori nei confronti dei clienti finali oggetto di sostituzione del misuratore. Le società di vendita sono tenute a riportare apposito messaggio nella Bolletta del cliente oggetto di sostituzione del misuratore di prima generazione con quello 2G e valutare la revisione delle proprie procedure di fatturazione al fine di prevedere l'inserimento del testo messo a disposizione dall'ARERA nei casi previsti.

Delibera 553/2017/R/eel *“Modifica delle date di pubblicazione, da parte di Terna S.p.a., dei corrispettivi di dispacciamento. Precisazioni in merito all'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio”.*

Ridefinisce le tempistiche per la determinazione e la pubblicazione da parte di Terna S.p.A. dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli artt. 44, 44bis e 45 della Del. 111/06, al fine di consentire ai venditori la possibilità di applicazione degli stessi nei contratti di vendita come corrispettivi “passanti”, dando così origine ad una semplificazione nella gestione sia per i venditori che per i clienti finali, attraverso il superamento della fatturazione in acconto e successivo conguaglio. Le società di vendita sono tenute a adeguare le proprie procedure di fatturazione per recepire le nuove tempistiche di pubblicazione dei corrispettivi di cui agli artt. 44, 44bis e 45 della Del. 111/06.

Delibera 594/2017/R/eel *“Disposizioni in merito alla gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato, con riferimento al settore elettrico”.*

Il provvedimento assegna, da gennaio 2018, al Sistema Informativo Integrato (SII) il ruolo di interfaccia comune unica per la messa a disposizione dei dati di misura nei confronti degli utenti del trasporto e dispacciamento. Il provvedimento individua i ruoli e le responsabilità dei soggetti coinvolti nelle procedure di messa a disposizione dei dati di misura e si inserisce in un processo di riforma che mira a rendere più efficiente l'intero sistema di interscambio dati. Le società di vendita sono tenute a monitorare la pubblicazione da parte del SII delle Specifiche Tecniche attuative della Delibera.

Delibera 629/2017/R/eel *“Disposizioni alle imprese distributrici e ai venditori per le imprese a forte consumo di energia elettrica in ordine a fatturazione e rateizzazione dei conguagli relativi agli anni 2014 e 2015 e misure per la riduzione degli oneri finanziari dei venditori”.*

Riguarda agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia (Imprese Energivore) e fa seguito in particolare al D.M. 5 aprile 2013, emanato in recepimento della Direttiva 2003/96/CE che riforma il quadro comunitario relativo alla tassazione dei prodotti energetici prevedendo, fra le altre cose, sgravi fiscali per le imprese a forte consumo di energia. Le società di vendita devono verificare se nel proprio portafoglio Clienti (e/o ex Clienti) siano presenti Imprese Energivore, prevedendo eventualmente il monitoraggio dell'aggiornamento periodico degli elenchi pubblicati da CSEA; modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori per i Clienti Finali classificati come Imprese Energivore; valutare l'opportunità di presentare istanza a CSEA in merito all'anticipazione degli importi rateizzati, e al meccanismo di riconoscimento dei crediti non riscossi adottando, se del caso, una specifica procedura per rispettare le scadenze fissate dal provvedimento.

Delibera 684/2017/R/eel *“Restituzione degli importi derivanti dall'applicazione delle parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica, in attuazione del decreto-legge “Mille proroghe 2016”.*

L'Autorità adegua la propria normativa a quella del Governo che ha stabilito che a decorrere dall'1 gennaio 2017 le parti variabili degli oneri generali di sistema siano applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi, abrogando ogni altra normativa precedente in contrasto con tale disposizione, e generando in particolare i seguenti effetti: applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema non più differenziata fra le varie categorie di SSPC a decorrere dalla suddetta data; abrogazione di precedenti prescrizioni; inesigibilità delle componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica, anche in relazione ai periodi antecedenti al 1° gennaio 2017, con l'unica eccezione della componente tariffaria MCT. Il provvedimento prevede particolari adempimenti in capo a distributori e utenti del trasporto a seguito delle modifiche legislative apportate all'assetto regolatorio dal Mille proroghe 2016; le società di vendita devono controllare preventivamente la presenza fra i propri Clienti finali di eventuali titolari di SSPC; procedere a verificare di aver effettivamente provveduto a fatturare ai suddetti Clienti gli oneri generali di sistema riferiti all'energia prodotta ma non prelevata dalla rete pubblica addebitati dal distributore; mettere in atto opportune procedure per riscontrare che l'elenco dei POD comunicato dal distributore coincida con quello ricavato dall'analisi dei dati contenuti nei propri sistemi; procedere alla liquidazione nei confronti dei Clienti degli importi restituiti dal distributore ed effettivamente fatturati ai Clienti stessi; restituire a CSEA le somme in riferimento alle quali non sia possibile la liquidazione al Cliente finale.

Delibera 700/2017/R/eel *“Disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi smart metering 2G”.*

Il provvedimento prevede in particolare: modifiche all'Allegato A Del. ARG/elt 107/09 (TIS); ulteriori disposizioni per gli operatori del settore elettrico. Le società di vendita, in qualità di utenti del dispacciamento, devono modificare le proprie procedure di programmazione dei prelievi tenendo conto, in prospettiva, dell'aumento graduale del numero di nuovi misuratori 2G messi in servizio e quindi del conseguente maggior numero di POD trattati orari.

Aggiornamenti condizioni economiche mercato libero

Per quanto attiene gli impatti dei provvedimenti di aggiornamento delle condizioni economiche le società di vendita hanno potuto considerare definitivi i valori degli oneri generali applicati nel 2016 e inizio 2017, non dovendo pertanto attendere eventuali possibili conguagli a valle dell'aggiornamento della disciplina da parte dell'ARERA. Inoltre, hanno dovuto aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte, le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero e i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet. L'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede, infatti, che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Aggiornamenti condizioni economiche mercato maggior tutela riformata

Per quanto attiene gli impatti dei provvedimenti, le società di vendita hanno dovuto aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte, le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato di maggior tutela e i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet.

Normative con impatto esclusivamente sulla vendita gas metano

L'Autorità nel corso del 2017 ha realizzato diversi interventi normativi, modificando l'operatività delle società di vendita. In particolare, appaiono di assoluto rilievo:

Delibera 678/2016/R/gas *“Determinazione del corrispettivo Cp a copertura degli oneri derivanti dall'assicurazione a favore dei clienti finali del gas, con decorrenza dal 1 gennaio 2017”.*

Il provvedimento discende dall'approvazione delle disposizioni in materia di assicurazione clienti finali contro i rischi derivanti dall'uso del gas distribuito a mezzo di reti urbane e di trasporto per il quadriennio 2017-2020, definite nella Del. 223/2016/R/gas e fa seguito alla previsione della stessa Del. 223/2016/R/gas con cui ARERA ha rinviato a successivo provvedimento l'individuazione del valore del costo dell'assicurazione per punto di riconsegna assicurato (Cp).

Delibera 108/2017/R/gas *“Modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale, a partire dal 1 gennaio 2018”.*

Il provvedimento si colloca nell'ambito dell'obiettivo strategico ARERA OS10 relativo allo sviluppo di un maggiore grado di concorrenza nel mercato retail, anche attraverso la progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo e prevede in particolare di modificare il TIVG per quanto attiene le condizioni economiche del servizio di tutela con estensione della validità delle attuali modalità di aggiornamento della componente CMEM; variazione delle modalità di aggiornamento della componente CCR; conferma del termine di applicazione delle componenti GRAD.

Componente CMEM

Gli aggiornamenti pubblicati riguardanti la componente CMEM prevedono la modifica dell'art. 6.2 TIVG con estensione della sua applicabilità al massimo al periodo 1 ottobre 2017- 30 settembre 2018 (AT 2017-2018) o comunque fino al termine del regime di tutela di prezzo fissato dal legislatore, se antecedente; la conferma delle attuali modalità di aggiornamento dell'elemento PFOR basate sulle quotazioni forward trimestrali OTC rilevate presso l'hub TTF (tale scelta discende da valutazioni prudenziali dell'ARERA, che ritiene ancora prematuro il passaggio a riferimenti di prezzo nazionali in quanto il livello di liquidità rilevato non risulta ancora sufficientemente e omogeneamente sviluppato, seppure sia rilevabile un ulteriore progresso della liquidità del PSV rispetto

al 2015) non è tale da garantire la minimizzazione dell'esposizione del potenziale benchmark di prezzo nazionale a rischi di manipolazione da parte degli operatori e la sussistenza di condizioni necessarie a consentire il passaggio dalle quotazioni dell'hub TTF alle quotazioni nazionali. Inoltre stabilisce a conferma delle modalità di aggiornamento dei costi di logistica nazionale ed internazionale espressi negli elementi QTint (copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all'immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico; QTPSV, (copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV); QTMCV (copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile CV).

Componente CCR

Il provvedimento sostituisce in toto l'art. 6bis TIVG con riferimento alla componente CCR. Gli aspetti di sostanziale rilevanza riguardano in particolare l'eliminazione dell'esplicito riferimento al periodo 1 ottobre 2016 - 31 dicembre 2017 con conferma delle modalità di quantificazione in precedenza adottate; l'aggiornamento del valore del rischio livello in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela superiore a quanto rilevato in passato, ipotizzando conseguentemente una variazione della quantità di gas fornito pari al 10,8%; l'aggiornamento del valore del rischio pro-die per tener conto della diversa quantificazione stagionale della componente tariffaria CRVOS; l'aggiornamento del valore del rischio bilanciamento in base al differenziale tra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo considerato per il calcolo del rischio profilo, considerando una probabilità di sbilanciamento pari al 10% nonché il valore vigente dello small adjustment; la conferma, per quanto concerne la quantificazione del rischio profilo e del rischio eventi climatici invernali, del loro adeguamento in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio in maniera analoga a quanto già previsto dal TIVG. Per quanto attiene l'individuazione del valore della CCR in vigore dall'1 gennaio 2018 ARERA rimanda a successivo provvedimento, per tener conto dei risultati delle aste per il conferimento delle capacità di stoccaggio per il servizio di punta stagionale che si svolgeranno nel mese di marzo 2017, oltre che del valore già calcolato per il quarto trimestre del 2017 ai sensi della Del. 166/2016/R/gas.

Componente GRAD

Per quanto attiene la componente GRAD ha confermato l'applicazione fino al 31 dicembre 2017, in ragione della cessazione, successivamente a tale data, della gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche di tutela.

Le società di vendita hanno dovuto aggiornare, a partire dall'1 gennaio 2018, i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela; offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela); i prospetti delle condizioni economiche di tutela come pubblicati nel proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18 del TIVG; le Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale.

Delibera 227/2017/R/gas *“Adempimenti successivi al conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2017/2018 - determinazione della componente CCR e del corrispettivo unitario variabile CRVOS”.*

Il provvedimento fa seguito alla prospettiva emersa durante l'iter di approvazione del DDL Concorrenza (iter ancora in corso¹) di superamento dei regimi di tutela di prezzo; alle previsioni della Del. 108/2017/R/gas rispetto all'individuazione del valore della componente CCR del servizio di tutela in vigore dall'1 gennaio 2018; infatti ARERA con Del. 108/2017/R/gas aveva rimandato la valorizzazione a successivo provvedimento, da emanarsi entro il mese di marzo 2017, per tener conto dei risultati delle aste per il conferimento delle capacità di stoccaggio per il servizio di punta stagionale da svolgersi nel medesimo mese di marzo 2017, oltre che del valore della CCR già calcolato per il quarto trimestre del 2017 ai sensi della Del. 166/2016/R/gas prevede in particolare la modifica del TIVG per quanto attiene la valorizzazione della componente CCR da 1 gennaio 2018; la fissazione del valore della componente CRVOS, ricompresa tra le componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto gas a copertura di oneri generali del sistema gas, a partire dall'1 ottobre 2017. Le società di vendita sono tenute a continuare ad aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela.

Delibera 625/2017/R/gas *“Aggiornamento dei valori percentuali necessari alla definizione dei profili di prelievo standard per l'anno termico 2017-2018, ai sensi del comma 5.3 del TISG”.*

Ad ogni inizio dell'anno termico ARERA definisce e aggiorna con proprio provvedimento i valori $c1\%_{i,j,k}$, $c2\%_k$, $t1\%_{j,k}$ e $c4\%_k$. Se le società di vendita utilizzano ai fini del calcolo delle proprie stime i profili di prelievo standard come definiti dal TISG, debbono provvedere all'aggiornamento nei propri sistemi dei valori dei nuovi parametri.

Delibera 670/2017/R/gas

Il provvedimento si inserisce in un più ampio contesto regolatorio e fa seguito in particolare alla delibera 229/2012/R/gas che ha reso operativo il Testo Integrato Settlement Gas (TISG)¹ che, al fine di assicurare un'ef-

ficiente erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto del gas naturale in riferimento alla determinazione dell'energia prelevata da ciascun Utente del Bilanciamento (UdB), definisce i criteri di profilazione convenzionale del prelievo dei PDR; le metodologie di esecuzione delle sessioni di bilanciamento mensili; le metodologie di esecuzione delle sessioni di aggiustamento annuali; responsabilità e obblighi informativi funzionali al settlement gas in capo al Responsabile del Bilanciamento (RdB), alle imprese di trasporto, agli UdB, alle imprese di distribuzione di riferimento o sottese, e agli Utenti della distribuzione (UdD). (Del. 276/2015/R/gas di sospensione del processo relativo alla prima sessione di aggiustamento, riferita all'anno 2013, ai fini della verifica delle anomalie emerse in fase di calcolo delle partite fisiche ed economiche relative alla stessa. Nel corso della prima sessione di aggiustamento dall'avvio della nuova disciplina del settlement prevista dal TISG, fissata per maggio 2015, erano infatti emerse criticità circa gli esiti della sessione, ritenute dalla stessa ARERA difficilmente giustificabili nel contesto del normale funzionamento del meccanismo adottato e quindi potenzialmente distorsive. Un lungo processo di consultazione. La delibera è il risultato finale raggiunto attraverso un percorso di diversi documenti di consultazioni e definisce la disciplina transitoria per la determinazione delle partite fisiche nell'ambito delle sessioni di aggiustamento settlement gas a partire dal 2013 ponendo obblighi in capo alle imprese di distribuzione, specie per quanto attiene la messa a disposizione dei dati di prelievo a RdB e i criteri di svolgimento delle sessioni di aggiustamento 2013-2016 da parte di RdB. Se le società di vendita operano come UdD devono adeguare i propri processi di gestione dei dati di misura al fine di poter procedere alla verifica dei dati trasmessi dall'impresa di distribuzione a RdB nell'ambito della procedura del settlement gas; trasmettere i dati a RdB e all'impresa di distribuzione in caso di inadempienza di quest'ultima nell'ambito delle sessioni di aggiustamento e bilanciamento; richiedere, in riferimento all'anno 2013 e qualora ritenuto opportuno, al distributore entro il 21 ottobre 2017 le anagrafiche dei PDR di cui all'art. 22 del TISG allora vigenti.

Delibera 737/2017/R/gas *“Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Determinazione ora per allora del valore della materia prima gas per il periodo da ottobre 2010 fino alla Riforma gas dell’Autorità”* (vedi anche Del. 275/2017R/gas e D.CO.463/2017/R/gas).

Il provvedimento fa seguito alla Sentenza 4825/2016 con cui il Consiglio di Stato (CdS) ha respinto l'appello dell'ARERA contro le Sentenze del TAR Lombardia 665/2013 e 265/2014 aventi ad oggetto l'annullamento della Del. ARG/gas89/10 (e provvedimenti conseguenti) con specifico riferimento alla valorizzazione del coefficiente K introdotto per la riduzione del fattore QEt di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche del servizio di tutela a partire dall'1 ottobre 2010. Tale modifica in diminuzione indotta dall'incremento di liquidità nel mercato all'ingrosso europeo e mondiale associato, da un lato, alla congiuntura economica e, dall'altro, alla nuova disponibilità di gas non convenzionale negli Stati Uniti resa possibile dall'evoluzione tecnologica, che secondo quanto indicato da ARERA nelle premesse alla Del. ARG/gas 89/10 aveva “portato ad una generale riduzione dei prezzi del gas sui mercati europei e potrebbe determinare l'opportunità di modificare le clausole dei contratti pluriennali di approvvigionamento degli importatori dai produttori esteri”. Con la Sentenza 4825/2016 il Consiglio di Stato ha annullato in via definitiva i provvedimenti oggetto del ricorso evidenziando che: “le conseguenze applicative delle deliberazioni assunte dall'Autorità hanno inciso negativamente, nei confronti dell'impresa che può essere ragionevolmente considerata il maggior operatore di settore (tra le parti private in causa), in misura praticamente doppia rispetto ai vantaggi che la stessa si è autonomamente procurata secondo logica di mercato ed in funzione della variabilità e variazione di alcuni suoi fattori (andamento dei prezzi e delle condizioni contrattuali rilevabili nei suoi mercati di approvvigionamento)”. Le censure dedotte mettono in luce la “carezza e l'inadeguatezza di motivazione degli atti impugnati”, in particolare della capostipite Del. ARG/gas 89/10, lasciando “impregiudicati i poteri dell'Autorità di adottare ogni eventuale deliberazione che la stessa riterrà opportuna o necessaria in conseguenza dell'esito del presente giudizio”. Non viene sostanzialmente censurato il metodo di calcolo del coefficiente K utilizzato nel 2010, né diversamente potrebbe essere in quanto in base alla Sentenza 2833/13 “per consolidato orientamento giurisprudenziale, le valutazioni compiute dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolazione sono connotate da ampia discrezionalità e, per questa ragione, possono essere sindacate dal giudice amministrativo solo nel caso in cui la stessa Autorità abbia effettuato scelte che si pongono in contrasto con quello che può essere definito il principio di ragionevolezza tecnica”. Le Delibere annullate riguardano gli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di tutela gas, da ottobre 2010 a dicembre 2011. Il coefficiente k, sebbene in forma attenuata, è presente nelle formule di calcolo della componente materia prima fino all'aggiornamento del terzo trimestre 2012, vale a dire per un periodo complessivo di 24 mesi, da ottobre 2010 a settembre 2012 (periodo di ricalcolo). Il provvedimento prevede in particolare la rideterminazione del coefficiente K con riferimento alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale del servizio di tutela applicabili nel periodo 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2012; il rimando ad un successivo Documento di Consultazione per la definizione delle modalità di regolazione degli eventuali con-

guagli nei confronti dei clienti finali, con l'obiettivo di rispettare le tempistiche già ipotizzate per la conclusione del relativo procedimento (luglio 2018).

Aggiornamenti condizioni economiche mercato libero gas metano

In merito all'aggiornamento delle condizioni economiche le società di vendita operanti sul mercato libero devono aggiornare, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione, le schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali e aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet. Hanno inoltre dovuto aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte.

Aggiornamenti condizioni economiche tariffa tutela gas metano

La delibera del 1° trimestre ha determinato un aumento del 4,7%; quella del 2° trimestre ha determinato una riduzione del 2,7%, quella del 3° trimestre ha determinato una riduzione del 2,9%, quella del 4° trimestre ha determinato un aumento del 2,8%. Le società di vendita hanno dovuto aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul servizio di tutela e aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet.

Normative con impatto sulla vendita gas metano e energia elettrica

Delibera 738/2016/R/com *"Fatturazione e regole di rateizzazione: modifiche alla disciplina definita dalla deliberazione dell'Autorità 463/2016/R/com"*

Il provvedimento fa seguito a richieste di chiarimenti pervenute ad ARERA rispetto ad alcune previsioni del TIF e della Del.463/2016/R/com. ARERA ha ritenuto opportuno introdurre modifiche per rendere più chiara ed omogenea l'applicazione della disciplina; apporta correzioni ad errori materiali alla regolazione; prevede, in particolare, modifiche all'entrata in vigore del TIF; all'ambito di applicazione del TIF; alla disciplina fatturazione di periodo; ai criteri contabilizzazione dei consumi; alla disciplina dell'autolettura; alla disciplina degli indennizzi automatici; alla disciplina di rateizzazione pagamenti; al sistema di monitoraggio delle fatture. Le novità previste entrano in vigore con tempistiche differenziate dall'1 gennaio 2017 salvo, per un limitato numero di prescrizioni, dal 1° aprile 2017 in linea con le già previste decorrenze TIF e Del. 463/2016/R/com. Nel presente documento, in assenza di diversa specifica indicazione, le novità devono ritenersi in vigore dall'1 gennaio 2017; Per quanto attiene gli impatti del provvedimento si evidenzia in particolare come le società di vendita sono tenute ad adottare/aggiornare il proprio piano di recepimento della Del.463/2016/R/com in materia di gestione dati di misura, fatturazione, rateizzazione, riconoscimento indennizzi, etc.

Determina 18/16 - DMEG *"Modifiche ed integrazioni alle Istruzioni Operative ed alle strutture xml da utilizzare per gli scambi informativi in tema di standard di comunicazione per entrambi i settori elettrico e gas"*.

Il provvedimento si inserisce nel contesto della riforma degli standard di qualità previsti da Del.413/2016/R/com (TIQV), che ha previsto la possibilità per i venditori, dal 1 gennaio 2017, di presentare una richiesta di dati tecnici anche nell'ambito delle procedure di conciliazione paritetiche. Dal 1 luglio 2017 sono entrate in vigore le modifiche alla Del. 646/2015/R/eel (TIQE) e Del.574/2013/R/gas (RQDG) relative alla revisione degli standard riguardanti la richiesta da parte del venditore e messa a disposizione da parte del distributore dei dati tecnici (anche in presenza di segnalazioni telefoniche pervenute dal cliente finale). Nel dettaglio, il provvedimento aggiorna le "Istruzioni Operative in tema di standard di comunicazione tra distributori e venditori di EE" (Istruzioni EE) introdotte con Det. 3/2010. Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore è tenuto a prendere visione delle Istruzioni Operative; implementare nuove funzionalità nei propri sistemi informativi per adeguarli alle novità dei flussi di comunicazione previste nelle Istruzioni operative; valutare la necessità di adeguamento delle proprie procedure/prassi operative nei confronti dei distributori.

Delibera 795/2016/R/com *"Modifiche alla regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale e alla regolazione della qualità commerciale del servizio di vendita per la prestazione di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore"*.

Il provvedimento si inserisce nel contesto della riforma degli standard di qualità previsti dalla Del. 413/2016/R/com (TIQV) che ha previsto, tra gli altri la possibilità per i venditori, dal 1 gennaio 2017, di presentare una richiesta di dati tecnici anche nell'ambito delle procedure di conciliazione paritetiche; l'entrata in vigore, dal 1 luglio 2017, delle modifiche alla Del. 646/2015/R/eel (TIQE) e Del.574/2013/R/gas (RQDG) relative alla revisione degli

standard riguardanti la richiesta da parte del venditore e conseguente messa a disposizione da parte del distributore dei dati tecnici (anche in presenza di segnalazioni telefoniche pervenute dal cliente finale); deve leggersi in combinazione con la Determina 18/2016 - DMEG1 che ha aggiornato lo standard nazionale di comunicazione; prevede in particolare modifiche al TIQE e modifiche al TIQV.

Gli aggiornamenti riguardano in particolare:

Modifiche al TIQE:

- (art. 91.4) introduzione e definizione puntuale di nuove tipologie di “altri dati tecnici” ai fini dell’individuazione dello standard di flusso di richiesta applicabile (in coerenza con la Tab. 20 TIQE più sotto riportata): ricostruzione consumi per malfunzionamento del gruppo di misura; richieste relative a dati di misura per periodi > 2 anni; richieste relative a POD trattati orari; verifiche relative a dati anagrafici del POD relativi a periodi in cui la rete era gestita da un operatore diverso; verifiche relative a dati anagrafici del POD per periodi anteriori a più di 12 mesi dalla data della richiesta; richieste relative ad interruzioni del servizio di distribuzione; richieste relative a contestazioni del cliente in sede di esecuzione lavori di aspetti tecnici;
- (art. 91.6) introduzione della possibilità a partire da luglio 2017, per il distributore, di poter riclassificare, da semplici a complesse, le richieste di “altri dati tecnici” pervenute qualora il soddisfacimento delle stesse necessiti un sopralluogo. Tale facoltà è espressamente prevista, previa comunicazione motivata del distributore al venditore, nei casi di: richiesta riferita a reclamo scritto; richiesta scritta di informazioni; procedura paritetica di conciliazione;
- sostituzione della Tab. 20 relativa ai “*Livelli specifici e generali di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici*” (in rosso le novità introdotte).

Modifiche al TIQV:

Il provvedimento introduce nuove tipologie di richiesta di dati tecnici: reclami telefonici; richieste di informazioni telefoniche; richiesta nell’ambito di procedure di conciliazione paritetica (Rispetto alla formulazione generale dell’art. 16.4 TIQV, tale classificazione è stata dettagliata sulla base di quanto previsto da Det. 18/2016 - DMEG). Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore è tenuto a prendere visione dei successivi provvedimenti collegati alle novità dei flussi di comunicazione, adeguando i proprio flussi informativi e a valutare la necessità di adeguamento delle proprie procedure/prassi operative nei confronti dei distributori.

Delibera 94/2017/R/com “*Modifiche e integrazioni al Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale*”.

Il provvedimento fa seguito al Decreto del 29 dicembre 2016 con il quale il MISE ha apportato modifiche alla disciplina inerente l’erogazione del bonus elettrico, riguardanti in particolare l’aumento dell’entità del bonus, riferendolo alla spesa al lordo di tasse e imposte; l’indicizzazione della soglia massima ISEE per l’accesso al bonus all’indice ISTAT dei prezzi al consumo; l’eliminazione della condizione secondo cui può essere agevolata solo la fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto che ha i requisiti per l’accesso al bonus e alla delibera 1/2017/R/eel sopra citata. Le novità previste trovano applicazione dall’1 giugno 2017.

Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore è tenuto a continuare ad applicare la disciplina del TIBEG, tra le altre gestendo gli scambi informativi con il distributore; effettuando le verifiche sui dati forniti dai clienti domestici rispetto a quelli forniti dal distributore; trasferendo ai clienti titolari di bonus le compensazioni riconosciute dal distributore; tenendo separata evidenza contabile delle compensazioni ricevute dalle imprese di distribuzione e trasferite ai clienti finali; garantendo il rispetto delle informative previste (web, fattura/bolletta, contratti, etc.).

Delibera 129/2017/R/com “*Bolletta 2.0: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità 501/2014/R/com e 200/2015/R/com per clienti non domestici alimentati in bassa tensione*”.

Il provvedimento fa seguito, in particolare, alle previsioni della Del. 582/2015/R/eel in merito all’avvio del graduale superamento, dall’1 gennaio 2017, della progressività delle componenti tariffarie applicate ai clienti domestici in bassa tensione a copertura degli oneri generali di sistema; obbligo, per i distributori, di rilevare attraverso contatori elettronici telegestiti il valore massimo mensile di potenza prelevata dai clienti domestici; obbligo, per i venditori, di mettere a disposizione dei clienti domestici tali valori di potenza prelevata entro il 2016, per stimolare i clienti ad un utilizzo più attento e consapevole della potenza contrattualmente impegnata; aumento della granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabile a partire dal 1 gennaio 2017, lasciando in tal modo al cliente una maggiore scelta del livello più adeguato alle proprie esigenze; riduzione, per un periodo di almeno 24 mesi, dell’entità dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente deve riconoscere al distributore per variazioni di potenza contrattualmente impegnata effettuata da remoto (senza intervento in

loco). Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come le società di vendita sono tenute a aggiornare il lay-out della propria bolletta sintetica; verificare la necessità di modifica delle procedure di acquisizione dati e pubblicazione degli stessi nella bolletta; provvedere all'aggiornamento del Glossario.

Delibera 228/2017/R/com *“Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria”* (TIRV)

Il provvedimento fa seguito alla più ampia riforma avviata con D.lgs. 21/2014 (di modifica degli artt. 49, 50, 51 e 66 quinquies del Codice del Consumo), in recepimento della Direttiva 2011/83/UE, per effetto della quale nel corso del 2014 ARERA, con Del.266/2014/R/com aveva adeguato il dettame della Del. 153/2012/R/com alle nuove previsioni del Codice del Consumo. Con riferimento alla disciplina dei reclami e della risoluzione extragiudiziale delle controversie, si inserisce nel procedimento di riforma e razionalizzazione avviato con il D.lgs. 130/2015 (di modifica della parte V del Codice del Consumo), seguito dalla Del. ARERA 410/2014/E/com ed ha come obiettivo quello di fornire al Cliente finale uno strumento di tutela ulteriore, complementare e preventivo rispetto a quello garantito dal Codice del Consumo; riunisce in un unico testo integrato le disposizioni di cui alle Del. 153/2012/R/com e 266/2014/R/com in modo da assicurare al Cliente finale un'adeguata consapevolezza degli strumenti di tutela offerti, chiarendone le modalità di attuazione. Le società di vendita devono valutare la necessità di interventi ai testi contrattuali e alle procedure commerciali; programmare ed attuare per tempo eventuali modifiche ai propri testi contrattuali e alle proprie procedure di acquisizione del cliente, tanto con riferimento ai contratti conclusi con clienti domestici quanto con clienti non domestici; valutare l'adozione di un protocollo di autoregolazione volontaria.

Determina 8/2017-DMRT *“Modifiche e integrazioni alle Istruzioni Operative e alle strutture xml da utilizzare per lo scambio dei dati di fatturazione del servizio di trasporto”*.

Regolamenta l'estensione con il D.L. 50/2017 del meccanismo di riscossione dell'IVA “split payment”, inizialmente previsto nei confronti della sola Pubblica Amministrazione (P.A.), anche alle forniture verso società a controllo pubblico e, qualora quotate in borsa, alle loro società controllate. Il provvedimento, prevede, a partire dal 1 luglio 2017, l'adozione di opportune variazioni alle modalità di fatturazione del servizio di trasporto di energia elettrica ed in particolare modifica le istruzioni operative dell'ARERA; gli “Schemi xml” relativi ai tracciati di fatturazione. Le società di vendita rientranti nella normativa dello split payment, devono adeguare la procedura di gestione dei documenti di fatturazione emessi dall'impresa di distribuzione e adeguare i propri sistemi informativi.

Delibera 639/2017/E/com *“Disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico”*.

Il provvedimento fa seguito al Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV - Del. 413/2016/R/com) che disciplina, tra le altre, il cosiddetto primo livello di gestione delle controversie costituito dai reclami dei clienti finali alimentati in bassa pressione (GAS) e/o bassa e media tensione (EE); Testo Integrato in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle Controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità (TICO - Del. 209/2016/E/com) con cui ARERA disciplina il secondo livello di gestione delle controversie, prevedendo in particolare: il tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio Conciliazione dell'ARERA quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale; l'applicabilità dall'1 gennaio 2017 alle medesime tipologie di clienti di cui al TIQV, compresi i prosumer; l'obbligatorietà della partecipazione alla conciliazione per tutti i venditori e i distributori; l'alternatività della procedura dinanzi al Servizio Conciliazione rispetto all'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione anche mediante altre procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude la concessione di provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari; prevede, in particolare l'approvazione della Disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie (Disciplina decisoria); l'applicazione della Disciplina decisoria ai clienti finali che hanno stipulato o intendono stipulare un contratto di fornitura di energia elettrica o gas naturale per uso proprio. L'entrata in vigore della Disciplina decisoria a partire dall'1 gennaio 2018.

Delibera 593/2017/R/com *“Evoluzione del sistema indennitario: implementazione nel SII e disciplina della sua applicazione al settore del gas naturale”*.

Ha come obiettivo il miglioramento degli strumenti di tutela del credito a disposizione delle aziende di vendita che ha interessato la regolazione negli ultimi anni. (vedasi Del. ARG/elT 191/09 istitutivo del Sistema Indennitario per gestire, per i punti di fornitura (POD) connessi in Bassa Tensione (BT), il riconoscimento di un indennizzo nei confronti del venditore oggetto di un recesso contrattuale da parte del cliente (switch-out) e contestuale mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi di erogazione del servizio, prima della data di effetto dello switch-out; l'estensione dell'intero Sistema Indennitario anche al settore del gas naturale, seppur limitato ai clienti domestici e non domestici con consumi annui fino a 50.000 Smc/a; la Del. 258/2015/R/com

che oltre a introdurre il TIMOE e modifiche al TIMG ha modificato in parte la disciplina semplificata del Sistema Indennitario all'epoca in vigore; ha rimandato a successivo provvedimento l'adozione di una disciplina unitaria per il settore dell'energia elettrica e del gas naturale; la disciplina dei processi di gestione, nel settore elettrico, della voltura (Del. 398/2014/R/eel) e dello switching (Del. 487/2015/R/eel) e la relativa adozione nell'ambito del SII, propedeutica in ogni caso alla corretta implementazione nel SII medesimo anche del Sistema indennitario; la disciplina del processo di gestione, nel settore gas, della voltura (Del. 102/2016/R/com).

Delibera 783/2017/R/com *“Disposizioni in materia di revisione delle modalità implementative relative alla disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas”.*

Il provvedimento rientra nella ampia riforma della disciplina dello switching riconducibile alla Del. 487/2015/R/eel che, recependo le previsioni della Direttiva 2009/72/CE e del D. Lgs. 193/11, ha fissato l'esecuzione dello switching in un tempo massimo di 3 (tre) settimane. La norma conferma il diritto di recesso da un contratto di fornitura senza applicazione di penali o spese di chiusura, qualora esercitato nel rispetto dei termini di preavviso previsti, che nel caso di recesso per cambio venditore l'uscente debba ricevere la comunicazione di recesso entro e non oltre il giorno 10 (dieci) del mese precedente la data di cambio venditore, adeguando in tal modo le tempistiche di recesso a quelle garantite per lo switching; l'entrante a dover effettuare la comunicazione di recesso nei confronti del venditore uscente, indipendentemente dalla tipologia di cliente. A tal proposito il cliente finale deve rilasciare al venditore entrante, all'atto della conclusione del contratto di fornitura, un'apposita procura affinché quest'ultimo possa recedere dal contratto di fornitura con il venditore uscente in nome e per conto del cliente con comunicazione tramite SII. Nelle more dell'implementazione del SII, si prevede che la comunicazione di recesso venga esercitata a mezzo PEC; nel caso di clienti serviti in Maggior Tutela che concludono un contratto di Mercato Libero non debba essere inviata la comunicazione di recesso all'esercente la Maggior Tutela, eliminando così l'onere per il cliente di recedere espressamente dal contratto e riducendo al minimo il tempo necessario per risolvere il contratto. Le società di vendita devono attuare per tempo le necessarie modifiche ai propri testi contrattuali variando le condizioni generali di recesso.

Offerte PLACET a garanzia dello sviluppo del mercato libero per il gas metano e l'energia elettrica

Il DDL concorrenza (divenuto Legge 124/17 “Legge annuale per il mercato e la concorrenza”) ha previsto la completa liberalizzazione del mercato retail gas ed energia elettrica dlla 1° Luglio 2019 ed ha dato specifici compiti ad ARERA) e al MiSE per aiutare lo sviluppo del mercato libero e definire le condizioni per permettere ai piccoli consumatori di partecipare, con cognizione di causa al mercato libero del gas metano e dell'energia elettrica. Su tale materia ARERA ha approvato diverse delibere:

- **Delibera 555/2017/R/com** *“Offerte “A Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela” (offerte P.L.A.C.E.T.) e condizioni contrattuali minime per le forniture ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei mercati liberi dell'energia elettrica e del gas naturale”.* Il provvedimento si inserisce nell'obiettivo strategico “OS10 - Aumento della concorrenza del mercato”;
- **Delibera 610/2017/R/com** *“Avvio di tre procedimenti per l'attuazione dei primi interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza) relativi all'ulteriore sviluppo del mercato retail e alla cessazione della tutela di prezzo per i clienti domestici e le piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale”;*
- **Delibera 746/2017/R/com** *“Obblighi di informazione, in capo ai venditori, disposti dalla Legge Concorrenza 2017 in relazione al superamento delle tutele di prezzo al 2019, nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni”;*
- **Delibera 762/2017/I/eel** *“Proposta al Ministro dello Sviluppo Economico in merito all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali”.*

Si tratta di provvedimenti rientranti nell'obiettivo strategico “OS10 - Aumento della concorrenza del mercato” con cui ARERA mira all'aumento della partecipazione dei clienti finali al mercato energetico con il fine ultimo di un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione. In particolare per poter sviluppare il mercato retail cerca di garantire la piena confrontabilità e l'evidenza pubblica delle offerte di fornitura di energia elettrica e gas tramite la realizzazione e la gestione da parte del Gestore del SII di un portale informatico per la raccolta e pubblicazione in modalità open data delle offerte vigenti sul mercato retail con riferimento ai clienti di piccola dimensione con obbligo per i venditori di trasmettere le suddette offerte; ha costituito un comitato tecnico consultivo atto a creare una diretta connessione tra Autorità e i soggetti interessati in ordine ai contenuti presenti sul portale informatico; ha obbligato le società di vendita a fornire almeno una proposta di offerta di a prezzo variabile e una a prezzo fisso sia per il gas metano che per l'energia elettrica. Ulteriori obblighi riguardano la pubblicazione sul proprio sito web delle offerte sopra indicate (offerte PLACET).

03.02 - DISTRIBUZIONE GAS METANO

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. L'Autorità è un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. In particolare compito dell'Autorità è quello di regolare tutti gli aspetti connessi all'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio, quali gli standard qualitativi minimi. La regolazione tariffaria rappresenta l'elemento più importante per le imprese di distribuzione, con essa infatti l'Autorità definisce tutti gli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio ed alla valorizzazione degli asset aziendali. Di seguito si riportano gli interventi più incisivi dell'Autorità.

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

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

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

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

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) - I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione. (B) - I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale. Fonte: Autorità.

Il 2017 è il quarto anno del quarto periodo regolatorio (2014-2019) del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dalla delibera 367/2014.

Il sistema tariffario risulta in continuità con l'anno precedente ed assicura a ciascun distributore un vincolo ai ricavi ammessi determinato dall'ARERA sulla base dei costi riconosciuti, espressi dalle tariffe di riferimento e dal numero medio di punti di riconsegna serviti nel 2016, rendendo i ricavi indipendenti dalla dinamica dei volumi distribuiti. Questo risultato viene ottenuto attraverso opportuni meccanismi di perequazione tariffaria che

consentono ai distributori di regolare con la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) le differenze tra il proprio ricavo ammesso e il ricavo conseguito dalla fatturazione verso le società venditrici (determinato dall'applicazione ai clienti di tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità per ambiti macroregionali). In particolare:

- il capitale investito riconosciuto nelle tariffe dell'anno t (2015) copre gli investimenti realizzati fino all'anno t-1 (2015), mediante l'applicazione di un tasso di remunerazione del capitale (WACC) pari al 6,1% per il servizio di distribuzione ed al 6,9% per quello di misura; è previsto il riconoscimento in tariffa degli ammortamenti calcolati sulla base delle vite utili regolatorie;
- i livelli dei costi operativi riconosciuti (differenziati per dimensione dell'impresa e densità della clientela) sono aggiornati tramite l'indice inflativo FOI pubblicato dall'Istat.

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

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

Delibera 774/2016/R/gas: approva le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2017.

Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione

Delibera 859/2017/R/gas: fissa le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018.

Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Delibera 704/2016/R/gas *“Disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale”*: avvia il tavolo di lavoro tecnico congiunto (tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità) allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018. Con la medesima deliberazione viene introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento a partire dagli investimenti del 2017.

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

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

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

Oltre alla regolazione tariffaria l'Autorità provvede a disciplinare i livelli di qualità del servizio di distribuzione gas

come da delibere di seguito riportate.

Delibera 574/2013/R/gas: approva la *“Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)”*.

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

Delibera 522/2017/R/gas: introduce modifiche alla regolazione in merito alle performance del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, al fine di migliorare il servizio di misura e in particolare per indurre le imprese di distribuzione alla effettiva rilevazione del dato di misura.

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

Delibera ARG/gas 99/11: introduce 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 al Punto di Riconsegna cui è erogato il Servizio di Default. La delibera, in considerazione dei ricorsi proposti da molte imprese di distribuzione del gas tra i quali anche la nostra società e dei provvedimenti adottati dal giudice amministrativo, è stata successivamente modificata ed integrata da numerosi provvedimenti emanati dall'Autorità: 166/2012/R/eel, 352/2012/R/gas, 353/2012/R/gas, 540/2012/R/gas, 67/2013/R/com, 173/2013/R/com, 241/2013/R/gas, 533/2013/R/gas, 84/2014/R/gas, 134/2014/R/gas, 418/2014/R/gas, 501/2014/R/com, 258/2015/R/com, 17/2016/R/com, 465/2016/R/gas.

Delibera 376/2017/R/com: definisce alcuni affinamenti della disciplina relativa alla morosità nei mercati retail, integrandola e coordinandola riguardo all'energia elettrica e al gas naturale.

La delibera, in particolare, per quanto riguarda il gas, definisce una disciplina di dettaglio circa gli effetti dell'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo sulle richieste di attivazione della fornitura, stabilendo che l'eventuale attivazione di un punto di riconsegna nella titolarità del cliente per il quale è stato eseguito un intervento di interruzione è subordinata al pagamento dei costi non ancora pagati; rivede le modalità di applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell'intervento di chiusura, con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela, al fine di garantire una loro corretta applicazione.

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

Delibera 554/2015/R/gas: aggiorna il piano di messa in servizio degli smart meter gas e le penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio.

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

03.03 - IGIENE AMBIENTALE

La legge 27 dicembre 2017, n. 205 ha attribuito all'Autorità per l'Energia Elettrica, il gas metano ed il Sistema Idrico Integrato (ARERA), compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti, modificandone la denominazione in ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

La legge di Bilancio di previsione 2018 ha infatti assegnato all'Autorità la regolazione anche del settore rifiuti, con specifici compiti da esercitare con gli stessi poteri e quadro di principi finora applicati negli altri settori già di competenza dell'Autorità (elettricità, gas, sistema idrico integrato e teleriscaldamento), come fissati dalla propria legge istitutiva, la n.481 del 1995, trasformandone la denominazione in ARERA.

Con la prima delibera dell'anno, la 1/2018/A, è stato così previsto di avviare tutte le necessarie attività funzionali alla prima operatività delle nuove competenze in termini di modifiche organizzative e gestionali, prevedendo inoltre di avviare, in un momento successivo alle modifiche organizzative, una prima ricognizione della situazione fattuale del settore e della segmentazione delle singole attività nel ciclo dei rifiuti.

L'evoluzione del settore di riferimento è oggetto di continuo monitoraggio da parte delle strutture legali della società e da quelle deputate ai rapporti con le Autorità di regolazione, tra le quali rientra dal 1° gennaio 2018 anche ARERA.

In questo contesto normativo l'atteggiamento della società è ispirato ai generali criteri di trasparenza e di apertura, volto a rafforzare il dialogo con le Autorità cui è soggetta.

L'emanazione di disposizioni normative e regolamentari applicabili alla società e ai servizi offerti, ovvero modifiche alla normativa attualmente vigente nel settore in cui la società opera, potrebbero inoltre rendere necessaria l'adozione di nuovi assetti organizzativi, anche con riferimento alla conclusione con esito positivo della gara a doppio oggetto.

03.04 - FARMACIE

Come abbiamo già precisato nei precedenti paragrafi è un settore fortemente regolamentato dallo Stato che sostiene gran parte della spesa nazionale. La regolamentazione riguarda:

- i prodotti in quanto lo Stato e le Regioni possono rispettivamente definire le categorie di farmaci finanziati;
- la metodologia di gestione diretta (metodo del “doppio canale”) che prevede solo una prestazione di servizio (la consegna al cittadino) per la farmacia e non la vendita di prodotti (metodo indiretto tramite acquisto dalle farmacie);
- il finanziamento parziale dei farmaci con richiesta ai cittadini di corrispondere un ticket.

Lo Stato e le Regioni inoltre definiscono la marginalità disponibile per ogni segmento della filiera e, nel caso di sfioramento del tetto di spesa, possono richiedere una compartecipazione a tutti i soggetti presenti nella filiera del farmaco (produttori, grossisti, farmacie).

03.05 - COGENERAZIONE, MICRO COGENERAZIONE, TELERISCALDAMENTO, GESTIONE CALORE E FOTOVOLTAICO

Fatta eccezione per il Decreto Legislativo n. 102/2014 “Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE” (di seguito: il Decreto), nell'ordinamento italiano manca una disciplina specifica del settore, dell'organizzazione e della gestione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Vi sono ancora dubbi circa l'inquadramento di questa attività come servizio pubblico locale oppure quale attività imprenditoriale espletabile in libera concorrenza. Di fatto, nel panorama nazionale, sono presenti sia forme di regolazione implicita a livello locale – specialmente nell'ambito di schemi concessori o di delibere comunali – che esempi di reti private (come quelle aziendali). Pur non specificando la qualificazione giuridica del servizio, il Decreto n. 102/14 assume, comunque, primario rilievo nel quadro normativo proprio perché, per la prima volta, assoggetta le attività di settore a specifiche forme di regolazione e controllo da parte di ARERA.

Il Decreto tocca il settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento in tre punti del suo articolato. Nelle “Definizioni” (lettera gg, comma 2, art. 2) stabilisce che per “rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento” si intende un “sistema di trasporto dell'energia termica, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, finalizzato a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria”.

In realtà questa descrizione non risolve i dubbi interpretativi già in essere perché non chiarisce quali sono i confini della rete di teleriscaldamento e cosa si intende per servizio di teleriscaldamento, teleraffrescamento e fornitura di acqua calda per uso domestico, non precisa il criterio per determinare la prevalenza dell'utilizzo del suolo pubblico e la qualificazione giuridica del servizio medesimo. Alla lettera tt) delle stesse “Definizioni” viene introdotto anche il concetto di “teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti” ovvero sistemi che usano, in alternativa, almeno il 50% di energia derivante da fonti rinnovabili, il 50% di calore di scarto, il 75% per cento di calore cogenerato, il 50% di una combinazione delle precedenti.

L'art. 9 disciplina l'attività di misura attribuendo all'Autorità (comma 1) - previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, anche in relazione ai risparmi energetici potenziali - il compito di individuare le modalità con cui gli esercenti l'attività di misura devono fornire, ai clienti finali del teleriscaldamento, teleraffreddamento ed acqua calda per uso domestico, contatori individuali che riflettano con precisione il consumo effettivo e diano informazioni “sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia”. Tali contatori devono essere forniti in sostituzione di quelli esistenti anche in occasione di nuovi allacci in nuovi edifici o a seguito di importanti ristrutturazioni. Il termine previsto per l'adozione dei relativi provvedimenti è di ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo (comma 2). Infine al comma 17 dell'art. 10 attribuisce all'Autorità specifiche funzioni di regolazione, quali:

- la definizione degli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ivi inclusi gli impianti per la fornitura del calore e i relativi sistemi di contabilizzazione; la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete del teleriscaldamento e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;

- l'individuazione delle modalità con cui sono resi pubblici, da parte dei gestori delle reti, i prezzi per la fornitura del calore, l'allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie;
- l'individuazione delle condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale;
- la definizione delle tariffe di cessione del calore, esclusivamente nei casi di nuove reti teleriscaldamento qualora sussista l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento imposto da Comuni o Regioni.

Come espressamente sancito dal legislatore, l'obiettivo che deve perseguire l'Autorità nell'esercizio delle proprie funzioni di regolazione in materia è quello di *"promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento e della concorrenza"* mediante l'adozione di propri provvedimenti entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del Decreto e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello Sviluppo Economico. L'ambito di applicazione dei provvedimenti da adottarsi ai sensi del citato comma 17 è limitato alle nuove reti di teleriscaldamento, mentre per le reti già in esercizio alla data di entrata in vigore del Decreto è prevista (comma 18) la definizione di una disciplina transitoria che ne consenta l'applicazione *"secondo criteri di gradualità"*. Oltre a ciò il comma 18 stabilisce che l'Autorità *"esercita i poteri di controllo, ispezione e sanzione"* limitatamente ai compiti specificamente individuati dal legislatore delegato e le funzioni di controllo, ispezione e sanzione che sono esercitate, invece, con i medesimi poteri ad essa attribuiti dalla legge n.481/1995.

L'Autorità con i primi interventi regolatori del settore ha definito quanto segue:

- i soggetti sottoposti a regolazione sono i soggetti responsabili della vendita, uniche interfacce degli utenti finali ai quali dovranno fornire, eventualmente con la collaborazione del gestore della rete, tutte le informazioni necessarie al rispetto degli obblighi informativi, e i gestori di rete, che saranno responsabili della realizzazione di tutti gli interventi sulla rete e degli obblighi informativi nei confronti di ARERA.
- Il periodo di regolazione avrà una durata di 3 anni per consentire da un lato, agli operatori, di esercire la propria attività nell'ambito di un quadro regolatorio stabile e dall'altro lato, all'Autorità, di ridurre i rischi connessi ad errate scelte di regolazione basate su informazioni carenti.
- Per quanto concerne i contributi di allacciamento, l'Autorità non ha definito in modo puntuale le modalità per la loro determinazione, ma ha stabilito che venga applicato un vincolo di congruità tra i costi ed i ricavi del servizio di allacciamento a livello aggregato. Per dimostrare il rispetto di tale vincolo, i gestori dovranno presentare, con cadenza annuale, un rapporto riepilogativo elaborato a partire dai dati contabili considerando quale perimetro dell'attività di allacciamento i lavori di scavo e di ripristino del suolo pubblico e privato, la posa tubazioni e lavori correlati, la fornitura e installazione della sottostazione di utenza e delle relative apparecchiature e componenti necessari all'erogazione del servizio, l'acquisizione di permessi, di concessioni o delle altre autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'allacciamento, nonché l'imposizione di servitù. Gli obblighi informativi verso gli utenti finali saranno a carico, a partire dal 1 gennaio 2018, di chi gestisce l'attività di vendita e riguarderanno le informazioni di carattere generale - da pubblicare sul sito internet - relative all'attività di allacciamento ed alle attività necessarie per la successiva erogazione del servizio, i contenuti minimi dei preventivi di allacciamento e di validità dei preventivi stessi, il perimetro dei costi che possono essere inclusi nel preventivo di allacciamento. A questo proposito è stata prevista l'esclusione dei costi di potenziamento ed ampliamento della rete. Gli obblighi informativi verso l'Autorità saranno invece a carico dei gestori di rete che, a partire dal 2019, dovranno, entro il 30 giugno di ogni anno, inviare il rapporto, più sopra citato, descrittivo dei costi sostenuti e dei ricavi conseguiti per le attività di allacciamento nell'anno precedente, così come desunti dalla contabilità generale ed analitica. L'operatore dovrà indicare nel dettaglio le modalità di attribuzione dei suddetti costi ed i driver utilizzati. Oltre a ciò i gestori di rete dovranno predisporre un Registro degli allacciamenti nel quale, con riferimento a ciascun allacciamento effettuato, dovranno essere riportati il contributo corrisposto dall'utente, la potenza richiesta contrattualmente, la distanza lineare dalla condotta stradale della rete di distribuzione del calore, oltre ad altri elementi di dettaglio.
- Al fine di assicurare la concorrenzialità del mercato, l'Autorità è orientata a consentire che gli utenti finali possano, in qualunque momento e con un congruo preavviso, esercitare il diritto di recesso senza dover pagare alcun corrispettivo o penale, fatta salva la possibilità per il gestore di recuperare le eventuali quote residue di ammortamento dei costi di allacciamento, secondo quanto precedentemente concordato con l'utente nell'ambito del relativo piano di rateizzazione/ammortamento. Dunque, saranno considerate come non applicabili tutte le eventuali clausole contrattuali che impongano agli utenti di usufruire del servizio di telecalore per un periodo minimo.
- La cessione contrattuale sarà soggetta ad obblighi informativi nei confronti degli utenti finali e nei confronti dell'Autorità (rapporto annuale descrittivo del numero di disattivazioni e di scollegamenti effettuati, della

tipologia di utenza interessata, della tipologia di servizio erogato, delle eventuali attività opzionali eseguite su richiesta dell'utente e dietro pagamento di un corrispettivo ad hoc).

- La regolazione garantirà livelli standard di servizio con indennizzi automatici e obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità. Ci sarà un regime semplificato di registrazione e di un regime di esenzione per gli operatori di minori dimensioni, fatta eccezione per i casi in cui vi è obbligo di allaccio alla rete di telecalore.
- Vi saranno obblighi di unbundling anche per questo servizio con divieto di sussidi incrociati tra le diverse attività. La suddivisione delle poste economiche e patrimoniali, distinta per attività e comparti, dovrà riferirsi a ciascuna rete gestita dall'operatore per tener conto delle specifiche peculiarità, sia in termini di fonti energetiche utilizzate per la produzione del calore che in termini di variabili tecnico economiche rilevanti per la determinazione dei costi di erogazione del servizio (densità utenza, morfologia territorio etc.). Nel caso di presenza di cogenerazione è proposto l'utilizzo di specifici criteri di attribuzione delle poste contabili ovvero la metodologia del *Benefit Distribution Method* per l'attribuzione dei costi di combustibile e l'*Alternative Sharing Method* per la determinazione dei costi fissi di investimento. Per quanto concerne le tempistiche di applicazione della disciplina, l'Autorità prevede l'istituzione dell'obbligo di presentazione dei conti annuali separati a partire dall'anno civilistico 2018 con la possibilità di utilizzare criteri ex post per l'attribuzione delle poste di bilancio e l'utilizzo dei criteri di attribuzione ex ante a partire dal bilancio dell'anno 2019.

03.06 - TRASPORTO ENERGIA ELETTRICA

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

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

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

Il provvedimento ha esteso a otto anni la durata del periodo regolatorio, articolandolo in due quadrienni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). I criteri tariffari utilizzati nel NPR1 sono in sostanziale continuità di metodo con la regolazione vigente al 2015, mentre nel NPR2 verrà adottato, in via sperimentale, un nuovo approccio tariffario basato sul riconoscimento della spesa totale (totex) invece che sulla demarcazione, finora adottata, tra costi di capitale e operativi. In relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, la disciplina prevede nel NPR1 un'impostazione per cui le tariffe di trasmissione e distribuzione rispecchiano i costi, evitando duplicazioni e escludendo le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di marketing che non riflettano specifici obblighi normativi). Con riferimento alle ipotesi di sharing, si adotta una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel periodo regolatorio tra utenti e imprese (50%-50%) e di conseguenza il livello di costo riconosciuto è fissato pari al livello del costo operativo effettivo per l'anno 2014 aumentato della quota dei recuperi di produttività lasciata in capo alle imprese. Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a: 1,0% per il servizio di trasmissione; 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio); 1,0% per il servizio di misura. Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, si prevede di confermare l'ipotesi di determinare l'X-factor con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio e di confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio. Il provvedimento prevede, inoltre, che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del 2012-2014 siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, vale a dire entro la fine dell'anno 2019. Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1 la delibera conferma la sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, modificando solo alcuni criteri di compensazione del lag regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti. Relativamente alla revisione delle vite utili, si prevede di limitare la revisione alle tipologie

di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti. Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto si conferma il metodo parametrico in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione. Il parametro unlevered viene determinato pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per quello di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per i livelli iniziali dei costi operativi la disciplina ha previsto per il NPR1 l'usuale impostazione, che dimensiona i costi riconosciuti a partire dal livello medio nazionale, come rilevato dai valori contabili del 2014. È stato inoltre mantenuto il criterio del profit sharing, con una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo regolatorio tra clienti e imprese (50%-50%). L'X-factor fissato dall'Autorità per gli aggiornamenti annuali risulta pari, per la distribuzione elettrica, a 1,9% in termini reali ed è funzionale a riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio. Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni viene introdotta una modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico). Le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno in ogni caso la possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualità aggiuntivi.

Delibera 778/2016/R/eel: provvede all'aggiornamento, per l'anno 2017, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche.

La delibera dispone altresì la proroga al 31 dicembre 2017 del termine per la definizione di nuovi criteri di regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione e altissima tensione.

Delibera 779/2016/R/eel: aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2017 ai sensi dei criteri di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL.

Il provvedimento dispone inoltre una richiesta di adeguamento del codice di rete di trasmissioni alle disposizioni di cui alla deliberazione 653/2015/R/EEL in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione.

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

Delibera 815/2016/R/eel: dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2017.

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

Delibera 594/2017/R/eel: detta alcune disposizioni volte a implementare il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e switching, consolidando la definizione delle responsabilità reciproche tra i soggetti coinvolti, e delineando il ruolo del SII nell'ambito dei processi di messa a disposizione delle misure, con particolare riferimento alle modalità e tempistiche di erogazione del servizio.

La delibera stabilisce che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche, nonché dei dati scambiati in occasione di voltura e switching venga realizzato interfacciando le imprese distributrici con il SII: nel dettaglio si prevede che il SII acquisisca da parte delle imprese distributrici il dato, lo certifichi a garanzia degli operatori coinvolti e dell'affidabilità dei processi, e lo metta a disposizione degli utenti del trasporto. Con riferimento agli strumenti informativi previsti per lo scambio e l'archiviazione dei dati di misura, la delibera conferma di adottare l'architettura cloud based già implementata dal Gestore del SII in relazione ai dati di misura provenienti da sistemi di smart metering 2G, prevedendo, transitoriamente, la possibilità di servirsi dei canali di comunicazione standard attualmente utilizzati per la messa a disposizione dei dati da parte delle imprese distributrici che non riusciranno ad interfacciarsi fin da subito con il server cloud del SII.

Delibera 882/2017/R/eel: provvede all'aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi

di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche.

La delibera provvede inoltre a modificare il TIME al fine di definire i criteri di riconoscimento dei costi per i misuratori di prima generazione che entrano in esercizio nell'anno 2018. La delibera dispone infine: la proroga, al 31 dicembre 2018, del termine per la definizione di criteri di regolazione tariffaria di prelievi e immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione; la proroga, al 31 dicembre 2019, del regime tariffario temporaneo previsto per gli spettacoli viaggianti.

Delibera 883/2017/R/eel: aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2018 ai sensi dei criteri di regolazione tariffaria in vigore per il periodo 2016-2019 di cui alla deliberazione 654/2015/R/eel.

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

Delibera 909/2017/R/eel: dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2018.

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

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

Delibera 646/2016/R/eel: definisce, per il triennio 2017-2019, il *Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e altre disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione*.

L'intento dichiarato dall'Autorità è quello di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo, e l'efficacia in termini di prestazioni fornite, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di smart metering 2G, ottenibili con la sostituzione degli attuali contatori elettronici con quelli di seconda generazione (2G). La delibera prevede che, a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di criteri fondati sulla spesa totale (Totex). Inoltre stabilisce che l'Autorità, tenuto conto degli effetti prodotti dalla disciplina approvata con la presente deliberazione ed eventualmente sulla base di specifiche analisi costi-benefici, anche a livello di sistema, con successivo provvedimento introduca obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale. Infine stabilisce che, con successivo provvedimento da adottarsi, verranno fissati: i criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo che non abbiano ancora avviato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G; gli specifici

incentivi che favoriscano l'installazione di misuratori 2G prima dell'approvazione e dell'avvio del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G; i criteri di riconoscimento dei costi per l'installazione di sistemi di smart metering 2G per le imprese che servano meno di 100.000 punti di prelievo.

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

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

03.07 - ILLUMINAZIONE PUBBLICA

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

Per questi motivi il 2017 è stato caratterizzato da un particolare impegno nel settore, che ha portato alla presentazione di progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50 ed interesse di alcuni enti locali. Questi progetti sono stati focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti".

03.08 - ALTRE ATTIVITÀ

03.08.01 - Centro Sportivo

Il contratto di servizio con il Comune di Seregno è cessato ex lege, in quanto la normativa sui servizi pubblici ha di fatto annullato tutti i contratti di servizio in essere. Attualmente la società sta gestendo in attesa che il comune definisca le nuove modalità di gestione del servizio.

Le tariffe alla clientela vengono definite annualmente in accordo con il comune di Seregno che, dal 2017, si è intestato le forniture idriche ed energetiche ed ha previsto la copertura dei costi previsti a budget non coperti dai ricavi dell'utilizzo degli impianti. La delibera di Consiglio Comunale copre un periodo fino a tutto il 31.10.2018; ne consegue che a tale data la società dovrebbe consegnare gli impianti al nuovo gestore uscendo dal settore.

03.08.02 - Illuminazione votiva

La società ha due contratti in essere rispettivamente con il comune di Giussano che scadrà al 2018 e con il comune di Seregno che scadrà al 2050. Alla scadenza dei contratti i due comuni dovranno celebrare apposita gara; il Gruppo deciderà se si tratta di un servizio di interesse e, in caso di interesse, quale società dovrà partecipare alla gara.

03.08.03 - Fibra ottica

Il Gruppo è titolare di reti in fibre ottiche che utilizza principalmente per il telecontrollo dei propri impianti; per fornire servizi al comune di Seregno e che dà, inoltre in utilizzo a gestori di telefonia dietro corresponsione di un canone.

0.4 ANDAMENTO DELLA GESTIONE

04.01 - DATI DI SINTESI DELLA CAPOGRUPPO E DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE INTEGRALMENTE



AEB S.p.A. gestisce direttamente sette farmacie, un centro sportivo in attesa che il Comune di Seregno celebri la gara pubblica per l'affidamento dello stesso, e svolge inoltre attività minori. La società ha conseguito nel corso dell'esercizio 2017 ricavi delle vendite e prestazioni per 11.993 migliaia di euro e altri ricavi e proventi per 551 migliaia di euro; il valore della produzione ammonta a 12.544 migliaia di euro. I costi operativi sono stati pari a 11.213 migliaia di euro, oltre ad ammortamenti, svalutazioni ed accantonamenti per 2.582 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2017 è risultato pari a 4.871 migliaia di euro con 6.228 migliaia di euro derivanti da dividendi da partecipazioni. L'utile netto è risultato pari a 4.997 migliaia di euro. In sede di redazione

del Consolidato i dividendi percepiti dalle controllate si elidono determinando un risultato della gestione finanziaria negativo per 138 migliaia di euro. Di seguito si riportano i dati delle vendite della società.

Risultati al 31 Dicembre				
PRODOTTI VENDUTI NELLE FARMACIE	Dati 2017	Dati 2016	Delta 2017-2016	
N. pezzi venduti	Quantità	Quantità	Quantità	%
Con ricetta SSN	508.081	482.991	25.090	5,2
Con ricetta a pagamento	158.193	153.493	4.700	3,1
Commerciale	337.242	327.438	9.804	3,0
Totale numero pezzi venduti	1.003.516	963.922	39.594	4,1

Risultati al 31 Dicembre				
	Dati 2017	Dati 2016	Delta 2017-2016	
BIGLIETTI - ABBONAMENTI CONVENZIONI SOCIETÀ SPORTIVE	N.	N.	N.	%
PISCINA				
Corsi di nuoto	4.343	4.662	-319	-6,8
Acquagym	282	272	10	3,7
Società sportive	372	381	-9	-2,4
Abbonamenti	2.088	1.994	94	4,7
Ingressi singoli	40.299	36.660	3.639	9,9
Ingressi gruppi	5.730	4.413	1.317	29,8
Affitto piscina	51	46	5	10,9
TENNIS				
Ingressi	1.989	2.417	-428	-17,7
Affitti campi da tennis	10	9	1	11,1
CALCIO / RUGBY				
Affitto campo calcio / rugby	10	12	-2	-16,7
PALASPORT				
Palasport - convenzioni	44	35	9	25,7

Gelsia Srl gestisce direttamente la vendita di gas metano ed energia elettrica, la produzione di energia termica e elettrica con sistemi di cogenerazione e impianti a fonti rinnovabili, il teleriscaldamento e la gestione calore; inoltre controlla integralmente Gelsia Ambiente Srl ed ha partecipazioni di collegamento in Commerciale Gas & Luce Srl; inoltre detiene una partecipazione in RetiPù Srl che ne rafforza il controllo di AEB S.p.A. La società disponeva al 31.12.2017 di un capitale sociale interamente versato di euro 20.345.267, un patrimonio netto di euro 85.983.402 ed era controllata al 77,111% da AEB S.p.A. La società ha conseguito nel corso dell'esercizio 2017 ricavi delle vendite e prestazioni per 154.824 migliaia di euro e altri ricavi e proventi per 3.515 migliaia di euro. I costi operativi sono stati pari a 143.371 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 6.183 migliaia di Euro. L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2017 è risultato pari a 9.522 migliaia di euro mentre l'utile netto ammonta a 7.300 migliaia di euro. Di seguito si riportano i dati delle vendite della società.

SINTESI NUMERO CLIENTI	Unità	Dati 2017	Dati 2016	Delta 2017-2016	%
Clienti gas metano	pdr	151.857	149.764	2.093	1,4%
Clienti elettrici	pod	49.284	40.955	8.329	20,3%
Clienti tlr e gestione calore	n.	504	501	3	0,6%
TOTALE		201.645	191.220	10.425	5,5%

SINTESI QUANTITÀ VENDUTE	Unità	Dati 2017	Dati 2016	Delta 2017-2016	%
VENDITA					
gas metano	Mc/000	213.385	222.232	-8.847	-4,0%
energia elettrica	Mwhe	298.433	306.292	-7.859	-2,6%
GESTIONE IMPIANTI					
energia elettrica prodotta	Mwhe	33.538	34.354	-816	-2,4%
energia termica prodotta	Mwht	50.948	49.238	1.710	3,5%
vapore prodotto	Kg/000	10.512	10.773	-261	-2,4%



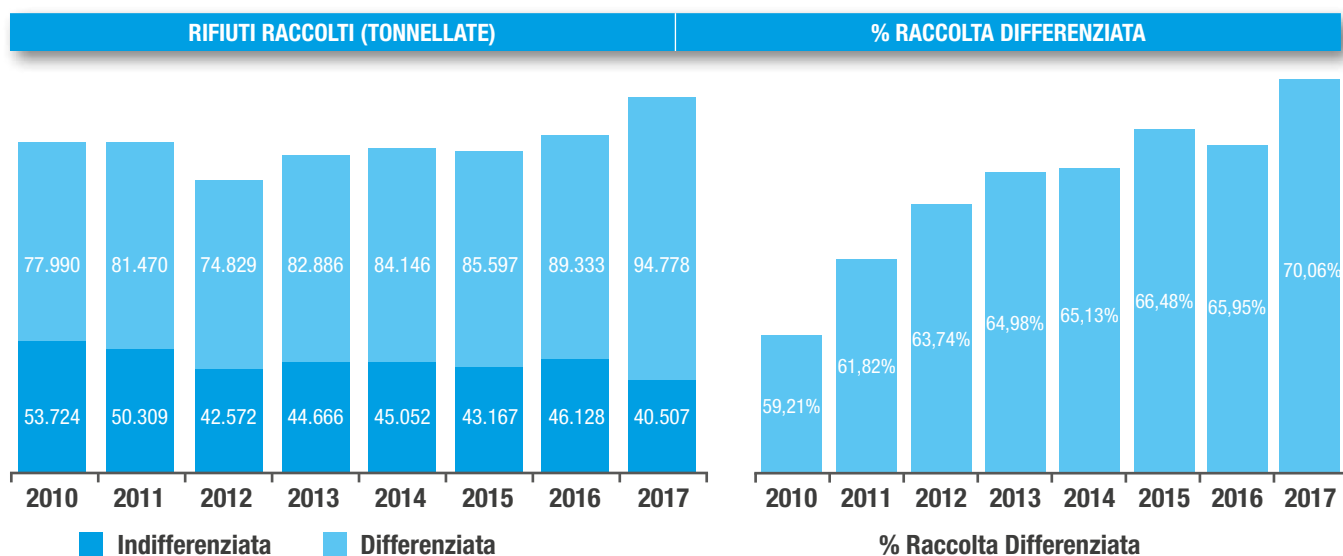
RetiPiu' Srl, costituita in data 4.12.2003, disponeva al 31.12.2017 di un capitale sociale interamente versato di euro 82.550.608 e un patrimonio netto di 155.778.799 ed era controllata al 58,862% da AEB S.p.A., la restante partecipazione era detenuta per 19,023% da Gelsia Srl, per 9,387% dal Comune di Lissone, per 6,350%, da ASSP S.p.A., per 6,026% da GSD Srl e per le percentuali residue da altri enti locali. La società gestisce reti di distribuzione gas metano, reti di trasporto energia elettrica e sistemi di illuminazione pubblica ed ha conseguito nel 2017 ricavi da vendite e prestazioni per 31.059 migliaia di euro, altri ricavi per 1.401 migliaia di euro. I costi operativi sono stati pari a 14.582 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 11.768 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte è risultato pari a 5.870 migliaia di euro mentre l'utile netto ammonta a 4.441 migliaia di euro. Di seguito si riportano i dati inerenti le attività della società.

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

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



Gelsia Ambiente Srl, costituita in data 4.12.2003, disponeva al 31.12.2017 di un capitale sociale interamente versato di euro 3.269.854 detenuto interamente da Gelsia Srl e un patrimonio netto 10.348.542. La società gestisce servizi di raccolta, spazzamento, trasporto rifiuti urbani e piattaforme ecologiche di tredici comuni nell'ambito della Provincia di Monza e Brianza e nel Comasco ed ha conseguito nel 2017 ricavi da vendite e prestazioni per 31.379 migliaia di euro e altri ricavi per 2.139 migliaia di euro. I costi operativi sono pari a 30.591 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 1.589 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte è risultato pari a 1.319 migliaia di euro mentre l'utile netto ammonta a 882 migliaia di euro. Di seguito si riportano i rifiuti raccolti ed i risultati raggiunti con la differenziata.



04.02 - SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO

Di seguito presentiamo i dati economici, la situazione patrimoniale riclassificata secondo criteri di liquidità, la posizione finanziaria netta ed alcuni indici rappresentativi della situazione del Gruppo.

Conto economico riclassificato	Esercizio 2017	%	Esercizio 2016	%	Delta 2017/2016	%
(Euro '000)						
Ricavi delle vendite delle prestazioni	204.986	96,7	211.136	96,8	-6.150	-2,9
Variazione dei lavori in corso	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Altri ricavi e proventi	6.908	3,3	7.078	3,2	-170	-2,4
Totale ricavi operativi	211.894	100,0	218.214	100,0	-6.320	-2,9
Costi operativi	-144.333	-68,1	-150.785	-69,1	6.452	-4,3
Valore aggiunto	67.561	31,9	67.429	30,2	132	0,2
Costo del personale	-30.319	-14,3	-30.298	-13,9	-21	0,1
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	37.242	17,6	37.131	17,0	111	0,3
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	15	0,0	2.285	1,0	-2.270	-
MOL post partite non ricorrenti	37.257	17,6	39.416	18,1	-2.159	-5,5
Amm.ti e svalutaz. di immobilizzazioni	-15.015	-7,1	-14.098	-6,5	-917	6,5
Accant.ti per rischi su crediti e diversi	-5.866	-2,8	-5.533	-2,5	-333	6,0
Margine Operativo Netto (Ebit)	16.376	7,7	19.785	9,1	-3.409	-17,2
Risultato gestione finanziaria	-138	-0,1	-183	-0,1	45	-24,6
Rettifiche di attività finanziarie	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Risultato ante imposte	16.238	7,7	19.602	9,0	-3.364	-17,2
Imposte sul reddito	-4.351	-2,1	-6.173	-2,8	1.822	-29,5
Risultato netto	11.887	5,6	13.429	6,2	-1.542	-11,5
Risultato netto del gruppo	8.955		9.952		-997	-10,0
Risultato netto di terzi	2.932		3.477		-545	-15,7

Il Gruppo, rispetto al 2016, ha fatturato circa 6 milioni di euro in meno, per la progressiva riduzione delle vendite di gas metano ed energia elettrica e delle tariffe gas metano. Contestualmente si è rilevata una analoga riduzione dei costi che ha consentito il mantenimento dell'EBITDA ordinario a 37,2 milioni di euro, in linea con l'esercizio precedente, ma inferiore di 2,2 milioni di euro considerando anche le partite straordinarie. L'EBIT è pari a 16,4 milioni di euro (-3,4 milioni rispetto al 2016), il risultato netto è pari a 11,9 milioni di euro, (13,4 milioni di euro nel 2016); il carico fiscale si è ridotto dal 31,4% al 26,8%.

I NUMERI DEL GRUPPO

Prima di passare ad una breve analisi delle attività del Gruppo, si espongono i principali valori del consolidato, per gli anni 2017 e 2016.

Dati consolidati (Euro '000)	2017	2016	2017/2016	2017/2016 %
Ricavi operativi	211.894	218.214	-6.320	-2,9%
Ebitda	37.242	37.131	111	0,3%
Ebit	16.375	19.785	-3.410	-17,2%
Risultato netto	11.886	13.429	-1.543	-11,5%

RICAVI SETTORI ENERGETICI ED AMBIENTALI

Dati consolidati Energia Ambiente (Euro '000)	Esercizio 2017	Esercizio 2016	Delta 2017/2016	Delta 2017/2016 %
Gas trasportato e venduto	105.350	111.910	-6.560	-5,9%
Energia elettrica trasportata e venduta	50.061	53.101	-3.040	-5,7%
Cogenerazione e teleriscaldamento	5.419	5.759	-340	-5,9%
Gestione calore	363	414	-51	-12,3%
Igiene ambientale	32.986	29.294	3.692	12,6%
Totale	194.179	200.478	-6.299	-3,1%

RICAVI ALTRI SETTORI GESTITI DAL GRUPPO

Altri settori (Euro '000)	Esercizio 2017	Esercizio 2016	Delta 2017/2016	Delta 2017/2016 %
Canoni idrici	1.614	1.637	-23	-1,4%
Ricavi farmacie	8.872	8.281	591	7,1%
Ricavi gestione centro sportivo	884	852	32	3,8%
Ricavi gestione illuminazione pubblica	350	468	-118	-25,2%
Ricavi gestione lampade votive	210	216	-6	-2,8%
Totale	11.930	11.454	476	4,2%

RICAVI ATTIVITÀ ACCESSORIE

Attività accessorie (Euro '000)	Esercizio 2017	Esercizio 2016	Delta 2017/2016	Delta 2017/2016 %
Prestazioni diverse a clienti gas energia	1.844	1.822	22	1,2%
Contributi da clienti	500	492	8	1,6%
Contributi pubblici in c/esercizio	217	416	-199	-47,8%
Rilascio contributi c/impianti	544	522	22	4,2%
Ricavi e rimborsi diversi	771	899	-128	-14,2%
Proventi straordinari caratteristici	1.909	2.131	-222	-10,4%
Totale	5.785	6.282	-497	-7,9%

PERSONALE

Segnaliamo che nel corso del 2017 non vi sono stati:

- Incidenti sul lavoro relativi al personale con conseguenze mortali;
- Infortuni gravi sul lavoro che hanno comportato lesioni gravi o gravissime al personale;
- Addebiti in ordine a cause di mobbing.

Di seguito si riporta una tabella che rappresenta il numero di dipendenti occupati in ogni società del Gruppo.

Personale - Numero medio							
		Esercizio 2017		Esercizio 2016		Delta 2017/2016	
AEB	n.	45,26	7,8%	44,68	7,7%	0,58	1,3%
Gelsia	n.	98,79	17,0%	101,53	17,6%	-2,74	-2,7%
Gelsia Ambiente	n.	304,30	52,2%	296,88	51,5%	7,42	2,5%
RetiPiù	n.	133,92	23,0%	133,86	23,2%	0,06	0,0%
Consolidato AEB	n.	582,27	100,0%	576,95	100,0%	5,32	0,9%

Personale - Inquadramento al 31 dicembre							
		Esercizio 2017		Esercizio 2016		Delta 2017/2016	
Dirigenti	n.	7	1,2%	7	1,2%	0	0,0%
Quadri	n.	34	5,6%	36	6,1%	-2	-5,6%
Impiegati	n.	233	38,4%	215	36,4%	18	8,4%
Operai	n.	332	54,8%	333	56,3%	-1	-0,3%
Consolidato AEB	n.	606	100,0%	591	100,0%	15	2,5%

Personale - Dipendenti al 31 dicembre							
		Esercizio 2017		Esercizio 2016		Delta 2017/2016	
AEB	n.	69	11,4%	49	8,3%	20	40,8%
Gelsia	n.	99	16,3%	106	17,9%	-7	-6,6%
Gelsia Ambiente	n.	306	50,5%	301	51,0%	5	1,7%
RetiPiù	n.	132	21,8%	135	22,8%	-3	-2,2%
Consolidato AEB	n.	606	100,0%	591	100,0%	15	2,5%

Il personale indicato comprende le risorse assunte attraverso contratti di somministrazione lavoro, pari complessivamente a 65 unità al 31 dicembre per un numero medio di 48,21 unità (rispettivamente 36 e 29,16 unità nel 2016). L'incremento di personale è dovuto sostanzialmente alle risorse impiegate presso il Centro Sportivo per attività di istruttore e assistente bagnante, precedentemente in forza attraverso un rapporto di collaborazione.

DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI

Di seguito si riportano i dati patrimoniali e finanziari.

Dati consolidati (Euro '000)	Esercizio 2017	Esercizio 2016	Delta 2017/2016	2017/2016 %
Partecipazioni e attività finanziarie	72	3.450	-3.378	
Altro capitale immobilizzato	202.537	204.007	-1.470	
Capitale circolante	38.071	33.627	4.444	
Capitale investito netto	240.680	241.084	-404	-0,2%
Patrimonio netto	229.753	222.989	6.764	3,0%
PFN corrente	-13.335	-10.965	-2.370	
PFN non corrente	24.262	29.060	-4.798	
PFN totale	10.927	18.095	-7.168	-39,6%

GLI INVESTIMENTI

Il Gruppo ha realizzato investimenti per 14.926 migliaia di Euro, di cui da RetiPù Srl per 10.175 migliaia di euro; da Gelsia Srl per 1.780 migliaia di euro; da Gelsia Ambiente Srl per 2.664 migliaia di euro; da AEB S.p.A. per 307 migliaia di euro.

Investimenti (Euro '000)	2017	2016	2017/2016	2017/2016 %
Distribuzione e misura gas metano	8.111	6.895	1.216	16,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	1.180	971	209	18,2%
Lampade votive	8	18	-10	-62,5%
Cogenerazione, tlr, produzione energia	1.314	1.229	85	12,5%
Igiene Ambientale	2.664	1.617	1.047	163,3%
Centro sportivo	29	133	-104	-150,7%
Farmacie	257	572	-315	-41,1%
Sedi, IT, beni comuni e diversi	1.363	1.555	-192	-12,9%
Totale investimenti	14.926	12.990	1.936	15,8%

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

Stato patrimoniale riclassificato (Euro '000)	Esercizio 2017	%	Esercizio 2016	%	Delta 2017/2016	%
Immobili, impianti e macchinari	200.095	83,1	199.696	82,8	399	
Avviamenti	4.109	1,7	4.109	1,7	0	
Altre attività immateriali	19.862	8,3	21.325	8,8	-1.463	
Partecipazioni e altre attività finanziarie	72	0,0	3.450	1,4	-3.378	
Attività disponibili per la vendita	3.118	1,3	14	0,0	3.104	
Altre attività/(passività) non correnti	-12.295	-5,1	-9.438	-3,9	-2.857	
Attività/(passività) fiscali differite	9.607	4,0	7.636	3,2	1.971	
Fondi per il personale	-4.112	-1,7	-4.327	-1,8	215	
Altri fondi rischi	-17.847	-7,4	-15.008	-6,2	-2.839	
Capitale immobilizzato	202.609	84,2	207.457	86,0	-4.848	-2,3
Rimanenze	4.340	1,8	3.294	1,4	1.046	
Crediti commerciali	68.096	28,2	66.389	27,6	1.707	
Debiti commerciali	-37.125	-15,4	-36.831	-15,3	-294	
Crediti/(debiti) per imposte	679	0,3	584	0,2	95	
Altre attività/(passività) correnti	2.082	0,9	191	0,1	1.891	
Capitale circolante	38.072	15,8	33.627	14,0	4.445	13,2
CAPITALE INVESTITO NETTO	240.681	100,0	241.084	100,0	-403	-0,2
Capitale	84.192	35,0	84.192	34,9	0	
Riserve e utili a nuovo	78.642	32,7	71.605	29,7	7.037	
Utile d'esercizio	8.955	3,7	9.952	4,1	-997	
Patrimonio netto del Gruppo	171.789	71,4	165.749	68,7	6.040	3,6
Capitale	55.033	22,9	53.763	22,3	1.270	
Utile d'esercizio	2.932	1,2	3.477	1,4	-545	
Patrimonio netto di terzi	57.965	24,1	57.240	23,7	725	1,3
Finanziamenti a medio e lungo termine	24.262	10,1	29.060	12,1	-4.798	
Finanziamenti a breve termine	7.115	3,0	6.989	2,9	126	
Attività finanziarie a breve	0	0,0	0	0,0	0	
Disponibilità liquide	-20.450	-8,6	-17.954	-7,4	-2.496	
Posizione finanziaria netta	10.927	4,5	18.095	7,6	-7.168	-39,6
FONTI DI FINANZIAMENTO	240.681	100,0	241.084	100,0	-403	-0,2

Il capitale investito è stabile a circa 241 milioni di euro; questo è il risultato di un decremento nella componente immobilizzata (-4,8 milioni di euro, -2,3%), a fronte di un incremento nel capitale circolante per 4,4 milioni di euro (+13,2%).

La situazione patrimoniale del Gruppo è molto solida e vede un capitale netto investito finanziato per il 95,5% da capitale proprio (92,4% nel 2016) ed un indebitamento complessivo contenuto pari al 4,5% del capitale investito (7,6% nel 2016). Sul medio-lungo periodo il Gruppo ha in essere finanziamenti residui per 24,2 milioni euro. Considerando anche la posizione a breve (13,3 milioni di euro), la posizione finanziaria netta complessiva del Gruppo, già scesa da 31,2 milioni di euro a 18,1 milioni di euro nel corso del 2016, migliora ulteriormente scendendo a 10,9 milioni di euro a fine 2017.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	Esercizio 2017	%	Esercizio 2016	%	Delta 2017/2016	%
(in migliaia di euro)						
Denaro e altri valori in cassa	109		67		42	
Depositi bancari e postali	20.341		17.887		2.454	
Debiti verso banche a breve	-6.554		-6.271		-283	
Debiti verso altri finanziatori a breve	-561		-718		157	
PFN corrente	13.335	-122,0	10.965	-60,6	2.370	21,6
Debiti verso banche a medio lungo termine	-22.412		-26.803		4.391	
Debiti verso altri a medio lungo termine	-1.850		-2.257		407	
PFN non corrente	-24.262	222,0	-29.060	160,6	4.798	-16,5
PFN TOTALE	-10.927	100,0	-18.095	100,0	7.168	-39,6
PFN / Patrimonio netto	0,05		0,08		-0,03	
PFN / Capitale investito netto	0,05		0,08		-0,03	
PFN / Ebitda	0,29		0,49		-0,20	

04.03 - SINTESI RELAZIONE DI GOVERNO E PERFORMANCE DEL GRUPPO

Il paragrafo di seguito riportato ha l'obiettivo di evidenziare le performance del Gruppo, nel contempo, pur riferendosi l'art.6 comma 2 del D.Lgs.175/2016 alle singole società a controllo pubblico, si è deciso di riportare in modo sintetico i programmi di valutazione del rischio di crisi aziendale riferiti all'intero Gruppo perché si ritiene di poter fornire ai Soci dati e informazioni utili per permettere valutazioni complessive sul gruppo stesso. Il presente paragrafo tiene conto della suddetta relazione di Governo.

04.03.01 - CORPORATE GOVERNANCE

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

1) Organizzazione della società

Le società del Gruppo dispongono di un sistema di governance "tradizionale":

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

2) Organi di gestione e controllo operativi nella Società

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

2.1) Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

I Consigli di Amministrazione delle società del Gruppo sono investiti dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della Società e possono compiere tutti gli atti che ritenga necessari o opportuni per il conseguimento dell'oggetto sociale, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci.

Nomina e durata in carica degli amministratori

Le società del gruppo attualmente sono amministrate da Consigli di Amministrazione che da delibere dei soci sono così composti tre membri in AEB S.p.A., in Gelsia Ambiente Srl e in RetiPiù Srl; 5 membri (di cui uno cooptato dal Consiglio di Amministrazione tra il personale della società) in Gelsia Srl. Gli statuti vigenti sono stati oggetto di modifica con Assemblea dei Soci nel 2017 per adeguare la composizione dei consigli al D.Lgs. 175/2016, che prevede, di norma, l'Amministratore Unico o un Consiglio di Amministrazione composto da 3 o 5 membri. Nei mesi di aprile - maggio le società controllate da AEB S.p.A. hanno convocato le Assemblee per recepire le modifiche richieste dalla Delibera n.1/2017 del Commissario Straordinario del Comune di Seregno. Su indicazione del Commissario straordinario del comune di Seregno e degli altri soci di minoranza, le Assemblee hanno rinviato l'argomento chiedendo ai Presidenti di ripresentarlo entro e non oltre il 31 ottobre 2018.

2.2) Collegio Sindacale

I collegi sindacali delle società del Gruppo sono composti da 3 membri effettivi e due supplenti ed hanno il compito di vigilare sulla gestione della Società e sulle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione. Nei prossimi mesi, ad esclusione di AEB S.p.A., le modifiche statutarie richieste dalla Delibera n.1/2017 del Commissario Straordinario del Comune di Seregno, dovrebbero vedere la trasformazione dei collegi sindacali (con decorrenza dalla rinomina) in organo monocratico.

2.3) Revisore Legale

I Bilanci di esercizio delle Società e il Consolidato sono sottoposti a revisione legale da parte della società Bdo Italia SpA, che resterà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione dei bilanci dell'esercizio chiuso al 31/12/2019.

2.4) Organismo di vigilanza

Gli Organismi di Vigilanza sono stati nominati dai Consigli di Amministrazione nel 2015 e rimarranno in carica fino a giugno 2018. Sono composti da quattro professionisti che si rapportano con gli altri organismi societari e con le strutture della Società, con indipendenza economica e piena autonomia nello svolgimento delle proprie verifiche.

2.5) Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

I Consigli di Amministrazione hanno nominato quali Responsabili della prevenzione della corruzione e Responsabili della trasparenza i Direttori Generali, che hanno nominato dei Referenti, che collaborano nell'attività di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità (il "Piano") per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità.

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

Nei prossimi mesi le nomine potrebbero essere riviste in adempimenti agli obblighi di riorganizzazione e razionalizzazione previste dalla Delibera n.1/2017 del Commissario Straordinario del Comune di Seregno.

2.6) Organismo Indipendente di Valutazione

Le Nuove Linee Guida ANAC ("Nuove linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici", di cui alla determinazione ANAC n. 1134 dell'8 novembre 2017, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 284 del 5 dicembre 2017) richiedono alle società in controllo pubblico di attribuire i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione (OIV), proprio delle PA, ad un organo di controllo interno o, in alternativa, all'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/01 (OdV). I compiti assegnati sono:

- attestazione degli obblighi di pubblicazione in materia di Trasparenza;

- ricezione della relazione annuale del RPCT;
- ricezione delle segnalazioni aventi ad oggetto i casi di mancato o ritardato adempimento degli obblighi di pubblicazione da parte del RPCT;
- verifica la coerenza tra gli obiettivi assegnati, gli atti di programmazione strategico - gestionale e le misure adottate per la prevenzione della corruzione;
- potere di richiedere informazioni al RPCT ed effettuare audizioni di dipendenti.

I Consigli di Amministrazione, valutata la disponibilità degli Organismi di Vigilanza, hanno individuato negli Organismi di Vigilanza il soggetto cui attribuire i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione a far data dal 01/02/2018.

04.03.02 - SISTEMI DI CONTROLLI

Si riportano di seguito le informazioni più rilevanti in tema di controlli sull'operatività delle società.

CONTROLLI OPERATIVI DELLA STRUTTURA

Il sistema di controllo interno delle società del Gruppo 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 articola attraverso:

Il "controllo primario di linea" affidato alle singole unità delle società è svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management ed è parte integrante di ogni processo aziendale. Per esercitare il controllo primario di linea le società si sono dotate di una struttura organizzativa che suddivide funzioni e compiti operativi evidenziando le diverse responsabilità operative. Ogni Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, definito responsabilità funzionali e rilasciato procure operative ai propri dipendenti per differenziare le responsabilità e disporre di un sistema di autorizzazioni multiplo e differenziato su tutte le attività aziendali. Le società del Gruppo trimestralmente presentano, con un documento unitario, a tutti i soci del Gruppo una situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della gestione con indicazione degli eventi di rilievo del trimestre.

Il controllo di secondo livello è esercitato dal Collegio Sindacale, dal Revisore legale (con funzioni ben definite dal Codice Civile), dall'Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs.231/01, dal Responsabile della prevenzione della corruzione e trasparenza e dall'OIV. Il sistema di controllo è stato implementato, dal 2009, attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 (modello per la prevenzione dei reati con arricchimento della Società e/o reati ambientali) e di un Piano di prevenzione ai sensi della L. 190/2012 e del D.Lgs. 33/2013 (prevenzione della corruzione passiva e introduzione di sistemi di trasparenza). I due sistemi si integrano tramite:

- Il Modello organizzativo 231, che consiste in un sistema modulato sulle specifiche esigenze determinate dall'entrata in vigore del D.Lgs. 231/01, 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 curandone, altresì, il costante aggiornamento. L'Organismo di Vigilanza in carica è composto da quattro componenti, scelti all'interno dei Collegi Sindacali delle società del Gruppo. Le società, da anni, hanno adottato un Codice Etico di Gruppo, nel quale sono espressi i principi di deontologia aziendale che il Gruppo riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti e partner. Nel 2016 il codice etico è stato oggetto di aggiornamento, anche per poterlo adeguare alle nuove direttive definite dall'ANAC in tema di anticorruzione e trasparenza.
- Il Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, aggiornato nel 2018, sviluppato secondo le indicazioni contenute nella L. 190/2012 e nel D.Lgs. 33/2013, come modificato dal D.Lgs. 97/2016, nel Piano Nazionale Anticorruzione (PNA) e nei suoi aggiornamenti e nelle "Linee Guida" ANAC. I Piani descrivono le misure adottate e da adottare dalle società, di diritto privato in controllo pubblico, finalizzate alla prevenzione dei reati di corruzione; ciascuna misura identificata è stata adattata alle specifiche esigenze operative delle società ed è il risultato dell'analisi delle aree a rischio specifiche di ogni società, ossia delle attività che, per i servizi erogati dalle società, sono state valutate più esposte alla commissione dei reati associati al fenomeno della corruzione. I Piani, pur elaborati con la collaborazione di tutti i soggetti incaricati nelle diverse società

per ridurre i costi di gestione, rappresentano, però, uno strumento concreto e specifico di ogni società per l'individuazione di idonee misure da realizzare all'interno delle singole organizzazioni e da vigilare quanto ad effettiva applicazione e quanto ad efficacia preventiva della corruzione.

- Il documento programmatico di sicurezza dei dati, che ha sostituito, su base volontaria, il precedente obbligo di redazione di un documento previsto dalla normativa sulla Privacy e che ha come obiettivo monitorare continuamente che siano garantite le "misure minime di sicurezza", ovvero le misure organizzative e gli accorgimenti tecnici che le società del Gruppo devono adottare per garantire il livello minimo di sicurezza previsto in merito all'utilizzo dei dati personali e tutte le tutele per prevenire la loro distruzione, l'accesso abusivo e la dispersione.

04.03.03 - PROGRAMMA DI VALUTAZIONE E RISCHIO CRISI

I rischi del Gruppo sono strettamente legati al tipo di attività svolte dalle società appartenenti al Gruppo, oltre che a rischi più generali riguardanti il sistema ed il contesto normativo in cui le stesse operano. Di seguito si elencano in sintesi i maggiori rischi ed incertezze riguardanti il Gruppo e le attività poste in essere per la mitigazione/eliminazione degli stessi.

1) Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia

La congiuntura economica negativa è alle spalle, dopo anni di crisi il PIL nazionale è in crescita e i consumi, seppur lentamente, sono in ripresa. I dati più confortanti derivano sempre dalla produzione spinta soprattutto dalle esportazioni. L'occupazione è tornata a livelli pre-crisi, anche se si tratta soprattutto di contratti a tempo determinato. Per riprendere un cammino virtuoso duraturo l'Italia deve individuare delle modalità per superare il divario Nord - Sud che negli ultimi 10 anni si è notevolmente incrementato. Il vero problema italiano è il forte impatto delle imposte, che sta incidendo sulla capacità di spesa degli italiani e non permette la ripresa dei consumi, oltre alla contrapposizione tra due opposte esigenze: spingere sugli investimenti e sulle infrastrutture, per sviluppare l'economia, e contenere la spesa pubblica per ridurre il debito. Da diversi anni la nazione gode di un avanzo primario totalmente assorbito dagli interessi sul debito che anzi hanno determinato il progressivo incremento dello stesso.

La ripresa passa anche dalle riforme istituzionali, ormai indifferibili, necessarie per l'economia, ma la situazione politica non facilita questo percorso e la mancata attuazione delle stesse incide negativamente sulla fiducia degli investitori nei confronti del sistema paese.

2) Rischi connessi all'andamento della domanda

I rischi connessi alla domanda riguardano il Gruppo come insieme di attività gestite che spaziano da servizi pubblici regolati (distribuzione gas metano, trasporto elettrico, etc.), ad attività affidate da enti locali (igiene ambientale, farmacie, illuminazione pubblica e votiva, centro sportivo) ad attività a libero mercato (vendita di gas metano ed energia elettrica, cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento) seppur in qualche modo soggette a controllo di Autorità Indipendente, per finire con attività a libero mercato soggette solo a controlli normativi di settore (gestione calore, prodotti da banco venduti nelle farmacie), integrato nella più vasta realtà economica circostante. Per fronteggiare eventuali ulteriori cali di domanda il Gruppo:

- partecipa a raggruppamenti tra imprese per l'acquisto di materie prime a prezzi convenienti;
- lavora per aumentare il proprio raggio d'azione, anche tramite aggregazioni con altri operatori.

Da tutto ciò deriva un'esposizione a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario che, anche con il supporto di professionisti esterni, viene costantemente monitorata al fine di porre in essere tutte le azioni necessarie per prevenire e/o mitigare i rischi stessi.

3) Rischi strategici

Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che i nuovi scenari di mercato offrono. Da tutto ciò deriva un'esposizione a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario che la società, anche con il supporto di professionisti esterni, sta costantemente monitorando al fine di porre in essere tutte le azioni necessarie per prevenirli o per mitigarli il più possibile.

4) Rischi normativi

I rischi normativi riguardano il rispetto delle norme e dei regolamenti a livello nazionale, regionale e locale cui le società del Gruppo devono attenersi in relazione alle attività che svolge. L'eventuale violazione delle norme

e dei regolamenti potrebbe comportare sanzioni penali, civili e/o amministrative nonché danni patrimoniali e/o economici. Inoltre, in relazione a specifiche fattispecie, che riguardano ad esempio la normativa a protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente, si possono manifestare rischi di sanzioni, anche rilevanti, a carico delle società in base alla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 231/2001. Al fine di mitigare i rischi in oggetto, le società del Gruppo hanno adottato e mantengono costantemente aggiornato un Modello Organizzativo, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, idoneo ad individuare e prevenire le condotte penalmente rilevanti poste in essere dalla società o dai soggetti preposti alla sua direzione e/o vigilanza; il regolare funzionamento dello stesso è costantemente monitorato dall'Organismo di Vigilanza. L'evoluzione dei settori di interesse sono oggetto di continuo monitoraggio da parte delle strutture legali e di quelle deputate ai rapporti con i soggetti pubblici a ciò deputati. In questo contesto normativo l'atteggiamento delle società è ispirato ai generali criteri di trasparenza e di apertura, volto a rafforzare il dialogo con le Autorità cui sono soggette. L'emanazione di disposizioni normative e regolamentari applicabili alle società e ai servizi offerti, ovvero modifiche alla normativa attualmente vigente nei settori in cui il Gruppo opera, potrebbe inoltre rendere necessaria l'adozione di nuovi assetti organizzativi.

5) Informazioni richieste art. 2428, comma 6-bis Codice civile

In relazione alle informazioni richieste dall'art. 2428, comma 6-bis, del Codice Civile in materia di gestione del rischio prezzo, rischio di credito, rischio di liquidità e al rischio di variazione dei flussi finanziari, si evidenzia quanto segue:

5.1) Rischi operativi e andamento dei prezzi delle materie prime

I rischi operativi sono connessi alle attività svolte direttamente dalle società ed hanno maggior rilevanza per le attività di vendita svolte dal Gruppo. Le società hanno sottoscritto con primarie compagnie di assicurazione idonei contratti a copertura dei rischi operativi. In particolare, Gelsia Srl per coprire eventuali rischi determinati dall'andamento dei prezzi delle materie prime stipula, ove possibile, contratti di acquisto che si basano su panieri identici o molto simili a quelli applicati ai clienti e pertanto il rischio prezzi è molto limitato.

5.2) Rischi di concentrazione del fatturato

Il Gruppo, visto complessivamente, non ha consistenti rischi di concentrazione del fatturato in quanto le attività gestite si rivolgono ad un numero cospicuo di clienti ed in alcuni casi determinano corrispettivi giornalieri corrisposti da una diffusa clientela.

5.3) Rischio cambi

Il Gruppo non è soggetto a rischio cambi perché non realizza operazioni in valuta diversa dalla moneta europea.

5.4) Rischio credito

Il Gruppo, servendo un numero consistente di clienti/operatori, ha un significativo rischio credito che copre con idonei fondi svalutazione crediti.

5.5) Rischio liquidità

Il Gruppo, visto complessivamente, da anni è in grado di autofinanziare i propri investimenti e dispone di una Posizione Finanziaria Netta di assoluto rilievo. La liquidità del Gruppo è gestita attraverso la procedura di cash-pooling con gli istituti di credito in carico alla Capogruppo.

04.03.04 - INDICATORI (art. 6 comma 2 del D.Lgs. 175/2016)

Di seguito vengono indicati diversi indicatori che permettono di evidenziare lo stato di salute del Gruppo. Si è deciso di individuare pochi indicatori chiave mirati alla massima semplicità, che vengono aggiunti agli indicatori che normalmente sono parte integrante della relazione degli amministratori al bilancio. Nell'ultimo anno è proseguito il miglioramento della posizione patrimoniale e finanziaria del Gruppo; gli indici economici risultano in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente, non avendo registrato nel 2017 ricavi non ricorrenti, pur rimanendo comunque ampiamente positivi. Gli indici sotto riportati evidenziano:

- una struttura finanziaria equilibrata, con l'evidenziazione della possibilità di far fronte alle passività correnti con le attività correnti, con un margine superiore al 94% (82% nel 2016);
- un attivo non corrente ampiamente finanziato da un passivo non corrente, proprio e di terzi, con una eccedenza di quest'ultimo di 51,4 milioni di Euro (44,6 milioni di Euro nel 2016);
- un basso livello di indebitamento: le fonti interne rappresentano il 95% delle fonti complessive di finanziamento (92% nel 2016), e il rapporto debito finanziario/equity in ulteriore miglioramento (da 0,16 del 2016 a 0,14 del 2017);

- indici economici in leggero decremento: ROE netto al 5,2% (dato 2016: 6,0%), ROI operativo al 6,9% (8,3% nel 2016), ROS operativo al 7,7% (dato 2016: 9,1%);
- valore aggiunto generato dal singolo dipendente pari a 116,0 migliaia di Euro (dato 2016: 116,9 migliaia di Euro).

Indici di reddito (Euro '000)		2017	2016	2015
Risultato lordo	Utile prima delle imposte	16.238	19.602	19.108
Risultato netto	Utile dedotte le imposte	11.887	13.429	12.132

Indici operativi		2017	2016	2015
EBITDA (Euro '000)	Risultato prima degli ammortamenti, accantonamenti, finanza e fiscalità	37.242	37.131	36.846
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	5,2%	6,0%	5,9%
ROI operativo (RCI x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	6,9%	8,3%	8,3%
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	7,7%	9,1%	8,0%

Incidenza di durata crediti e debiti		2017	2016	2015
Giorni medi di incasso	360 / (Rapporto fra fatturato e crediti)	120	113	109
Giorni medi di pagamento	360 / (Rapporto fra acquisti e debiti)	80	78	73
Giorni CCN	Differenza tra giorni medi di incasso e pagamento	40	35	36

04.03.05 - INDICATORI DI RISULTATO (art. 2428, comma 2 c.c.)

Di seguito presentiamo diversi indicatori finanziari, di solvibilità e di redditività:

Finanziamento delle immobilizzazioni (Euro '000)		2017	2016	2015
Margine primario di struttura	Differenza fra Mezzi propri e Attivo non corrente	-13.299	-22.346	-34.564
Quoziente primario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri e Attivo non corrente	0,95	0,91	0,86
Margine secondario di struttura	Differenza fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	51.406	44.592	30.735
Quoziente secondario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	1,21	1,18	1,13

Struttura dei finanziamenti		2017	2016	2015
Indebitamento complessivo	Rapporto fra Debito complessivo e Mezzi propri	0,52	0,54	0,62
Indebitamento finanziario	Rapporto fra Finanziamenti e Mezzi propri	0,14	0,16	0,19
Intensità dei finanziamenti	Rapporto fra Finanziamenti e Ricavi	0,15	0,17	0,16
Autonomia finanziaria	Rapporto fra Mezzi propri e Fonti totali	0,95	0,92	0,87
Copertura oneri finanziari	Rapporto fra Ebitda ed Oneri finanziari	69,15	67,26	51,51
Copertura finanziamenti	Rapporto fra Ebitda e Finanziamenti	1,19	1,03	0,95

Solvibilità (Euro '000)		2017	2016	2015
Margine di disponibilità	Differenza fra Attivo corrente e Passivo corrente	51.406	44.592	30.735
Quoziente di disponibilità	Rapporto fra Attivo corrente e Passivo corrente	1,94	1,82	1,50
Margine di tesoreria	Differenza fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	47.067	41.298	28.825
Quoziente di tesoreria	Rapporto fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	1,86	1,76	1,47

Indici di redditività		2017	2016	2015
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	Rapporto fra Valore aggiunto e N. medio dipendenti	116,0	116,9	115,9
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	5,2%	6,0%	5,9%
ROI operativo (NAT x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	6,9%	8,3%	8,3%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	Rapporto fra Ricavi e Capitale investito netto operativo	0,88	0,92	1,04
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	7,7%	9,1%	8,0%

04.03.06 - ULTERIORI INFORMAZIONI UTILI

Di seguito presentiamo diversi indicatori finanziari, di solvibilità e di redditività:

Ambiente

Segnaliamo che nel corso del 2017 non vi sono stati danni causati all'ambiente; né sanzioni o pene inflitte alle società del Gruppo per reati o danni ambientali.

Operazioni atipiche o inusuali

Il Gruppo nel corso dell'anno non ha realizzato operazioni atipiche o inusuali.

Attività di ricerca e sviluppo (art. 2428, comma 3, n. 1, c.c.)

Il Gruppo nel corso dell'esercizio non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

Uso di strumenti finanziari (art. 2428, comma 3 punto 6-bis, c.c.)

Per quanto riguarda le informazioni richieste dalla lettera a) del comma 3 punto 6-bis, si precisa che le Società del gruppo non hanno fatto ricorso a strumenti finanziari derivati.

Per quanto riguarda le informazioni richieste dalla lettera b) del comma 3 punto 6-bis, si rimanda a quanto in precedenza illustrato nelle informazioni relative ai rischi ed incertezze.

0.5 EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE (art. 2428, comma 3, n.5 e n.6, c.c.)

Il Gruppo sta indirizzando i propri sforzi per realizzare gli obiettivi del piano strategico ancora realizzabili. In particolare ha in corso la verifica per aggregare il settore farmacia con la società ASSP S.p.A., già socio del Gruppo, con l'obiettivo di costituire un polo in grado di attrarre le altre realtà pubbliche del territorio che gestiscono farmacie.

Nel contempo, anche a seguito delle delibere straordinarie di razionalizzazione delle partecipate assunte dai Comuni soci, sta elaborando un nuovo piano strategico per il prossimo quinquennio che, partendo dalla riorganizzazione del Gruppo, definisca gli obiettivi di crescita per il prossimo futuro, le modalità per raggiungerli anche con riferimento alle necessità finanziarie per partecipare alle gare ATEM e per lo sviluppo degli altri settori e di nuove attività.

Alcuni passaggi riguardano direttamente i soci perché hanno come oggetto la razionalizzazione del Gruppo e delle partecipazioni dei soci tramite il conferimento di partecipazioni e, eventualmente, di asset alla capogruppo AEB S.p.A.. Partendo da questo punto basilare si potrà ricercare finanzia per aggiudicarsi gare, rafforzare o entrare in nuovi settori e incrementare consistentemente fatturato, ebitda e capitalizzazione. I mezzi finanziari necessari potranno essere ricercati facendo capo sia al mercato regolato dei capitali (Borsa) sia facendo ricorso al credito.

La ricerca di aggregazioni/acquisizioni è una necessità reale in quanto i mercati ricercano una sempre maggiore concentrazione tramite acquisizioni territoriali e/o partnership e riguarda tutti i settori di interesse del Gruppo. Restare immobili, in controtendenza con quanto succede nel mercato, potrebbe mettere a rischio i piani di sviluppo futuri.

Analizzando nello specifico i settori gestiti dal Gruppo possiamo affermare che, oltre alla crescita per linee esterne, sarà importante anche la crescita per linee interne:

- Vendita gas metano ed energia elettrica: crescita tramite point aziendali con propri account, agenzie e procuratori; web; allargamento del territorio di interesse a tutto il nord Italia; acquisizione di piccole società di vendita; accordi commerciali con soggetti terzi;
- Distribuzione gas metano: utilizzo di risorse finanziarie per le future gare ATEM e nel contempo ricerca di partner per condividere la partecipazione alle suddette gare;
- Trasporto energia elettrica: ottimizzazione della gestione in attesa di verifica del sistema di funzionamento delle future gare;
- Illuminazione pubblica: partecipazione alle future gare degli enti locali, proponendo anche finanzia di progetto;
- Igiene ambientale: messa a regime dei rapporti con il nuovo partner privato e definizione di nuovi piani di sviluppo anche con lo studio, e l'eventuale realizzazione, di impianti di trattamento in grado di incrementare la differenziata valorizzandola economicamente;
- Farmacie: completamento del "Progetto farmacie" di ammodernamento di tutti i punti vendita, incremento dei servizi e degli orari di apertura; ricerca di partnership aggregative;
- Altri business units:
 - centro sportivo: uscita entro il 2018
 - lampade votive: progressiva uscita o cessioni a società partecipate e/o partecipanti il Gruppo;
 - fibre ottiche: impegno per progetti legati agli impianti del Gruppo ed alle richieste degli enti locali; disponibilità a far utilizzare a titolo oneroso a società gestori.

Seregno, 22 maggio 2018

Il Direttore Generale
 Dott. Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
 Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti



SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

0.5 SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

ATTIVITÀ		31.12.2017	31.12.2016
Rif Nota	Attività non correnti		
01	Immobili, impianti e macchinari	200.094.735	199.695.614
02	Avviamento e altre attività a vita non definita	4.108.629	4.108.629
03	Altre attività immateriali	19.862.011	21.324.729
04	Partecipazioni	71.800	3.450.349
05	Altre attività finanziarie non correnti	-	-
06	Altre attività non correnti	2.450.024	5.244.913
07	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	13.346.981	11.497.218
08	Attività non correnti disponibili per la vendita	3.118.373	14.222
	Totale Attività non correnti	243.052.553	245.335.674
Rif Nota	Attività correnti		
09	Rimanenze	4.339.563	3.294.309
10	Crediti commerciali	68.096.069	66.389.853
11	Crediti per imposte	2.199.518	2.954.235
12	Altre attività correnti	10.947.673	8.503.875
13	Altre attività finanziarie correnti	-	-
14	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20.449.587	17.953.873
	Totale Attività correnti	106.032.410	99.096.145
	Totale Attivo	349.084.963	344.431.819

Valori espressi in Euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		31.12.2017	31.12.2016
Rif Nota	Patrimonio netto		
15	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	84.192.200	84.192.200
	Riserve	78.642.327	71.605.148
	Utile (perdita) dell'esercizio	8.954.850	9.952.245
	<i>Patrimonio netto di pertinenza del gruppo</i>	<i>171.789.377</i>	<i>165.749.593</i>
	Capitale e riserve di terzi	55.032.650	53.762.891
	Utile (perdita) dell'esercizio di competenza di terzi	2.931.526	3.477.379
	<i>Patrimonio netto di pertinenza di terzi</i>	<i>57.964.176</i>	<i>57.240.270</i>
	Totale Patrimonio netto	229.753.553	222.989.863
Rif Nota	Passività non correnti		
16	Finanziamenti	24.261.859	29.059.988
17	Altre passività non correnti	14.744.483	14.682.416
18	Fondi per benefici a dipendenti	4.111.960	4.327.198
19	Fondi per rischi ed oneri	17.847.169	15.007.534
20	Fondo Imposte differite passive	3.739.940	3.861.086
	Totale Passività non correnti	64.705.411	66.938.222
Rif Nota	Passività correnti		
21	Finanziamenti	7.114.297	6.989.208
22	Debiti Commerciali	37.125.439	36.830.938
23	Debiti per imposte	1.520.209	2.370.554
24	Altri debiti	8.866.054	8.313.034
	Totale Passività correnti	54.625.999	54.503.734
	Totale Patrimonio netto e Passivo	349.084.963	344.431.819

Valori espressi in Euro



CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

0.6 CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO		31.12.2017	31.12.2016
Rif Nota	Ricavi delle vendite		
26	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	204.986.003	211.135.763
26a	Variazione dei lavori in corso	-	-
27	Altri ricavi e proventi	6.907.542	7.078.435
	Totale Ricavi delle vendite	211.893.545	218.214.198
Rif Nota	Costi operativi		
28	Acquisti	(85.749.241)	(91.001.456)
29	Variazione delle rimanenze	1.045.253	1.383.972
30	Servizi	(67.073.092)	(67.297.134)
31	Costi per il personale	(30.318.523)	(30.298.484)
32	Altri costi operativi	(2.410.568)	(2.232.592)
33	Costi per lavori interni capitalizzati	9.854.554	8.362.866
	Totale costi operativi	(174.651.617)	(181.082.828)
	Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	37.241.928	37.131.370
Rif Nota	Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti		
34	Ammortamenti e svalutazioni	(15.015.522)	(14.098.415)
35	Accantonamenti	(5.866.315)	(5.532.850)
36	Ricavi e costi non ricorrenti	15.461	2.285.121
	Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti	(20.866.376)	(17.346.144)
	Risultato operativo (EBIT)	16.375.552	19.785.226
Rif Nota	Gestione finanziaria		
37	Proventi da partecipazioni	246.464	206.552
38	Proventi finanziari	153.942	162.988
39	Oneri finanziari	(538.593)	(552.045)
40	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
	Totale gestione finanziaria	(138.187)	(182.505)
41	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-
	Risultato ante imposte	16.237.365	19.602.721
42	Imposte	(4.350.989)	(6.173.097)
	Adeguamento fiscalità differita	-	-
	Utile (perdita) dell'esercizio	11.886.376	13.429.624
	<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>	<i>2.931.526</i>	<i>3.477.379</i>
	<i>Risultato di pertinenza del gruppo</i>	<i>8.954.850</i>	<i>9.952.245</i>
43	Componenti del conto economico complessivo	-	-
	Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	11.886.376	13.429.624

Valori espressi in Euro



RENDICONTO FINANZIARIO

0.7 RENDICONTO FINANZIARIO

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2017	31.12.2016
A. Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)		
Utile (perdita) dell'esercizio	11.886.376	13.429.624
Imposte sul reddito	4.350.989	6.173.097
Interessi passivi/(interessi attivi)	384.651	389.057
(Dividendi)	(246.464)	(206.552)
(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	397.344	(233.288)
1. Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito, interessi, dividendi e plusvalenze e minusvalenze da cessione	16.772.896	19.551.938
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto</i>		
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	4.803.115	4.165.100
Ammortamento delle immobilizzazioni	15.015.522	14.098.415
Altre rettifiche per elementi non monetari	(1.612.518)	637.740
Totale rettifiche per elementi non monetari	18.206.119	18.901.255
2. Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	34.979.015	38.453.193
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
Decremento/(incremento) delle rimanenze	(1.045.254)	(1.384.072)
Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	(1.706.215)	4.592.954
Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	294.501	(2.188.641)
Altre variazioni del capitale circolante netto	(104.304)	(571.441)
Totale variazioni del capitale circolante netto	(2.561.272)	448.800
3. Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	32.417.743	38.901.993
<i>Altre rettifiche</i>		
Interessi incassati/(pagati)	(313.672)	(328.713)
Imposte sul reddito (pagate)/incassate	(6.141.235)	(7.301.283)
Dividendi incassati	200.000	120.000
(Utilizzo dei fondi)	(1.963.480)	(2.119.205)
Totale altre rettifiche	(8.218.387)	(9.629.201)
Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	24.199.356	29.272.792
B. Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
(Investimenti)	(13.258.449)	(10.408.768)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	1.700	1.760.135
<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
(Investimenti)	(1.654.194)	(2.582.081)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	-	1.648
<i>Variazione Partecipazioni</i>		
(Investimenti)	-	-
Prezzo di realizzo disinvestimenti	-	-
<i>Altre attività e passività non correnti</i>	2.856.956	(344.023)
Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	(12.053.987)	(11.573.089)

Valori espressi in Euro

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2017	31.12.2016
C. Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
<i>Mezzi di terzi</i>		
Incremento/(decremento) debiti verso banche	-	(4.021.281)
Accensione finanziamenti verso banche		5.042.573
(Rimborso) finanziamenti verso banche	(4.108.238)	(3.317.217)
Accensione / (rimborso) finanziamenti verso altri	(564.802)	(626.927)
<i>Mezzi propri</i>		
Altre variazione del patrimonio netto		-
Pagamento dividendi	(4.976.615)	(4.509.261)
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(9.649.655)	(7.432.113)
D. Flussi finanziari derivanti da operazioni straordinarie di conferimento		
Operazione straordinaria di conferimento in RetiPiù		
Impianti di distribuzione gas		(8.880.592)
Crediti		(235.430)
Mutui vs. banche		85.654
Aumento di capitale		4.974.807
Aumento riserva sovrapprezzo azioni		4.055.561
Flusso finanziario dell'attività di conferimento (D)	-	-
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C)	2.495.714	10.267.590
Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	20.449.587	17.953.873
di cui denaro e valori in cassa	108.655	66.979
di cui depositi bancari e postali	20.340.932	17.886.894
Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	17.953.873	7.686.283
di cui denaro e valori in cassa	66.979	68.829
di cui depositi bancari e postali	17.886.894	7.617.454

Valori espressi in Euro

Il "Flusso finanziario dell'attività di finanziamento" è generato esclusivamente da flussi di cassa derivanti dalla gestione ordinaria.



PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

0.8 PROSPETTI E VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Riserve statutarie	Riserve IFRS/IAS	Altre riserve	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile (perdita) del periodo	Totale PN del Gruppo	Capitale e riserve di terzi	Utile (perdita) del periodo di terzi	Totale PN
Patrimonio Netto al 31.12.2014	82.412.000	15.627.354	12.010.801	7.137.074	1.755.977	21.667.155	10.352.990	3.404.929	154.368.280	46.118.789	2.534.655	203.021.724
Destinazione risultato esercizio precedente			309.290	927.868		2.826.973	(2.780.845)	(3.404.929)	(2.121.643)	1.300.113	(2.534.655)	(3.356.185)
Aumento capitale sociale	1.780.200	1.620.310							3.400.510	(3.617.912)		(217.402)
Acquisto - vendita azioni propri		(172.960)				6.478	2.318		(164.164)			(164.164)
Distribuzione ulteriori dividendi						(1.326.072)	(4.602.611)		(5.928.683)			(5.928.683)
Altri movimenti							522.597		522.597	(571.099)		(48.502)
Risultato dell'esercizio								9.027.858	9.027.858		3.104.182	12.132.040
Patrimonio Netto al 31.12.2015	84.192.200	17.074.704	12.320.091	8.064.942	1.755.977	23.174.534	3.494.449	9.027.858	159.104.755	43.229.891	3.104.182	205.438.828
Destinazione risultato esercizio precedente			247.558	742.674		1.839.271	4.076.711	(9.027.858)	(2.121.644)	1.644.173	(3.104.182)	(3.581.653)
Aumento capitale sociale									-	9.030.369		9.030.369
Dividendo azioni proprie						3.774			3.774			3.774
Distribuzione ulteriori dividendi						(1.331.079)			(1.331.079)			(1.331.079)
Altri movimenti							141.542		141.542	(141.542)		-
Risultato dell'esercizio								9.952.245	9.952.245		3.477.379	13.429.624
Patrimonio Netto al 31.12.2016	84.192.200	17.074.704	12.567.649	8.807.616	1.755.977	23.686.500	7.712.702	9.952.245	165.749.593	53.762.891	3.477.379	222.989.863
Destinazione risultato esercizio precedente			216.098	648.292		-	5.586.301	(9.952.245)	(3.501.554)	1.735.677	(3.477.379)	(5.243.256)
Dividendo azioni proprie						-	3.826		3.826			3.826
Distribuzione ulteriori dividendi						-			-			-
Altri movimenti							582.662		582.662	(465.918)		116.744
Risultato dell'esercizio								8.954.850	8.954.850		2.931.526	11.886.376
Patrimonio Netto al 31.12.2017	84.192.200	17.074.704	12.783.747	9.455.908	1.755.977	23.686.500	13.885.491	8.954.850	171.789.377	55.032.650	2.931.526	229.753.553

Valori espressi in Euro



NOTE ESPLICATIVE

1 - INFORMAZIONI SOCIETARIE

AEB S.p.A., è la Società Capogruppo del Gruppo AEB-Gelsia, è totalmente partecipata da enti pubblici e controllata dal Comune di Seregno.

Il Gruppo AEB svolge la propria attività nel settore dei servizi di pubblica utilità ed in particolare nella vendita e distribuzione gas metano; nella distribuzione energia elettrica; nella vendita energia elettrica per il mercato vincolato e per il mercato libero; nella produzione energia elettrica; nella gestione calore, cogenerazione e teleriscaldamento; nella gestione di servizi di igiene urbana; gestisce inoltre un centro sportivo, sette farmacie, illuminazione pubblica e votiva, fibra ottica e impianti di videosorveglianza.

Il bilancio consolidato del Gruppo AEB al 31.12.2017 evidenzia un utile netto di euro 11.886.376, di cui euro 8.954.850 di pertinenza del Gruppo ed euro 2.931.526 di pertinenza di terzi, ed un patrimonio netto di euro 229.753.553, di cui euro 171.789.377 di pertinenza del Gruppo ed euro 57.964.176 di pertinenza di terzi.

2 - APPARTENENZA AD UN GRUPPO

La Capogruppo detiene partecipazioni di controllo in Gelsia Srl e RetiPiù Srl; inoltre controlla indirettamente Gelsia Ambiente Srl e pertanto ha redatto il bilancio consolidato, che rappresenta un'adeguata informativa complementare sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società e delle sue controllate.

AEB S.p.A., a partire dall'esercizio chiuso al 31.12.2013, ha esercitato la facoltà, unitamente alle sue controllate, ai sensi del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, di redigere il bilancio consolidato e di esercizio in conformità ai principi contabili internazionali.

Il Gruppo al 31.12.2017 era composto da quattro società:

- **AEB S.p.A.** (Holding), Capogruppo, che detiene le partecipazioni di maggioranza assoluta in Gelsia Srl e in RetiPiù Srl e partecipazioni in altre società operative nei servizi pubblici. La stessa gestisce sette farmacie, un centro sportivo, il servizio lampade votive, alcuni servizi di telecomunicazioni e detiene la proprietà di reti e impianti idrici del Comune di Seregno e altri comuni limitrofi.
- **Gelsia Srl**, controllata al 77,111% da AEB S.p.A. ed operativa nella vendita di energia elettrica e gas metano, cogenerazione e teleriscaldamento, servizio energia; offre ad AEB S.p.A. e Gelsia Ambiente Srl servizi amministrativi, logistici e tecnici;
- **Gelsia Ambiente Srl**, società di scopo costituita alla fine dell'esercizio 2003 ed operativa nella gestione dell'igiene ambientale detenuta interamente da Gelsia Srl;
- **RetiPiù Srl**, società di scopo costituita alla fine dell'esercizio 2003 ed operativa, dal 16 Febbraio 2004, nella distribuzione di gas metano ed energia elettrica, detenuta per il 19,023% da Gelsia Srl, per il 58,862% da AEB S.p.A. e per il residuo da altri soci.

Il Gruppo, per il tramite di Gelsia S.r.l., detiene una partecipazione di collegamento, pari al 25% del Capitale, della società Commerciale Gas & Luce Srl, acquistata nel 2013 in prospettiva strategica, sia per operare nella provincia di Varese che per poter condividere progetti di partnership con altri soci. Il socio di maggioranza di AEB SpA, ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175, ha provveduto il 27.10.2017 alla ricognizione delle partecipazioni detenute alla data del 23 settembre 2016 e a formulare apposito documento di indirizzo. Gli indirizzi comunicati dal socio di maggioranza alla capogruppo AEB prevedono l'alienazione della partecipazione in Commerciale Gas e Luce Srl. La partecipazione è stata riclassificata tra le attività disponibili per la vendita (non correnti) ed iscritta al minore tra il valore contabile ed il fair value, al netto di eventuali costi di vendita.

La società disponeva, al 30.09.2017, di un capitale sociale interamente versato di Euro 2.750.000 e un patrimonio netto, escluso l'utile dell'esercizio, di Euro 3.667.558 detenuto, a tale data, per il 25% cadauno da Gelsia Srl, Acel Service Srl, Agesp Energia Srl, Canarino Srl. La società si occupa di vendita gas metano ed il bilancio chiuso al 30.09.2017 evidenziava un utile netto di Euro 1.014.963. La società detiene il 21,29% del capitale di Energy Trade S.p.A., società costituita unitamente ad altri operatori del settore per esercitare l'attività di shipping e provvedere all'approvvigionamento sul mercato nazionale e internazionale del gas metano.

Oltre alle società sopra indicate il Gruppo detiene partecipazioni al 31.12.2017 nelle seguenti società:

- **Brianzacque Srl:** la quota detenuta al 31.12.2017 da Gelsia Srl pari allo 0,0017%, evidenziata nelle attività non correnti disponibili per la vendita, è stata assegnata nel mese di aprile 2018. La partecipazione è stata acquisita nel corso del 2015 quale assegnazione di dividendo in natura da parte di RetiPiù Srl. L'operazione, deliberata dai soci di Brianzacque Srl per riorganizzarne l'assetto societario, stabiliva la retrocessione dalle

società socie ai comuni delle quote societarie detenute.

- **Sinergie Italiane in liquidazione Srl:** la quota detenuta da AEB SpA al 31.12.2017 è pari al 7,182%. Nel mese di dicembre 2017 l'Assemblea ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione periodo 01.10.2016 - 30.09.2017 con un utile netto di 1,6 milioni di Euro. Nel bilancio intermedio citato i liquidatori hanno confermato le rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni di Euro. Si tratta di rettifiche rilevate in contropartita della svalutazione di immobilizzazioni immateriali già iscritte nei conti della società e dello stanziamento del Fondo per costi e oneri della liquidazione. Il bilancio di liquidazione evidenzia la riduzione dei rischi e delle attività della società; la società ha in essere esclusivamente il contratto con Gazprom Export LLC di acquisto del gas metano che attualmente rivende alle commercial companies dei soci e delle quote TAG per il trasporto del gas metano attraverso l'Austria. Come gran parte degli operatori del settore che stanno gestendo con i propri fornitori contratti a lungo termine (cosiddetti take or pay), anche i liquidatori di SINIT Srl hanno rinegoziato il contratto di acquisto a far data dal 01.10.2015.

3 - DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ E CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato, chiuso al 31 dicembre 2017, 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 consolidato 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 redatte in migliaia di euro.

4 - APPLICAZIONE DEI PRINCIPI CONTABILI INTERNAZIONALI

Principio generale

AEB S.p.A. ha optato per l'adozione dei principi contabili IFRS/IAS a partire dalla redazione del bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, come consentito dal D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005. La data di transizione ai principi contabili internazionali IFRS/IAS è il 1° gennaio 2012.

Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

- prospetto della situazione Patrimoniale Finanziaria che espone separatamente le attività correnti e non correnti, il Patrimonio Netto e le Passività Correnti e non Correnti;
- prospetto di Conto Economico Complessivo che espone i costi ed i ricavi usando una classificazione basata sulla natura degli stessi;
- Rendiconto Finanziario che presenta i flussi finanziari derivanti dall'attività operativa utilizzando il metodo indiretto;
- prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto.

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

AREA E METODI DI CONSOLIDAMENTO

Il bilancio consolidato trae origine dal bilancio d'esercizio di AEB S.p.A. (Holding) e delle Società nelle quali detiene direttamente o indirettamente la quota di controllo del capitale. Ai sensi dell'art. 38, 2° comma, del D.Lgs. 127/91, di seguito, l'elenco delle imprese incluse nel consolidamento con il metodo integrale che non sono variate rispetto all'esercizio precedente:

Quota posseduta al 31.12.2017	dall'Azionista		dal Gruppo
Ragione sociale e sede	%	società	% di consolidamento
Società Capogruppo (Holding): - AEB SpA - Capitale Sociale euro 84.192.200 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)			
Controllate dirette: - Gelsia Srl - Capitale Sociale euro 20.345.267 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	77,111	AEB SpA	77,111
- RetiPiù Srl - Capitale Sociale euro 77.575.801 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	58,862 19,023	AEB SpA Gelsia Srl	58,862 14,670
Controllate indirette: - Gelsia Ambiente Srl - Capitale Sociale euro 3.269.854 Sede: Via Caravaggio, 26/A - Desio (MB)	100,000	Gelsia Srl	77,111

Come precedentemente segnalato, la partecipazione nella società collegata Commerciale Gas & Luce Srl, acquisita nel 2013, è stata iscritta al minore tra il valore contabile ed il fair value. Le partecipazioni nelle altre imprese sono valutate al costo.

5 - CRITERI DI CONSOLIDAMENTO

I principali criteri di consolidamento adottati sono i seguenti:

- gli elementi dell'attivo e del passivo, i ricavi e i costi delle imprese incluse nel consolidamento sono stati ripresi secondo il metodo dell'integrazione globale;
- il valore contabile delle partecipazioni in Società consolidate viene eliminato contro la corrispondente frazione di patrimonio netto;
- le quote di Patrimonio Netto di competenza di azionisti terzi sono iscritte nell'apposita voce della Situazione Patrimoniale Finanziaria. Nel Conto Economico Complessivo viene evidenziata separatamente la quota di risultato di competenza di terzi;
- le differenze fra il valore della partecipazione e il Patrimonio netto delle società consolidate, determinate con riferimento ai valori contabili esistenti alla data di acquisizione e/o alla data in cui l'impresa è stata consolidata per la prima volta, sono state iscritte, se negative nella voce del Patrimonio Netto denominata "Riserva da consolidamento"; se positive sono state iscritte nella voce dell'attivo denominata "Avviamento". Le differenze determinatesi nei periodi successivi, a seguito dei risultati e delle altre variazioni di Patrimonio Netto delle partecipate, verificatesi successivamente alle predette date, sono state rilevate rispettivamente nella voce "Utili/(Perdite) consolidati portati a nuovo" o nella corrispondente voce del Patrimonio Netto consolidato;
- i rapporti patrimoniali ed economici tra le Società incluse nell'area di consolidamento sono eliminati. Gli utili e le perdite di ammontare significativo emergenti da operazioni tra Società consolidate, che non siano realizzati con operazioni con terzi, sono eliminati tenendo conto, ove necessario, delle imposte differite.

6 - PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE ADOTTATI

Nel seguito vengono indicati i principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio consolidato che sono i medesimi impiegati per la predisposizione del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017, fatta eccezione per l'adozione dal 1° gennaio 2017 degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati, che peraltro non hanno avuto effetti significativi sul presente bilancio consolidato.

Principi, emendamenti ed interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2017

I seguenti principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS sono stati applicati per la prima volta dalla Gruppo a partire dal 1° gennaio 2017:

**Modifiche allo IAS 7 - Informativa
(Regolamento 2017/1990)**

Documento emesso dallo IASB in data 29 gennaio 2016, richiede di fornire informazioni sulle variazioni delle passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere le variazioni delle passività derivanti da operazioni di finanziamento rendendo immediata la riconciliazione tra l'indebitamento all'inizio e alla fine dell'esercizio. Tali modifiche, pubblicate dallo IASB nel mese di gennaio 2016 sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2017.

**Modifiche allo IAS 12 - Iscrizione attività fiscali differite per perdite non realizzate
(Regolamento 2017/1989)**

Documento emesso dallo IASB in data 19 gennaio 2017 in merito alla contabilizzazione di un'attività fiscale differita relativa a una passività finanziaria valutata al fair value. Il documento mira a chiarire come contabilizzare le attività fiscali differite relative a strumenti di debito misurati al fair value. Le modifiche si applicano a partire dal 1° gennaio 2017.

**Modifiche all'IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità
(Regolamento 2018/182)**

Documento emesso dallo IASB in data 8 dicembre 2016 ed approvato dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2018 con Regolamento 2018/182. Tale documento, tra le altre, apporta modifiche all'IFRS 12 Informativa sulle partecipazioni in altre entità. Quando la partecipazione dell'entità in una controllata, joint venture o società collegata (o una parte della partecipazione in una joint venture o società collegata) è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione che è classificato come posseduto per la vendita) secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, l'entità non è tenuta ad esporre in bilancio il riepilogo dei dati economico-finanziari per tale controllata, joint venture o società collegata. Le società devono applicare tali modifiche a partire dalla data di inizio del loro primo esercizio finanziario che cominci il 1° gennaio 2017 o successivamente. L'adozione di tali modifiche ed emendamenti ai principi contabili internazionali non hanno comportato effetti significativi sul bilancio consolidato.

Principi, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo al 31 dicembre 2017

Per gli esercizi successivi risulteranno applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili, avendo già concluso il processo di endorsement comunitario:

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, la cui applicazione è fissata al 1° gennaio 2018.

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, la cui applicazione è fissata al 1° gennaio 2019.

Modifiche all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni (Regolamento 2018/289)

Documento emesso dallo IASB in data 20 giugno 2016. Le modifiche apportate all'IFRS 2 - Pagamento basato su azioni mirano a chiarire come le imprese debbano applicare il principio in taluni casi specifici. Le società applicano le modifiche, al più tardi, a partire dalla data di inizio del loro primo esercizio finanziario che cominci il 1° gennaio 2018 o successivamente.

Miglioramenti annuali agli IFRS 2014-2016 (Regolamento 2018/182)

Documento emesso dallo IASB in data 8 dicembre 2016 ed approvato dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2018 con Regolamento 2018/182. Tale documento apporta modifiche allo IAS 28 Partecipazioni in società collegate e joint venture e all'IFRS 1 Prima adozione degli International Financial Reporting Standard. L'obiettivo dei miglioramenti annuali è quello di risolvere questioni non urgenti relative a incoerenze riscontrate negli IFRS oppure a chiarimenti di carattere terminologico, che sono state discusse dallo IASB nel corso del ciclo progettuale. Le società applicano le modifiche allo IAS 28 e all'IFRS 1, al più tardi, a partire dalla data di inizio del loro primo esercizio finanziario che cominci il 1° gennaio 2018 o successivamente.

Principi, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea

Alla data di riferimento del presente bilancio consolidato 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 approvati dall'IFRS IC).

Miglioramenti annuali agli IFRS (2015-2017 Cycle)

Lo IASB ha pubblicato in data 12 dicembre 2017 gli Annual Improvements to IFRSs 2015-2017 Cycle, che includono modifiche allo IAS 12 Income Taxes, allo IAS 23 Borrowing Costs, all'IFRS 3 Business Combination e all' IFRS 11 Joint Arrangements. Le modifiche entreranno in vigore il 1° gennaio 2019.

IFRIC 22 "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration"

Documento pubblicato in data 8 dicembre 2016. L'interpretazione ha l'obiettivo di fornire delle linee guida per transazioni effettuate in valuta estera ove siano rilevati in bilancio degli anticipi o acconti non monetari, prima della rilevazione della relativa attività, costo o ricavo. Tale documento fornisce le indicazioni su come un'entità deve determinare la data di una transazione, e di conseguenza, il tasso di cambio a pronti da utilizzare quando si verificano operazioni in valuta estera nelle quali il pagamento viene effettuato o ricevuto in anticipo. L'IFRIC 22 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018.

IFRIC 23 Uncertainty over Income Tax Treatments

Lo IASB ha pubblicato l'interpretazione IFRIC 23 Uncertainty over Income Tax Treatments, che fornisce indicazioni su come riflettere nella contabilizzazione delle imposte sui redditi le incertezze sul trattamento fiscale di un determinato fenomeno. L'IFRIC 23 entrerà in vigore il 1° gennaio 2019.

Emendamento allo IAS 40 "Transfers of Investment Property"

Documento pubblicato in data 8 dicembre 2016. Tali modifiche chiariscono i trasferimenti di un immobile a, o da, investimento immobiliare. Tale emendamento entrerà in vigore il 1° gennaio 2018.

I principi contabili ed i criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio consolidato al 31.12.2017 sono di seguito riportati:

6.01 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Come richiesto dal principio contabile internazionale IAS 16, paragrafo 15, al momento della rilevazione gli Immobili, impianti e macchinari sono valutati al costo, determinato secondo le modalità previste dal paragrafo 16 e seguenti; detti beni, in applicazione del modello del costo previsto dal paragrafo 30, sono iscritti in bilancio al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite per riduzione durevole di valore accumulate. In fase di prima adozione dei criteri di valutazione IFRS, limitatamente alle classi di immobili, impianti e macchinari il cui fair value può essere attendibilmente determinato, si è optato per la rideterminazione del valore secondo quanto previsto dal paragrafo n. 31 del principio contabile internazionale IAS 16; conseguentemente le classi di immobili, impianti e macchinari il cui fair value può essere attendibilmente determinato sono state iscritte a un valore rideterminato, pari al loro fair value alla data del 1° gennaio 2012, risultante da apposita perizia giurata redatta da esperti indipendenti all'uopo incaricati.

A tal fine sono stati conferiti incarichi a esperti professionalmente qualificati ed indipendenti per la determinazione del "fair value" degli immobili, impianti e macchinari di proprietà del Gruppo alla data di transizione, con specifico riferimento alla classe dei terreni e fabbricati di proprietà della Capogruppo AEB S.p.A. e alla classe degli automezzi specifici, della controllata Gelsia Ambiente Srl, necessari per lo svolgimento dell'attività caratteristica del settore Igiene Ambientale. In conformità con quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 36, a seguito della rideterminazione del valore di un elemento appartenente alla classe sopra indicata l'intera classe alla quale

quell'elemento appartiene è stata rideterminata. La rideterminazione dei valori è avvenuta con specifico riguardo alle caratteristiche dei beni oggetto di valutazione e dell'attività svolta. A tal fine, per le proprietà immobiliari della Capogruppo e per gli automezzi specifici del settore Igiene Ambientale è stato determinato il loro "fair value". I valori risultanti dalle perizie giurate sono stati contabilizzati in sostituzione dei precedenti valori contabili ed assoggettati ad ammortamento secondo uno specifico piano idoneo a ripartire sistematicamente i valori rideterminati durante la vita utile dei relativi beni. Per quanto riguarda gli ammortamenti accumulati alla data di rideterminazione di valore, gli stessi sono stati eliminati a fronte del valore contabile lordo di ogni singola attività, e il valore netto della stessa è stato iscritto in bilancio in base al suo valore rideterminato, conformemente a quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 35.b. Per quanto riguarda le altre classi della voce Immobili, Impianti e Macchinari, diverse dai terreni e fabbricati e degli automezzi specifici del settore Igiene Ambientale, in considerazione della loro natura, delle loro caratteristiche e della formazione storica si è ritenuto appropriato mantenere la loro iscrizione in bilancio al costo, al netto degli ammortamenti accumulati e di qualsiasi perdita di valore accumulata, secondo quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 30. In particolare, per quanto riguarda gli impianti di distribuzione gas ed energia elettrica del Gruppo, 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.

Processo di ammortamento

Le quote di ammortamento sono state così determinate nelle società del Gruppo:

AEB S.p.A.

Per gli immobili per i quali si è optato per la rideterminazione del valore il calcolo è avvenuto utilizzando il periodo di vita residuo stimato per ogni cespite da esperti appositamente incaricati.

Per le altre classi di Impianti e Macchinari il calcolo è stato fatto atteso l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che si ritiene ben rappresentato dalle aliquote di seguito riportate.

Descrizione	Aliquote
Terreni e fabbricati	
Fabbricati civili	Vita utile perizia (33 anni)
Fabbricati sedi-uffici	Vita utile perizia (5-35 anni)
Fabbricati pozzi	a)
Costruzioni leggere	Vita utile perizia (10 anni)
Impianti e macchinari	
Impianti di sollevamento - quadri elettrici pozzi acqua	a)
Impianti di sollevamento acqua	a)
Impianti serbatoi acqua	a)
Impianti di debatterizzazione e potabilizzazione acqua	a)
Rete di trasporto e di distribuzione acqua	a)
Rete fognaria	a)
Rete trasmissione dati e telecomunicazione	6,70
Rete e allacciamenti Lampade Votive Seregno	5,00
Impianti telecomunicazione	18,00
Impianti fotovoltaici sede	9,00
Impianti generici fabbricati	12,50
Attrezzature industriali e commerciali	
Attrezzature industriali generiche	12,50
Cartografia TLC	10,00
Cartografia acqua e fognature	a)
Strumenti misura e controllo acqua	a)
Altri beni	
Automezzi	20,00
Autovetture	20,00
Telefonia	20,00
Mobili, arredi e macchine ordinarie d'ufficio	8,30 - 12,50
Macchine elettroniche e CED	20,00
Attrezzatura fissa	10,00

a) I cespiti del settore acqua potabile e fognature sono dati in uso a Brianzacque Srl e sono stati ammortizzati per il periodo contrattualmente stabilito nell'accordo sottoscritto. Il processo di ammortamento si completerà entro il 31 dicembre 2024.

Si precisa che i cespiti del settore acqua potabile e fognature sono stati ammortizzati per il periodo contrattualmente stabilito nell'accordo sottoscritto con Brianzacque Srl e ratificato dall'ATO. Tale accordo prevede un corrispettivo che determini l'ammortamento di tutte le immobilizzazioni acqua e fognature di proprietà della società, entro il 31 dicembre 2024 e che le eventuali minusvalenze restino a carico di Brianzacque Srl.

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

L'ammortamento dei beni gratuitamente devolvibili e inseriti in bilancio nella voce "altri beni" scaturisce da un processo di ammortamento per durata.

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore le immobilizzazioni sono assoggettate a una verifica di recuperabilità (Impairment test). La recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo di vendita, qualora esista un mercato, e il valor d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito attualizzando i flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni, oltre che dall'eventuale valore che ci si attende dalla dismissione al termine di vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni e possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

Al momento della vendita o se il bene non è più utile al processo produttivo aziendale, lo stesso è eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile, determinata come differenza tra valore di vendita e netto contabile del bene, viene rilevato nel conto economico dello stesso anno.

GELSIA Srl

Per Gelsia Srl si segnala che il calcolo è stato fatto atteso l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che si ritiene ben rappresentato dalle aliquote di seguito riportate.

Terreni e fabbricati	Aliquote applicate
Fabbricati	3,33
Impianti e macchinari	Aliquote applicate
Impianto Cogenerazione	5,0 - 9,0
Impianti generici fabbricati	12,5
Centrali termiche	5,0 - 9,0
Opere elettromeccaniche	5,0
Vapordotto	5,0
Rete teleriscaldamento	3,33
Allacciamento clienti	3,33
Sottocentrali teleriscaldamento	5,0 - 9,0
Telecontrollo e telemisure	18,0
Rete di controllo	5,0
Impianti fotovoltaici	9,0
Attrezzature	10,0
Altri beni	Aliquote applicate
Strumenti di misura e controllo	10,0
Autovetture	20,0
Autoveicoli	12,5
Hardware e software di base	20,0
Mobili e arredi	8,3
Telefonia	20,0
Cartografia	10,0
Impianti generici	12,5

Gli impianti di cogenerazione realizzati presso strutture di terzi sono stati ammortizzati in base alla durata del contratto pluriennale sottoscritto con il cliente.

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

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore le immobilizzazioni sono assoggettate a una verifica di recuperabilità (Impairment test). La recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo di vendita, qualora esista un mercato, e il valore d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito attualizzando i flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni, oltre che dall'eventuale valore che ci si attende dalla dismissione al termine di vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni e possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

Al momento della vendita o se il bene non è più utile al processo produttivo aziendale, lo stesso è eliminato dal bilancio e la eventuale perdita o utile, determinata come differenza tra valore di vendita e netto contabile del bene, viene rilevato nel conto economico dello stesso anno.

GELSIA AMBIENTE Srl

Per Gelsia Ambiente Srl si segnala che:

- per gli automezzi specifici per i quali si è optato per la rideterminazione del valore il calcolo è avvenuto utilizzando il periodo di vita residuo stimato per ogni cespite;
- per le altre classi di Impianti e Macchinari il calcolo è stato fatto atteso l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che si ritiene ben rappresentato dalle aliquote di seguito riportate.

Dettaglio categorie	Realizzati dalla società
Costruzioni leggere	10,00
Automezzi nuovi (per igiene urbana)	8,33
Container e cassoni	10,00
Attrezzature industriali specifiche	10,00
Attrezzatura d'officina	10,00
Hardware e software di base	20,00
Mobili e arredi	8,30
Telefonia	20,00

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

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore le immobilizzazioni sono assoggettate a una verifica di recuperabilità (Impairment test). La recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo di vendita, qualora esista un mercato, e il valore d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito attualizzando i flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni, oltre che dall'eventuale valore che ci si attende dalla dismissione al termine di vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni e possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

Al momento della vendita o se il bene non è più utile al processo produttivo aziendale, lo stesso è eliminato dal bilancio e la eventuale perdita o utile, determinata come differenza tra valore di vendita e netto contabile del bene, viene rilevato nel conto economico dello stesso anno.

RETIPIÙ Srl

Per RetiPiù Srl si segnala che:

- per quanto riguarda i beni conferiti la vita utile residua dei cespiti è stata determinata sulla base di un'apposita perizia tecnica redatta da un esperto indipendente, tenuto conto delle indicazioni fornite dal perito incaricato di determinare i valori di conferimento. Su tali basi, la vita tecnica economica residua dei beni conferiti è stata determinata analiticamente ed utilizzata per determinare l'aliquota di ammortamento delle singole categorie di cespiti in rapporto alle specificità di ogni località.
- per tutti gli altri impianti sono state utilizzate le aliquote di ammortamento utilizzate dalle aziende di settore ed indicate anche da ARERA 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 cespiti	Aliquote
Impianti di decompressione	5
Rete distribuzione	2
Linee media tensione	3,33
Linee bassa tensione	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

6.02 - BENI IN LEASING

Le immobilizzazioni acquisite tramite contratti di locazione finanziaria e che sostanzialmente trasferiscono alle società del Gruppo 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 sono 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 sono imputati direttamente a conto economico.

I beni sono 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.

6.03 - AVVIAMENTI E ALTRE ATTIVITÀ A VITA NON DEFINITA

L'avviamento rilevato in un'aggregazione aziendale è un'attività che rappresenta i benefici economici futuri derivanti da altre attività acquisite nell'aggregazione che non sono identificate individualmente e rilevate separatamente, al netto delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione. Detta voce, già rilevata come attività in conformità con i principi contabili precedentemente applicati, è stata inizialmente iscritta al costo, in quanto rappresenta l'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla quota di pertinenza del valore equo netto delle attività e delle passività, anche potenziali, acquisite nell'aggregazione (principio contabile internazionale IFRS 3). Dopo l'iscrizione iniziale l'avviamento non viene più ammortizzato, ma viene sottoposto annualmente, o più frequentemente se ne venga ravvisata la necessità, a specifiche verifiche per individuare se abbia subito riduzioni di valore o se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità che potrebbe aver subito una riduzione di valore, secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36.

Considerato quanto sopra, detta voce è stata mantenuta iscritta al valore determinato in applicazione dei principi contabili precedentemente applicati, pari al costo di acquisizione al netto degli ammortamenti in precedenza accumulati, previa verifica della sussistenza di eventuali perdite di valore.

Tale verifica, come richiesto dai principi IAS/IFRS, è stata effettuata svolgendo una specifica analisi sulla sussistenza di eventuali riduzioni di valore dell'avviamento ("impairment test"), applicando la procedura richiesta dallo IAS 36.

A tal fine, di anno in anno, si provvede a conferire apposito incarico ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente per l'effettuazione dell'impairment test.

6.04 - 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 a vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente in modo che il valore netto alla chiusura dell'esercizio corrisponda ragionevolmente alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività.

Per le immobilizzazioni conferite con i rami d'azienda e/o derivanti dalle fusioni completate a tutto il 31.12.2017, si è proseguito con i piani di ammortamento in essere; a meno di situazioni motivate e particolari che hanno determinato la necessità di utilizzo di aliquote più elevate.

In particolare:

- i diritti di brevetto e di utilizzazione di opere dell'ingegno (software) sono ammortizzati in cinque quote costanti;
- i diritti di concessione, considerati gli impegni derivanti dai contratti di servizio, vengono ammortizzati o per il periodo contrattualmente stabilito o per un periodo inferiore nel caso in cui sussistano fondati motivi che possano prudenzialmente far ipotizzare una riduzione "ope legis" del periodo stabilito dal contratto;
- le manutenzioni straordinarie su beni di terzi sono esposte alla voce "altre" ed ammortizzate secondo il periodo più breve tra la durata del contratto e la stimata vita utile delle opere effettuate;
- il disavanzo di fusione di Gelsia Calore Srl è stato ammortizzato in quote costanti, dal 2010 al 2017, periodo di godimento dei certificati verdi;
- i costi sostenuti per l'installazione di impianti fotovoltaici di proprietà di terzi sono ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i comuni proprietari;
- le spese sostenute su fabbricati di terzi per la ristrutturazione delle piattaforme ecologiche sono state ammortizzate per la durata della concessione, in quanto già espletata la gara; per la piattaforma di Limbiate le spese di ristrutturazione sono state ammortizzate ipotizzando la vita utile residua di 10 anni, in quanto i beni verranno ceduti a titolo oneroso; negli altri casi le spese di ristrutturazione sono state ammortizzate entro l'esercizio 2018;
- gli investimenti inseriti nella voce "Altre" e riguardanti il settore idrico-fognature vengono ammortizzati sulla base della durata residua dell'affidamento stabilito dal contratto;
- le 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, viene rivisto 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.

6.05 - PARTECIPAZIONI

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

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

6.06 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

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

6.07 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

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

6.08 - ATTIVITÀ NON CORRENTI DISPONIBILI PER LA VENDITA

Le attività non correnti disponibili per la vendita sono iscritte al minore tra il valore contabile ed il fair value (valore equo) al netto di eventuali costi di vendita.

6.09 - RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite da prodotti destinati alla vendita nelle farmacie gestite dalla Capogruppo e dalle rimanenze di prodotti, materiali e merci necessarie all'attività delle società del Gruppo. Le rimanenze sono iscritte al minore tra il loro costo d'acquisto e il presumibile valore di mercato, desumibile dall'andamento del mercato.

6.10 - CREDITI

I crediti commerciali sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato, tenendo conto del fattore temporale e del valore di presumibile di realizzo. L'adeguamento al presumibile valore di realizzo è stato effettuato mediante lo stanziamento di un apposito fondo valutazione crediti calcolato a copertura dei crediti ritenuti inesigibili, nonché al generico rischio relativo ai rimanenti crediti. Per i crediti per i quali sia stata verificata l'irrelevanza dell'applicazione del metodo del costo ammortizzato e/o dell'attualizzazione ai fini dell'esigenza di dare una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale ed economica societaria, è stata mantenuta l'iscrizione secondo il presumibile valore di realizzo. Tale evenienza si è verificata ad esempio in presenza di crediti con scadenza inferiore ai dodici mesi o, in riferimento al criterio del costo ammortizzato, nel caso in cui i costi di transazione, le commissioni e ogni altra differenza tra valore iniziale e valore a scadenza sono di scarso rilievo o, ancora, nel caso di attualizzazione, in presenza di un tasso di interesse desumibile dalle condizioni contrattuali non significativamente diverso dal tasso di interesse di mercato.

6.11 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide, rappresentate dal denaro in cassa e dai depositi bancari e postali a vista e a breve con scadenza originaria non oltre 3 mesi, sono iscritte al valore nominale. Gli interessi maturati sono contabilizzati in base al criterio della competenza economico temporale.

6.12 - FONDI PER RISCHI E 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.

6.13 - 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.

Alcune società del Gruppo applicano annualmente degli sconti tariffari a ex dipendenti derivanti per accordi pregressi non più in vigore; inoltre, a seguito di assoggettamento di tutto il personale dipendente (escluso i Dirigenti) al CCNL Unico Gas Acqua, il solo personale già regolato da Contratto Elettrico, ha mantenuto, come da accordo sindacale, il diritto alle mensilità aggiuntive per tutti i dipendenti prima regolati da CCNL Lavoratori addetti al settore elettrico, se cessano la propria attività lavorativa a condizioni definite dalle regole del contratto sopra precisato.

Alla luce di quanto sopra descritto il Gruppo, ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione del TFR, degli sconti forniture e delle mensilità aggiuntive secondo quanto previsto dallo IAS 19. Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato per il TFR che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative. Le valutazioni eseguite degli sconti forniture e delle mensilità aggiuntive hanno evidenziato differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili che trovano capienza in un apposito fondo rischi all'uopo costituito e che risulta capiente anche con riferimento ai dati 2017. Per il dettaglio del fondo rischi si rimanda allo specifico paragrafo.

6.14 - DEBITI

I debiti sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato. Per i debiti per i quali sia stata verificata l'irrelevanza dell'applicazione del metodo del costo ammortizzato e/o dell'attualizzazione, ai fini dell'esigenza di dare una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale ed economica societaria, è stata mantenuta l'iscrizione secondo il valore nominale. Tale evenienza si è verificata ad esempio in presenza di debiti con scadenza inferiore ai dodici mesi o, in riferimento al criterio del costo ammortizzato, nel caso in cui i costi di transazione, le commissioni e ogni altra differenza tra valore iniziale e valore a scadenza sono di scarso rilievo o, ancora, nel caso di attualizzazione, in presenza di un tasso di interesse desumibile dalle condizioni contrattuali non significativamente diverso dal tasso di interesse di mercato.

6.15 - 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 si abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

6.16 - 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.

6.17 - COSTI

I costi sono esposti in bilancio quando i beni e i servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica o, se non è possibile individuarne un'utilità futura. Le transazioni con i soci e tra le società del Gruppo sono effettuate a normali condizioni di mercato.

6.18 - 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 sono contabilizzati per competenza al momento in cui vi è il diritto alla percezione, che generalmente coincide con la delibera di distribuzione.

6.19 - ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari includono gli interessi passivi sui debiti finanziari calcolati usando il metodo dell'interesse effettivo e le differenze cambio passive.

6.20 - IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile delle Società consolidate. 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 Capogruppo AEB S.p.A. ha optato per il consolidato fiscale nazionale disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86, Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl, vi hanno aderito 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.

6.21 - CONTINUITÀ AZIENDALE

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 è stato redatto nel presupposto della continuità aziendale.

6.22 - INCERTEZZA SULL'USO DELLE 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. L'attuale congiuntura economica negativa sta determinando per le imprese e per le famiglie sempre maggiori difficoltà economiche che determinano una progressiva riduzione dei consumi e la difficoltà a rispettare le scadenze dei pagamenti o la necessità di indebitarsi.

Un peggioramento della situazione aumenterebbe le incertezze sull'andamento economico futuro, per cui non è oggi possibile escludere la possibilità di risultati diversi da quanto stimato con effetti, ad oggi non stimabili né prevedibili, su alcune voci contabili. In particolare le voci interessate sono fondo svalutazione crediti, fondi rischi, avviamenti e imposte differite attive.

FONDO SVALUTAZIONE CREDITI

Il Gruppo ha provveduto a costituire un consistente fondo svalutazione che al 31.12.2017 ammonta a 10.833 migliaia di euro. L'organizzazione per il recupero dei crediti si avvale, oltre che di legali esterni, anche di servizi legali interni, e sta svolgendo un'attività sempre più incisiva per ridurre i tempi di recupero e di conseguenza l'indice di morosità.

FONDI RISCHI ED ONERI

Il Gruppo ha iscritto nella situazione Patrimoniale Finanziaria fondi per rischi e oneri per 17.847 migliaia di euro che rappresentano rischi e oneri connessi all'attività delle società consolidate e, in via residuale, rischi per benefici per il personale dipendente. La stima è stata fatta dal management tenendo conto delle vertenze in corso e dei potenziali rischi ed oneri inerenti la sua attività operativa.

IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE

Il Gruppo evidenzia nella situazione patrimoniale - finanziaria imposte differite attive per 13.347 migliaia di euro. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata sui piani triennali della società e sui budget annuali, che hanno fatto emergere che non è necessario rettificare queste poste dell'attivo. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata anche sull'adesione al consolidato fiscale nazionale da parte delle società controllate.

7 - COMMENTI ALLE PRINCIPALI VOCI DI BILANCIO**Situazione Patrimoniale - Finanziaria****7.01 - IMMOBILI, IMPIANTI, MACCHINARI E ATTREZZATURE**

Saldo al 31/12/2017	Euro	200.094
Saldo al 31/12/2016	Euro	199.696
Variazione	Euro	398

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti in bilancio al netto dei relativi ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote enunciate nella sezione "Criteri di valutazione" e sono ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle stesse immobilizzazioni. I movimenti avvenuti nel corso dell'esercizio vengono riportati nella tabella sottostante:

Movimenti	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	TOTALE
Costo storico	30.961	253.815	29.641	9.474	2.136	326.027
Fondi ammortamenti precedenti	-6.736	-100.531	-12.744	-6.320	0	-126.331
Valori al 31.12.2016	24.225	153.284	16.897	3.154	2.136	199.696
Acquisizioni	139	6.336	4.894	1.241	663	13.273
Spostamento di voci e/o riclassifiche		672		4	-676	0
Alienazioni e/o Svalutazioni		-1.208	-1.666	-440	-74	-3.388
Decremento Fondi ammortamenti		773	1.258	437		2.468
Ammortamenti 2017	-637	-8.759	-1.746	-813	0	-11.955
Valori al 31.12.2017	23.727	151.098	19.637	3.583	2.049	200.094

I **Terreni e Fabbricati** comprendono tutte le proprietà immobiliari del gruppo, sede sociale, sedi operative a disposizione del gruppo, terreni e fabbricati dove sono dislocati impianti, proprietà immobiliari non direttamente collegate alle attività del gruppo, che in parte vengono locate a terzi. Sono, inoltre, ricompresi gli oneri di urbanizzazione sostenuti e riconosciuti relativi al ex CRU 20, attualmente vigente. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Terreni	9.870	9.870
Oneri urbanizzazione ex CRU 20	1.734	1.734
Fabbricati civili	2.590	2.661
Fabbricati industriali	1.560	1.645
Fabbricati sede/uffici	5.479	5.675
Fabbricato pozzi	878	1.004
Fabbricato cabine decompressione Gas metano	1.083	1.025
Fabbricato cabine sottostazione energia elettrica	153	160
Fabbricato cabine trasformazione energia elettrica	376	446
Costruzioni leggere	4	5
TOTALE	23.727	24.225

Gli **Impianti e Macchinari** comprendono tutti gli impianti di proprietà del gruppo utilizzati direttamente per le attività del gruppo medesimo e in parte concessi in uso a società terze. Questi ultimi sono costituiti da impianti relativi al settore acqua potabile e fognature che sono stati concessi in uso a fronte di un canone annuale di utilizzo. Sono stati, inoltre, ricompresi i beni in leasing (Automezzi specifici) utilizzati per il settore igiene ambientale. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Impianti generici fabbricati	247	155
Impianti industriali specifici	4.026	4.167
Imp.ti sollevamento/spinta acqua potabile e fognature	661	755
Impianti serbatoi acqua potabile	67	76
Impianti depurazione acqua potabile	213	244
Impianti decompressione gas metano	4.865	4.711
Impianti trasformazione energia elettrica	3.307	3.065
Impianti cogenerazione	7.493	7.432
Centrali termiche principali	1.628	1.813
Opere elettromeccaniche	1.231	1.379
Vapordotto	181	207
Impianti refrigerazione	5	6
Impianti Rete	81.244	84.037
Impianti rete allacciamenti	37.101	36.774
Automezzi specifici igiene urbana	4.236	3.396
Automezzi specifici igiene urbana (leasing)	1.057	1.196
Centrali termiche utenza	2.379	2.526
Impianti di controllo	733	643
Impianti rete di controllo	342	549
Impianti di telecomunicazione	37	62
Impianto dist. rifornimento gas	45	53
Impianti controllo misuratori	0	38
TOTALE	151.098	153.284

Le **Attrezzature industriali e commerciali** sono costituite da beni di proprietà del gruppo e vengono usati direttamente o date in uso a fronte di un canone annuale di utilizzo. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Misuratori dei consumi acqua, gas, energia, calore	18.238	15.446
Attrezzatura d'officina generica	468	581
Attrezzature industriali generiche	60	76
Container, cassoni igiene urbana	510	352
Cartografia	361	442
TOTALE	19.637	16.897

Gli **Altri beni** sono costituiti da beni di proprietà del gruppo utilizzati direttamente per le attività del gruppo medesimo. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Autoveicoli da trasporto	146	152
Autovetture	18	24
Hardware e software	1.176	837
Telefonia fissa e mobile	16	13
Mobili e altre dotazioni tecniche	2.121	1.997
Attrezzatura fissa	71	63
Impianti gratuitamente devolvibili	35	68
TOTALE	3.583	3.154

Le **Immobilizzazioni in corso** sono relative a impianti e progetti non ancora ultimati alla data del 31 dicembre 2017 e ammontano a 2.049 migliaia di euro (dato 2016: 2.136 migliaia di euro).

7.02 - AVVIAMENTO E ALTRE ATTIVITÀ A VITA NON DEFINITA

Saldo al 31/12/2017	Euro	4.108
Saldo al 31/12/2016	Euro	4.108
Variazione	Euro	-

La voce "avviamento e altre attività a vita non definita" è al costo di acquisizione al netto degli ammortamenti accumulati sino alla data di transizione ai principi contabili internazionali, previa verifica della sussistenza di eventuali perdite di valore. Tale verifica, come richiesto dai principi IAS/IFRS, è stata effettuata svolgendo una specifica analisi sulla sussistenza di eventuali riduzioni di valore dell'avviamento e delle differenze di consolidamento ("impairment test"), applicando la procedura richiesta dallo IAS 36. A tal fine è stato conferito apposito incarico ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente per l'effettuazione dell'impairment test, al 31 dicembre 2017. Per lo svolgimento delle verifiche di impairment si è posto a confronto il valore contabile della voce Avviamento e altre attività a vita non definita con il valore recuperabile della/e Cash Generating Unit (CGU) individuata/e come componenti fondamentali delle attività gestite dal Gruppo. Il procedimento valutativo si è basato sui dati economico-patrimoniali consuntivi e sul budget economico 2017 della Società controllata Gelsia S.r.l., titolare dell'avviamento e delle altre attività a vita utile non definita assoggettate ad impairment, oltre che su una simulazione della situazione patrimoniale al 31 dicembre 2018.

Ai fini della determinazione del valore d'uso della CGU identificata come principale dagli esperti incaricati è stata utilizzata la metodologia dei flussi di cassa attualizzati DCF ("Discounted Cash Flow"), ispirata al concetto

generale che il valore di una CGU è pari al valore attualizzato dei flussi di cassa che genererà in futuro. Al valore attuale dei flussi di cassa attesi dalla gestione operativa si aggiunge il valore attuale del stato calcolato capitalizzando, con la formula del valore attuale della rendita perpetua, un flusso di cassa finanziario medio sostenibile in perpetuo ed attualizzando il valore così determinato alla data di riferimento dell'analisi. Il valore attuale della rendita perpetua così ottenuta è stato calcolato utilizzando un costo medio ponderato del capitale ("WACC") derivante dalla somma del costo del capitale proprio e di quello di debito (quest'ultimo al netto degli oneri fiscali), ponderati in funzione della struttura finanziaria della Società assoggettata alla verifica di impairment (Gelsia S.r.l.). Nel caso specifico, il WACC determinato dagli esperti indipendenti all'uopo incaricati è risultato pari al 8,53%. La verifica così effettuata ha condotto a determinare una complessiva valutazione della CGU operativa stimata largamente superiore al valore dell'avviamento e delle altre attività a vita utile non definita iscritte a bilancio. Pertanto non sono emerse riduzioni di valore.

7.03 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

Saldo al 31/12/2017	Euro	19.862
Saldo al 31/12/2016	Euro	21.325
Variazione	Euro	-1.463

Le altre attività immateriali sono esposte in bilancio al netto dei relativi ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote enunciate nella sezione "Criteri di valutazione" e sono ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle stesse. I movimenti avvenuti nel corso dell'esercizio vengono riportati nella tabella sottostante:

Movimenti	Brevetti e altro	Concessioni e altro	Immobilizzazioni in corso	Altre immobilizzazioni	Software	TOTALE
Netto contabile 31.12.2016	85	15.551	1.470	2.371	1.848	21.325
Acquisizioni	9	407	97	538	603	1.654
Spostamento di voci	0	3	-678	265	410	0
Alienazioni/Svalutazioni	0	-52	-17	-47	0	-116
Alienazione fondi	0	13	0	46	0	59
Ammortamenti 2017	-10	-1.089	0	-1.051	-910	-3.060
Netto contabile 31.12.2017	84	14.833	872	2.122	1.951	19.862

Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Brevetti industriali	84	85
Totale Brevetti	84	85

I **diritti di brevetto** sono costituiti dai costi per la realizzazione del sito internet.

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Concessioni	6.660	7.222
Marchi	40	43
Cabine decompressione gas metano	63	72
Impianti decompressione gas metano	807	889
Impianti rete gas metano	3.226	3.286
Impianti allacciamento gas metano	2.968	3.001
Impianti di controllo gas metano	65	62
Impianti rete di controllo gas metano	-	21
Misuratori consumi gas metano	1.003	953
Cartografia	1	2
Totale Concessioni	14.833	15.551

Le **Concessioni** sono relative a:

- canone di concessione al Comune di Besana in Brianza per la gestione della farmacia dal 01.11.2012 (859 migliaia di euro) le cui condizioni economiche sono regolate da relativo contratto di servizio di durata pari ad anni 29;
- canone di concessione erogato al Comune di Biassono per la gestione della farmacia (1.138 migliaia di euro) le cui condizioni economiche sono regolate dal relativo contratto di servizio di durata pari ad anni 29;
- importo residuale di 98 mila Euro relativo al Canone di concessione per le tre farmacie di Seregno;
- importo derivante dalla fusione della Farmacia Comunale di Giussano Srl (1.259 migliaia di euro). Le condizioni economiche sono regolate dal relativo contratto di servizio avente durata di 29 anni;
- importo derivante dalla fusione della società MBM Spa (1.0282 migliaia di euro) e relativo alla farmacia comunale di Bovisio Masciago le condizioni economiche sono regolate da relativo contratto che, con la prima proroga, dovrebbe permettere la gestione per 20 anni;
- gli oneri concessione gas metano costituiti dall'una-tantum corrisposto ad alcuni comuni per l'affidamento del servizio distribuzione gas metano per 2.224 migliaia di euro.

Le **Immobilizzazioni in corso** sono relative a:

- lavori su beni di terzi (piattaforme ecologiche) 491 migliaia di euro;
- attività per l'espletamento della gara doppio oggetto 326 migliaia di euro;
- attività per l'implementazione di nuovi software 55 migliaia di euro.

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Spese incrementative fabbricati di terzi	1.270	1.367
Spese incrementative impianti di terzi	6	7
Altre immobilizzazioni immateriali	846	997
Totale altre immobilizzazioni immateriali	2.122	2.371

Le **spese su beni di terzi** riguardano le manutenzioni straordinarie delle sedi e degli sportelli utenze presenti sul territorio e delle piattaforme ecologiche.

Descrizione	Valore netto al 31.12.2017	Valore netto al 31.12.2016
Software di terzi illimitato	239	345
Software interno tutelato	-	7
Software di terzi in licenza d'uso	1.712	1.496
Totale software	1.951	1.848

Il Gruppo utilizza software applicativo acquisito da terzi, ma dispone anche di un proprio centro informatico che elabora ed aggiorna il software applicativo necessario per il Gruppo. Trattasi di costi ad utilità pluriennale che vengono ammortizzati in un periodo di cinque anni.

7.04 - PARTECIPAZIONI

Saldo al 31/12/2017	Euro	72
Saldo al 31/12/2016	Euro	3.450
Variazione	Euro	-3.378

La composizione della voce raffrontata con quella dell'esercizio precedente è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Partecipazioni in imprese collegate		3.116
Partecipazioni in Altre imprese	72	334
Totale partecipazioni	72	3.450

Nel mese di maggio 2017 i soci di ASML S.p.A. hanno deliberato il bilancio finale di liquidazione. La liquidazione ha comportato il sostanziale recupero dell'investimento. La partecipazione di collegamento in Commerciale Gas & Luce Srl, acquisita nel 2013 in prospettiva strategica, sia per poter operare nella provincia di Varese che per poter condividere progetti di partnership con gli altri soci, è stata riclassificata tra le attività disponibili per la vendita (non correnti) in seguito alla Delibera di indirizzo formulata dal Socio di maggioranza in data 27 ottobre 2017, che prevede che la predetta partecipazione venga ceduta. Per una migliore comprensione esponiamo in dettaglio la composizione della voce "Partecipazioni" confrontata con i dati dell'esercizio precedente.

Denominazione	Al 31/12/2017		Al 31/12/2016	
	Valore Contabile	% di possesso	Valore Contabile	% di possesso
Commerciale Gas & Luce Srl			3.116	25,00
SINIT Srl in liquidazione	72	7,18	72	7,18
ASML SpA in liquidazione			262	0,96
Totale	72		3.450	

Partecipazioni Società - denominazione - sede sociale	Valori imprese			Valori consolidato			
	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile o perdita	%	Valore all'ultimo bilancio approvato	Quota di patrimonio netto	Delta
SINIT Srl in liquidazione Via Turati, 6 - Milano	1.000	-12.184	2.899	7,18	72	-874	-946

I dati si riferiscono all'esercizio 01.10.2016 - 30.09.2017 approvato dall'assemblea dei soci. Sinit Srl in liquidazione evidenzia una frazione di patrimonio netto di pertinenza di AEB S.p.A. negativo per 756 migliaia di Euro. La partecipata è iscritta in bilancio a 72 migliaia di Euro e non stata oggetto di svalutazione in quanto il piano di liquidazione prevede il sostanziale recupero del valore.

7.05 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2017 che al 31 dicembre 2016.

7.06 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	2.450
Saldo al 31/12/2016	Euro	5.244
Variazione	Euro	-2.794

La tabella che segue ne dettaglia la composizione:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Crediti commerciali	183	1.019
Crediti per certificati CO2	197	197
Crediti per depositi cauzionali passivi	729	2.469
Crediti v/personale dipendente	74	85
Crediti v/erario per IRES	646	662
Risconti attivi	621	812
Totale	2.450	5.244

Il decremento della voce "crediti commerciali" è dovuto esclusivamente alla rateizzazione, fruttifera di interessi, concessa ad un cliente, da una delle società del gruppo, che accordata nel 2016 terminerà nell'ottobre del 2018. La voce "Crediti da certificati CO2" è relativa all'ammontare delle quote CO2 acquistate/assegnate nel rispetto dei vincoli imposti dall'ARERA.

Il decremento della voce "Depositi cauzionali" è dovuto alla riclassificazione nell'attivo corrente del deposito cauzionale infruttifero pari a 1.582 migliaia di euro versato al fornitore principale di gas metano a garanzia delle forniture 2016-2018 il cui contratto scade con l'anno termico 2017/2018.

Il credito verso erario per IRES deriva da istanza rimborso IRES per mancata deduzione IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato (D.L. 201/2011).

7.07 - IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE

Saldo al 31/12/2017	Euro	13.347
Saldo al 31/12/2016	Euro	11.497
Variazione	Euro	1.850

La tabella che segue dettaglia la composizione:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Imposte differite attive per IRES	12.459	10.799
Imposte differite attive per IRAP	888	698
Totale	13.347	11.497

La composizione della voce Imposte differite attive viene di seguito dettagliata:

Imposte Differite Attive	Imponibile IRES	Imposta IRES	Imponibile IRAP	Imposta IRAP	Totale imposte
Fondo Svalutazione crediti	9.932	2.388			2.388
Fondo Rischi	16.020	3.844	14.369	588	4.432
Ammortamento avviamento	3.683	700			700
Ammortamenti	21.168	5.092	7.006	295	5.387
Premi al personale	1.501	360			360
Svalutazione magazzino	42	10			10
Rettifiche las	116	28	116	5	33
Oneri deducibili per cassa	152	37			37
Totale	52.614	12.459	21.491	888	13.347

7.08 - ATTIVITÀ NON CORRENTI DISPONIBILI PER LA VENDITA

Saldo al 31/12/2017	Euro	3.118
Saldo al 31/12/2016	Euro	14
Variazione	Euro	3.104

La tabella che segue dettaglia la composizione:

Attività non correnti disponibili per la vendita	31.12.2016	Scarico	Carico	Giroconto	31.12.2017
Brianzacque Srl	14	12			2
Commerciale Gas e Luce Srl				3.116	3.116
Totale	14	12		3.116	3.118

Le attività non ricorrenti disponibili per la vendita sono relative:

- alla quota dello 0,0017% della società Brianzacque Srl. L'assemblea dei soci di Brianzacque Srl ha deliberato un piano di riorganizzazione della compagine sociale che comporterà, alla fine di tale processo, che i soci di Brianzacque Srl siano i comuni. Il gruppo nel corso del 2014 e del 2015 ha deliberato l'alienazione della partecipazione mediante assegnazione ai soci come dividendo in natura. Alla fine dell'esercizio risulta ancora la partecipazione, acquisita dal socio nei primi mesi del 2018.
- alla quota del 25% della società Commerciale Gas e Luce Srl. La società disponeva, al 30.09.2017, di un capitale sociale interamente versato di Euro 2.750.000 e un patrimonio netto, escluso l'utile dell'esercizio, di Euro 3.667.558 detenuto, a tale data, per il 25% cadauno da Gelsia Srl, Acel Service Srl, Agesp Energia Srl, Canarbino Srl. La società si occupa di vendita gas metano ed il bilancio chiuso al 30.09.2017 evidenziava un utile netto di Euro 1.014.963. La società detiene il 21,29% del capitale di Energy Trade S.p.A., società costituita unitamente ad altri operatori del settore per esercitare l'attività di shipping e provvedere all'approvvigionamento sul mercato nazionale e internazionale del gas metano.

Il socio di maggioranza di AEB SpA, ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175, ha provveduto il 27.10.2017 alla ricognizione delle partecipazioni detenute alla data del 23 settembre 2016 e a formulare apposito documento di indirizzo. Gli indirizzi comunicati dal socio di maggioranza alla capogruppo AEB prevedono l'alienazione della partecipazione in Commerciale Gas e Luce Srl.

Partecipazioni		Valori imprese			Valori consolidato		
Società - denominazione - sede sociale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile o perdita	%	Valore al 30.09.17	Quota di patrimonio netto	Delta
Commerciale gas & luce Srl Viale Milano, 75 - Gallarate (VA)	2.750	4.682	1.015	25%	3.116	1.170	-1.946

Il valore di iscrizione a bilancio della partecipazione in Commerciale Gas & Luce Srl è pari al costo d'acquisto che risulta inferiore al relativo fair value; quest'ultimo è stato determinato sulla base dei flussi di reddito prospettici della società valutati in relazione alla composizione della clientela, al mercato ed alla posizione territoriale. Tali valutazioni sono confermate da operazioni di compravendita societaria di analoga natura che si sono concluse recentemente.

7.09 - RIMANENZE

Saldo al 31/12/2017	Euro	4.340
Saldo al 31/12/2016	Euro	3.294
Variazione	Euro	1.046

Le rimanenze risultano essere così costituite:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.534	1.764
Lavori in corso su ordinazione	10	10
Merci da rivendere	2.796	1.520
Totale	4.340	3.294

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e manutenzione degli impianti e dai materiali necessari per l'operatività delle società del gruppo. Le merci da rivendere si riferiscono alle rimanenze di fine anno di prodotti farmaceutici presenti nelle sette farmacie gestite dal gruppo per complessivi 878 migliaia di euro (751 migliaia di euro nel 2016) e di gas nei siti di stoccaggio per 1.918 migliaia di euro (769 migliaia di euro nel 2016).

7.10 - CREDITI COMMERCIALI

Saldo al 31/12/2017	Euro	68.096
Saldo al 31/12/2016	Euro	66.390
Variazione	Euro	1.706

La composizione dei **crediti commerciali** è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Crediti verso clienti	76.635	74.072
Crediti v/Servizio Sanitario nazionale	171	184
Crediti da Certificati verdi	1.184	1.877
Crediti v/controllante	939	630
Totale crediti commerciali	78.929	76.763
- Fondo svalutazione crediti	-10.833	-10.373
Totale	68.096	66.390

La composizione dei **crediti verso clienti** è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Crediti per fatture emesse	41.273	39.294
Crediti per fatture da emettere	35.362	34.778
Totale crediti	76.635	74.072
- Fondo svalutazione crediti fiscale	-1.147	-830
- Fondo svalutazione crediti non fiscale	-9.686	-9.543
Totale crediti al netto del fondo	65.802	63.699

La composizione dei **crediti verso controllante** è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Crediti per fatture emesse	255	485
Crediti per fatture da emettere	684	145
Totale	939	630

7.11 - CREDITI PER IMPOSTE

Saldo al 31/12/2017	Euro	2.199
Saldo al 31/12/2016	Euro	2.954
Variazione	Euro	- 755

La composizione dei **crediti per imposte** è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Crediti IRES	1.067	32
Crediti IRAP	185	149
Credito verso erario per IVA	1	
Credito verso erario per IVA di gruppo	288	1.326
Credito per imposte consumo gas ed energia	473	1.297
Crediti per altre imposte	185	150
Totale	2.199	2.954

Ai fini dell'IVA la Capogruppo AEB S.p.A. ha aderito al regime previsto dell'“Iva di gruppo”, con le altre società del gruppo (Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl).

Ai fini dell'IRES la Capogruppo AEB S.p.A. ha aderito al regime del “consolidato fiscale nazionale”, con le altre società del gruppo (Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl).

7.12 - ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	10.948
Saldo al 31/12/2016	Euro	8.504
Variazione	Euro	2.444

La composizione delle **altre attività correnti** è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Crediti verso istituti previdenza	60	38
Crediti verso CSEA	5.063	4.026
Crediti per depositi attivi	1.582	
Crediti per perequazione	694	1.302
Crediti verso comuni	475	475
Crediti diversi	204	221
Crediti verso collegate	250	200
Crediti v/controlante	90	90
Ratei e risconti attivi	2.530	2.152
Totale	10.948	8.504

I crediti verso la CSEA sono costituiti da: crediti per componente commercializzazione gas per 693 migliaia di euro, crediti per bonus gas 120 migliaia di euro, crediti per conguagli per 43 migliaia di euro, crediti per incentivi continuità gas ed energia elettrici per 394 migliaia di euro, crediti per rimborso costi pratiche utenti in default per 440 migliaia di euro, crediti per rimborsi TEE annullati nell'anno 2017 per 3.373 migliaia di euro.

La voce crediti verso collegate è relativo all'utile deliberato ma non liquidato nel corso del 2017 dalla società Commerciale Gas & Luce Srl.

Nei ratei e risconti attivi sono ricompresi: oneri assicurativi per 486 migliaia di euro, provvigioni ad agenti per 1.068 migliaia di euro, sconti commerciali per 123 migliaia di euro, oneri per fidejussioni per 96 migliaia di euro spese pubblicitarie per 104 migliaia di euro, spese legali per 85 migliaia di euro, canoni e manutenzioni 193 migliaia di euro, altri costi di competenza esercizio successivo 375 migliaia di euro.

7.13 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2017 che al 31 dicembre 2016.

7.14 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	20.450
Saldo al 31/12/2016	Euro	17.954
Variazione	Euro	2.496

La composizione del disponibilità liquide e mezzi equivalenti è la seguente:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Denaro e valori in cassa	109	67
Depositi bancari e postali	20.341	17.887
Totale	20.450	17.954

Il saldo rappresenta le disponibilità liquide e l'esistenza di numerario e di valori alla data di chiusura dell'esercizio.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

7.15 - PATRIMONIO NETTO

Saldo al 31/12/2017	Euro	229.753
Saldo al 31/12/2016	Euro	222.990
Variazione	Euro	6.763

Patrimonio Netto	in migliaia di euro		
	di gruppo	di terzi	TOTALE
Saldo al 31/12/2017	171.789	57.964	229.753
Saldo al 31/12/2016	165.750	57.240	222.990
Variazione	6.039	724	6.763

Il patrimonio netto è così composto:

Patrimonio netto	Parziali	Importo
Capitale		84.192
Riserva sovrapprezzo azioni		17.075
Riserva legale		12.784
Riserva statutaria		9.456
Altre riserve:		
- Riserva da trasformazione D.Lgs267/00	6.812	
- Fondo contributi in conto capitale per investimenti	1.291	
- Riserva per imposte anticipate	1.022	
- Riserva straordinaria	14.561	
		23.686
Riserva da transizione IFRS/IAS		1.756
Utili (perdite) consolidati a nuovo		13.885
Utile (perdita) d'esercizio di Gruppo		8.955
Totale Patrimonio netto di Gruppo		171.789
Patrimonio netto di Terzi		
Capitale e riserve di Terzi		55.033
Utile (perdita) d'esercizio di pertinenza di Terzi		2.931
Totale Patrimonio netto di Terzi		57.964
Totale Patrimonio netto consolidato di Gruppo e di Terzi		229.753

La movimentazione del patrimonio netto è dettagliata nel prospetto specifico. Il capitale sociale ammonta ad euro 84.192.200=, è composto da 841.922 azioni del valore nominale di 100 Euro.

PROSPETTO DI RACCORDO TRA IL PATRIMONIO NETTO DELLA SOCIETÀ CAPOGRUPPO ED IL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

Il prospetto di raccordo fra il risultato netto consolidato ed il patrimonio netto consolidato e l'ammontare dell'utile netto e del patrimonio netto risultanti dal bilancio d'esercizio della Società Capogruppo al 31.12.2017, comparato con quello al 31.12.2016, è il seguente:

Descrizione	31/12/2017		31/12/2016	
	Risultato esercizio	Patrimonio Netto	Risultato esercizio	Patrimonio Netto
Saldo da Bilancio d'esercizio AEB SpA	4.997	153.978	4.322	152.479
Eliminazione valore di carico partecipazioni consolidate				
Differenza fra valore di carico e valore pro-quota del patrimonio netto delle partecipate		38.470		34.933
Risultati pro-quota conseguiti dalle partecipate	9.690		11.197	
Differenza di consolidamento		1.292		1.292
Eliminazione operazioni intercompany				
Eliminazione operazione straordinaria di conferimento ramo d'azienda a Gelsia Energia realizzata nel 2003		(2.983)		(2.983)
Eliminazione operazione straordinaria di conferimento rami d'azienda a RetiPiù realizzati nel 2011	1.012	(18.960)	1.123	(19.971)
Eliminazione cessione infragruppo immobile del 2017 (da AEB SpA a Gelsia Srl)	(7)	(7)		
Eliminazione dei dividendi da controllate	(6.738)		(6.689)	
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto di pertinenza del Gruppo	8.954	171.790	9.953	165.750
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto di pertinenza di terzi	2.932	57.964	3.477	57.240
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto Consolidati	11.886	229.754	13.430	222.990

7.16 - 21 - FINANZIAMENTI

La composizione dei finanziamenti è la seguente:

Voce di bilancio	31/12/2017		31/12/2016	
	16 Non Correnti	21 Correnti	16 Non Correnti	21 Correnti
scadenza				
Mutuo concesso da BPS (10 milioni)	4.639	719	5.358	705
Mutuo concesso da BPS (3,5 milioni)	1.572	256	1.828	248
Mutuo concesso da BPS (6 milioni)	2.948	428	3.376	421
Mutuo concesso da BPS (2 milioni)	1.017	142	1.159	139
Mutuo concesso da BPS (3,6 milioni)	1.810	298	2.108	290
Mutuo concesso da BPS (9 milioni)	4.239	899	5.138	884
Mutuo concesso da BPS (4 milioni)	1.884	399	2.283	393
Mutuo concesso da BPS (0,77 milioni)	400	76	476	75
Mutuo concesso da BPS (0,75 milioni)	499	73	572	72
Mutuo concesso da BPS (5 milioni)	3.287	984	4.271	729
Mutuo concesso da BCC Barlassina	116	116	232	115
Mutuo concesso da Creval		21		42
Mutuo Bo-Dexia	1.499	280	1.779	273
Mutui concessi da CDP	102	47	149	45
Debito per finanziamenti a breve		2.000		2.000
Finanziamento TLR Regione Lombardia	198	67	265	68
Leasing Alba-leasing per acquisto mezzi		66	66	332
Finanziamento da fornitore	52	102		
Ratei passivi su finanziamenti		141		158
Totale	24.262	7.114	29.060	6.989

Non vi sono mutui assistiti da privilegi speciali. Di seguito si riporta il debito finanziario suddiviso per tipologia e scadenza.

Tipologia	Scadenza				Totale
	Entro l'esercizio successivo	Entro 2 anni	Entro 5 anni	Oltre i 5 anni	
Mutui verso istituti di credito	4.412	4.472	12.785	5.155	26.824
Mutui verso altri finanziatori	393	402	1.083	314	2.192
Finanziamenti da società di leasing	66				66
Finanziamenti da fornitori	102	51			153
Finanziamenti a breve da istituti di credito	2.000				2.000
Ratei passivi su finanziamenti	141				141
Totale	7.114	4.925	13.868	5.469	31.376

7.17 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	14.744
Saldo al 31/12/2016	Euro	14.682
Variazione	Euro	62

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Depositi cauzionali da clienti	5.852	5.785
Risconto su contributo a fondo perso L. 488	270	300
Risconti su contributi c/impianti	8.577	8.542
Ratei e risconti passivi	45	55
Totale	14.744	14.682

I depositi cauzionali a titolo oneroso sono richiesti ai clienti a garanzia dei consumi come previsto dalle delibere ARERA. I risconti su contributi c/impianti riguardano i contributi ricevuti per la realizzazione di nuovi impianti che vengono rilasciati annualmente in quota parte con la stessa aliquota di ammortamento dei beni realizzati con il contributo stesso.

7.18 - FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	4.112
Saldo al 31/12/2016	Euro	4.327
Variazione	Euro	- 215

Il gruppo, in applicazione dello IAS 19 ha incaricato un esperto indipendente per la valutazione attuariale dei debiti verso dipendenti a benefici definiti. Le risultanze del calcolo attuariale hanno portato a differenze non significative rispetto ai dati contabili; pertanto si è optato per il mantenimento di quest'ultimi. Il fondo accantonato rappresenta l'effettivo debito della società verso i dipendenti in forza alla chiusura dell'esercizio ed è adeguato alle norme di legge e a quelle contrattuali vigenti.

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Saldo iniziale del valore delle obbligazioni relative al TFR	4.327	4.411
Benefici pagati	-288	-162
Oneri finanziari sulle obbligazioni assunte	73	78
Totale	4.112	4.327

7.19 - FONDI PER RISCHI E ONERI

Saldo al 31/12/2017	Euro	17.847
Saldo al 31/12/2016	Euro	15.007
Variazione	Euro	2.840

I fondi accantonati rappresentano il possibile debito del gruppo e sono così composti:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Fondo rischi vertenze personale	127	95
Fondo rischi per benefici ai dipendenti	835	835
Altri fondi rischi	16.885	14.077
Totale	17.847	15.007

I fondi per rischi ed oneri in essere al 31.12.2017 risultano così costituiti:

- per 690 migliaia di euro a copertura dei rischi derivanti dai conferimenti che hanno permesso la costituzione del Gruppo e delle successive operazioni di cessioni di attività a soggetti terzi;
- per 881 migliaia di euro a copertura di rischi inerenti l'ammortamento dell'avviamento derivante dalla valutazione della farmacia acquisita di Bovisio Masciago;
- per 3.659 migliaia di euro per oneri derivanti dalla sostituzione contatori gas metano nel rispetto degli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell'ARERA;
- per 344 migliaia di euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto "canone ricognitorio";
- per 1.357 migliaia di euro per oneri derivanti dalla perequazione del servizio gas ed energia elettrica;
- per 35 migliaia di euro per stima conguaglio 2017 polizza RCT/RCO;
- per 750 migliaia di euro per il minor valore stimato derivante dalla riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Macallè, Seregno;
- per 2.031 migliaia di euro per il minor valore stimato derivante dalla riclassificazione urbanistica del terreno in Lissone;
- per 1.000 migliaia di euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- per 400 migliaia di euro per rischi derivanti da contenziosi legali/tributari;
- per 5.738 migliaia a copertura di passività potenziali di natura contrattuale e normativa anche in relazione ai procedimenti che le autorità regolatorie attivano periodicamente.

7.20 - FONDI IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE

Saldo al 31/12/2017	Euro	3.740
Saldo al 31/12/2016	Euro	3.861
Variazione	Euro	- 121

La tabella che segue ne dettaglia la composizione:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Imposte differite per IRES	3.126	3.227
Imposte differite per IRAP	614	634
Totale	3.740	3.861

La composizione della voce Imposte differite passive viene di seguito dettagliata:

Imposte Differite Passive	Imponibile IRES	Imposta IRES	Imponibile IRAP	Imposta IRAP	Totale imposte
Fiscalità latente da fusione	76	18	76	3	21
Ammortamenti	3.306	794	3.241	127	921
Dividendi	12	3			3
Rivalutazioni e rettifiche prima adozione IAS	179	44	179	7	51
Plusvalori su beni conferiti	9.440	2.267	11.332	477	2.744
Totale	13.013	3.126	14.828	614	3.740

7.22 - DEBITI COMMERCIALI

Saldo al 31/12/2017	Euro	37.125
Saldo al 31/12/2016	Euro	36.831
Variazione	Euro	294

I debiti commerciali sono così composti:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Debiti verso fornitori per fatture ricevute	20.347	17.995
Debiti verso fornitori per fatture da ricevere	16.274	18.327
Debiti verso fornitori per appalti		5
Debiti verso controllante	504	504
Totale	37.125	36.831

I debiti verso fornitori riguardano debiti per fatture ricevute e da ricevere inerenti l'attività del gruppo.

7.23 - DEBITI PER IMPOSTE

Saldo al 31/12/2017	Euro	1.520
Saldo al 31/12/2016	Euro	2.371
Variazione	Euro	- 851

I debiti per imposte sono così composti:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Debiti per imposte consumo gas metano ed energia elettrica	397	222
Debiti per canone abbonamento televisivo	335	363
Debiti verso erario codice tributo 752T		500
Debiti v/erario per ritenute alla fonte	516	528
Debiti v/erario per imposte sostitutive	238	180
Debiti v/erario per IRES		302
Debiti v/erario per IRAP	34	276
Totale	1.520	2.371

7.24 - ALTRI DEBITI

Saldo al 31/12/2017	Euro	8.866
Saldo al 31/12/2016	Euro	8.313
Variazione	Euro	553

Gli altri debiti sono così composti:

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Debiti v/INPS	1.107	1.165
Debiti v/INPDAP	498	530
Debiti v/INAIL	69	77
Fondi previdenza complementare	159	165
Debiti v/ENASARCO	16	23
Debiti v/personale	1.880	2.100
Debiti v/Provincia per addizionali rifiuti	121	129
Acconti da clienti	4	52
Debiti v/CSEA	3.803	2.468
Debiti vari v/controllante	18	25
Debiti v/soci per utile	148	410
Altri debiti	368	279
Debiti v/ASML in liquidazione per acconti	0	223
Risconto su contributo a fondo perso L. 488	30	30
Risconti su contributi c/impianti	565	557
Altri ratei e risconti	80	80
Totale	8.866	8.313

I risconti su contributi c/impianti riguardano i contributi ricevuti per la realizzazione di nuovi impianti che vengono rilasciati annualmente in quota parte con la stessa aliquota di ammortamento dei beni realizzati con il contributo stesso.

Conto economico complessivo

7.26 - RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI

Saldo al 31/12/2017	Euro	204.986
Saldo al 31/12/2016	Euro	211.136
Variazione	Euro	- 6.150

I ricavi da vendite e prestazioni suddivisi per tipologia, sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Vendita e distribuzione gas metano	105.350	111.726
Vendita e distribuzione energia elettrica	49.857	53.024
Produzione teleriscaldamento ed energia da cogenerazione	4.235	3.823
Gestione calore	363	414
Igiene ambientale	31.363	28.876
Canoni idrici	1.614	1.637
Vendite e prestazioni farmacie	8.872	8.264
Centro Sportivo	858	814
Illuminazione pubblica	350	465
Lampade votive	210	208
Prestazioni alla clientela	1.592	1.550
Ricavi da altre attività	322	335
Totale	204.986	211.136

Il Gruppo AEB è operativo direttamente o tramite società collegate nella Lombardia occidentale.

Vendita, distribuzione e misura gas metano

I ricavi relativi al servizio gas metano sono costituiti dai corrispettivi per la vendita e per la distribuzione di gas metano. Il gruppo, con le sue società, ha gestito entrambe le precitate attività rilevando ricavi verso terzi per 105.350 migliaia di euro (111.726 migliaia di euro nel 2016) così composti:

- 10.438 migliaia di euro riguardano il servizio di distribuzione fatturato da RetiPiù a venditori terzi (9.855 migliaia di euro nel 2016);
- - 2.903 migliaia di euro rimborsati da RetiPiù a CCSE per perequazione tariffaria (-2.609 migliaia di euro nel 2016);
- 97.815 migliaia di euro quale fatturato di settore di Gelsia Srl (104.480 migliaia di euro nel 2016), dei quali 7.425 migliaia di euro derivano da attività di vendita all'ingrosso, relativi a 38,2 milioni di metri cubi, e 90.390 migliaia di euro derivano da attività di vendita ai clienti finali esterni al Gruppo. Comprendendo anche gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di gas a consumatori finali ammontano a 93.881 migliaia di euro. I metri cubi standard complessivamente venduti da Gelsia Srl alla clientela finale, comprensivi degli autoconsumi del Gruppo, ammontano a 213,4 milioni di metri cubi. I metri cubi trasportati complessivamente da RetiPiù Srl ammontano a 339,2 milioni di metri cubi standard.

Vendita, trasporto e misura energia elettrica

I ricavi relativi al settore elettrico comprendono sia la vendita che la distribuzione e riguardano sia il mercato vincolato che il mercato libero. Le attività sono svolte da due società del Gruppo e rilevano ricavi per 49.857 migliaia di euro (53.024 migliaia di euro nel 2016) di cui :

- 1.360 migliaia di euro riguardano il servizio di distribuzione fatturato da RetiPiù a venditori terzi (1.217 migliaia di euro nel 2016);
- -1.111 migliaia di euro rimborsati per perequazione tariffaria, di cui -945 migliaia di euro da RetiPiù e -166 migliaia di euro da Gelsia Srl (-695 migliaia di euro nel 2016);
- 49.608 migliaia di euro quale fatturato di settore di Gelsia Srl (52.502 migliaia di euro nel 2016), dei quali 1.257 migliaia di euro riguardano le vendite in borsa ed al Gestore del sistema, 48.351 migliaia di euro derivano da attività di vendita ai clienti finali esterni al Gruppo ed attività di reselling. Comprendendo anche gli autoconsumi del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di energia elettrica a consumatori finali e reselling ammontano a 48.833 migliaia di euro per 298.433 Mwh; di questi sono relativi al mercato tutelato di Seregno 6.205 migliaia di euro per 30.340 Mwh, al mercato libero 41.350 migliaia di euro per 260.182 Mwh, all'attività di reselling 1.278 migliaia di euro per 7.911 Mwh.

Cogenerazione, microcogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico

I ricavi relativi alla cogenerazione elettrica ed al teleriscaldamento sono 4.235 migliaia di euro (3.823 migliaia di euro nel 2016) derivanti:

- dalla vendita di energia termica per teleriscaldamento per 3.298 migliaia di euro a 473 clienti, per fatturato principalmente composti da condomini, utenze artigianali ed industriali, enti pubblici (2.980 migliaia di euro nel 2016). Comprendendo anche gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di energia termica ammontano a 3.395 migliaia di euro per 46.548 Mwht, di cui:
 - 2.910 migliaia di euro per 39.498 Mwht dall'impianto di cogenerazione di viale Cimitero a Seregno;
 - 148 migliaia di euro per 2.034 Mwht dall'impianto presso il Centro sportivo di Seregno;
 - 232 migliaia di euro per 3.350 Mwht dall'impianto di Giussano;
 - 105 migliaia di euro per 1.666 Mwht da impianti di micro-cogenerazione.
- dalla vendita di energia elettrica prodotta e fatturata a terzi per 242 migliaia di euro (135 migliaia di euro nel 2016). Considerando anche i corrispettivi autofatturati perché utilizzati dalla società per fornire i clienti elettrici, la produzione complessiva di 33.538 Mwhe ha generato ricavi per 2.369 migliaia di euro, di cui:
 - 2.015 migliaia di euro per 32.098 Mwhe dall'impianto di cogenerazione di viale Cimitero a Seregno;
 - 207 migliaia di euro per 847 Mwhe dall'impianto presso il Centro sportivo di Seregno;
 - 17 migliaia di euro per 466 Mwhe dalla produzione di impianti fotovoltaici, a cui sono da aggiungere 113 migliaia di euro per contributi da tariffa incentivante;
 - 17 migliaia di euro per 127 Mwhe dagli impianti di micro-cogenerazione già attivati;
- dalla vendita di vapore e calore da recupero a società specializzata nella produzione di detersivi per 404 migliaia di euro per 10,5 milioni di kg.;
- da prestazioni a clienti del teleriscaldamento per 291 migliaia di euro.

I ricavi per l'attività di gestione calore, consistente nella manutenzione degli impianti termici e nella fornitura di metano ad uso riscaldamento, effettuata da Gelsia Srl a favore di 31 utenze condominiali ed enti pubblici, ammontano a 363 migliaia di euro, di cui 7 migliaia di euro per la realizzazione di opere (dato 2016: 414 migliaia di euro).

Igiene Ambientale

I ricavi per la gestione del servizio igiene ambientale derivano dai corrispettivi per la gestione dei servizi ambientali in tredici Comuni. Gli stessi ammontano a 31.363 migliaia di euro (dato 2016: 28.876 migliaia di euro) dei quali 26.046 migliaia di euro da corrispettivi da prestazioni da enti locali, 2.146 migliaia di euro da contributi Conai e 3.171 migliaia di euro da vendite e prestazioni diverse.

Farmacie

I ricavi per la gestione del servizio farmacie, pari a 8.872 migliaia di euro (dato 2016: 8.264 migliaia di euro), di cui 8.692 migliaia di euro da vendite di prodotti, derivano dall'attività delle tre farmacie presenti sul territorio di Seregno oltre ai punti vendita di Biassono, Bovisio Masciago, Besana in Brianza e Giussano.

Illuminazione pubblica

I ricavi per il servizio dell'illuminazione pari a 350 migliaia di euro (465 nel 2016) derivano dalla gestione della rete e dalla realizzazione degli impianti all'interno del Comune di Seregno.

Altri settori

Settore idrico

I ricavi per l'utilizzo delle reti idriche di proprietà a Brianzacque Srl ammontano a 1.614 migliaia di euro (dato 2016: 1.637 migliaia di euro).

Settore Centro sportivo

I ricavi per la gestione del Centro sportivo di Seregno, pari a 858 migliaia di euro (dato 2016: 814 migliaia di euro) derivano dall'attività dell'impianto gestito dalla società Capogruppo e sono principalmente generati dalle piscine coperte e scoperte, oltre che dagli altri impianti (campi da tennis, campo da calcetto e rugby, palazzetto sportivo).

Settore lampade votive

I ricavi per il servizio lampade votive pari a 210 migliaia di euro (dato 2016: 208 migliaia di euro) derivano dalla gestione della rete dei cimiteri di Seregno e Giussano.

Prestazioni alla clientela e altri ricavi diversi

Le prestazioni alla clientela riguardano essenzialmente le prestazioni accessorie effettuate alla clientela dal distributore, mentre gli altri ricavi diversi sono principalmente costituiti per attività residuali prestate a favore di terzi.

7.27 - ALTRI RICAVI E PROVENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	6.907
Saldo al 31/12/2016	Euro	7.078
Variazione	Euro	- 171

Gli altri ricavi e proventi sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017		Esercizio 2016	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Ricavi da locazioni immobili	26		28	
Rimborsi diversi	2.095		846	
Certificati verdi	1.185		1.877	
Altri ricavi e proventi	431		745	
Proventi straordinari	1.909		2.137	
Totale Altri		5.646		5.633
Utilizzo contributi c/impianti	543		529	
Contributi c/esercizio	718		916	
Totale contributi		1.261		1.445
Altri ricavi e proventi		6.907		7.078

Nel 2017 si è conclusa la liquidazione del Consorzio Provinciale Brianza Milanese, la società si occupava della gestione amministrativa degli smaltimenti per i Comuni soci. Tale attività, dopo la liquidazione, è stata acquisita per la maggior parte dei comuni da Gelsia ambiente ed i relativi ricavi sono esposti nella voce rimborsi.

7.28 - ACQUISTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	85.749
Saldo al 31/12/2016	Euro	91.001
Variazione	Euro	-5.252

I costi per acquisti sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Acquisti gas metano	58.077	62.836
Acquisti energia elettrica	15.050	16.495
Acquisti prodotti farmaceutici	5.838	5.620
Acquisti macchinari e materiale di consumo	3.621	3.473
Acquisti sacchi e contenitori per igiene urbana	686	1.005
Acquisto carburante per autotrazione	1.280	1.210
Acquisto materiale per la filiera	817	
Acquisti diversi	380	362
Totale	85.749	91.001

7.29 - VARIAZIONE DELLE RIMANENZE

Saldo al 31/12/2017	Euro	1.045
Saldo al 31/12/2016	Euro	1.384
Variazione	Euro	- 339

Trattasi delle variazioni delle rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo costituite da materiali destinati alla costruzione e manutenzione degli impianti e dai materiali necessari per l'operatività delle società del gruppo, dei prodotti farmaceutici presenti nelle sette farmacie gestite dal gruppo e destinate alla vendita e dal gas presso gli impianti di stoccaggio.

7.30 - SERVIZI

Saldo al 31/12/2017	Euro	67.073
Saldo al 31/12/2016	Euro	67.297
Variazione	Euro	- 224

I costi per servizi sono suddivisi tra prestazioni di servizi e costi per godimento di beni di terzi che qui di seguito vengono dettagliate.

Costi per prestazioni	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Spese per lavori e manutenzioni	7.038	5.773
Spese per prestazioni tecniche e amministrative	4.912	4.470
Spese per pubblicità e promozione	1.112	1.087
Spese per vigilanza pulizie e simili	496	572
Spese per comunicazioni	1.443	1.423
Spese per trasporti	647	595
Spese per servizi per il personale	1.497	1.409
Spese per assicurazioni	1.040	1.320
Spese per consumi acqua, gas ed energia	178	186
Spese per trasporto su reti gas metano	7.169	7.921
Spese per trasporto su reti energia elettrica	26.981	29.552
Compensi organi sociali	441	438
Spese per smaltimento rifiuti	4.404	3.095
Canoni di manutenzione.	1.773	1.334
Spese per servizi diversi	1.689	1.865
Totale	60.820	61.040

Costi per godimento di beni di terzi	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Affitti sedi, uffici, magazzini	931	1.183
Noleggi impianti, macchinari, automezzi	573	393
Diritti affidamento servizio	4.481	4.375
Altri costi	268	306
Totale	6.253	6.257

Le spese per funzionamento organi sociali delle società del Gruppo sono così costituite:

Spese funzionamento organi sociali	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Compensi CDA	197	214
Compenso Collegio Sindacale	123	120
Compenso Revisore Legale	108	91
Altri organi sociali	13	13
Totale	441	438

Le spese per spese prestazioni tecniche e amministrative sono così costituite:

Spese prestazioni tecniche e amministrative	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Prestazioni amministrative	903	949
Prestazioni tecniche	1.038	1.025
Prestazioni agenti e venditori	1.554	604
Prestazioni per recupero crediti	170	170
Prestazioni informatiche	525	768
Prestazioni legali	272	332
Prestazioni per centro sportivo	16	103
Prestazioni per farmacie	36	35
Lettura contatori	256	323
Stampa e imbustamento	101	141
Altre prestazioni	41	20
Totale	4.912	4.470

7.31 - COSTI PER IL PERSONALE

Saldo al 31/12/2017	Euro	30.319
Saldo al 31/12/2016	Euro	30.298
Variazione	Euro	21

La voce comprende l'intero costo sostenuto dal Gruppo per il personale dipendente, ivi compresi i miglioramenti di merito, passaggi di categoria, scatti di anzianità, costo delle ferie non godute e accantonamenti di legge e contratti collettivi.

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Salari e stipendi	20.131	20.713
Costo lavoro temporaneo	1.763	989
Oneri sociali	6.888	7.015
Trattamento di fine rapporto		
- Quota fondo tesoreria INPS	647	660
- Quota ai fondi pensione	631	623
Altri costi	259	298
Totale	30.319	30.298

Si segnala, separatamente per categorie, il numero dei dipendenti delle imprese incluse nel consolidamento con il metodo integrale presenti al 31.12.2017.

PERSONALE - PRESENZA MEDIA AL 31 DICEMBRE							
	U.M.	Esercizio 2017		Esercizio 2016		Delta 17/16	
			%		%		%
AEB S.p.A.	N°	45,26	7,8	44,68	7,7	0,58	1,3
Gelsia Srl	N°	98,79	17,0	101,53	17,6	-2,74	-2,7
Gelsia Ambiente Srl	N°	304,30	52,2	296,88	51,5	7,42	2,5
RetiPiù Srl	N°	133,92	23,0	133,86	23,2	0,06	0,0
Consolidato	N°	582,27	100,0	576,95	100,0	5,32	0,9

PERSONALE - DIPENDENTI PRESENTI AL 31 DICEMBRE							
	U.M.	Esercizio 2017		Esercizio 2016		Delta 17/16	
			%		%		%
AEB S.p.A.	N°	69	11,4	49	8,3	20	40,8
Gelsia Srl	N°	99	16,3	106	17,9	-7	-6,6
Gelsia Ambiente Srl	N°	306	50,5	301	51,0	5	1,7
RetiPiù Srl	N°	132	21,8	135	22,8	-3	-2,2
Consolidato	N°	606	100,0	591	100,0	15	2,5

PERSONALE PRESENTE AL 31 DICEMBRE - INQUADRAMENTI							
	U.M.	Esercizio 2017		Esercizio 2016		Delta 17/16	
			%		%		%
Dirigenti	N°	7	1,2	7	1,2	0	0,0
Quadri	N°	34	5,6	36	6,1	-2	-5,6
Impiegati	N°	233	38,4	215	36,4	18	8,4
Operai	N°	332	54,8	333	56,3	-1	-0,3
Apprendisti	N°	0	0	0	0	0	0,0
Consolidato AEB	N°	606	100,0	591	100,0	15	2,5

7.32 - ALTRI COSTI OPERATIVI

Saldo al 31/12/2017	Euro	2.410
Saldo al 31/12/2016	Euro	2.233
Variazione	Euro	177

Gli Altri costi operativi sono costituiti da tutte quelle poste di gestione caratteristica che non sono comprese nelle altre categorie di costi e sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Imposte e tasse	419	393
Contributi associativi	187	170
Liberalità	209	208
Altri oneri	638	576
Oneri straordinari	957	886
Totale	2.410	2.233

7.33 - COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Saldo al 31/12/2017	Euro	9.854
Saldo al 31/12/2016	Euro	8.363
Variazione	Euro	1.491

I costi per lavori interni capitalizzati sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2016	Esercizio 2015
Costi per acquisti materiali	2.996	2.585
Costi per prestazioni di lavori	2.896	1.970
Costi del personale	3.931	3.791
Altri costi	31	17
Totale	9.854	8.363

Si tratta, prevalentemente, dei lavori eseguiti dalla società del Gruppo RetiPiu' Srl per la realizzazione di impianti gas metano ed energia elettrica.

7.34 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Saldo al 31/12/2017	Euro	15.015
Saldo al 31/12/2016	Euro	14.098
Variazione	Euro	917

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza dell'esercizio, suddivise tra ammortamento delle attività immateriali e ammortamento di immobili, impianti e macchinari dettagliati per tipo. Gli ammortamenti sono stati calcolati secondo quanto già descritto nel paragrafo relativo ai criteri di valutazione.

Descrizione	Esercizio 2017		Esercizio 2016	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Amm.to diritti di brevetto e utilizzo opere ingegno	10		10	
Ammortamento concessioni, licenze e marchi	565		565	
Ammortamento infrastrutture per accordi in concessione	524		474	
Amm.to software	911		899	
Amm.to altre immobilizzazioni immateriali	1.050		910	
Totale ammortamenti attività immateriali		3.060		2.858
Ammortamento fabbricati	637		645	
Ammortamento impianti e macchinari	8.759		8.320	
Ammortamento attrezzature industriali-commerciali	1.746		1.549	
Ammortamento altri beni	813		726	
Totale ammortamenti immobili impianti macchinari		11.955		11.240
Totale ammortamenti		15.015		14.098

7.35 - ACCANTONAMENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	5.866
Saldo al 31/12/2016	Euro	5.533
Variazione	Euro	333

Gli accantonamenti sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Accantonamenti per rischi su crediti	1.063	1.368
Accantonamenti per rischi e oneri	4.803	4.165
Totale	5.866	5.533

7.36 - RICAVI E COSTI NON RICORRENTI

Saldo al 31/12/2017	Euro	15
Saldo al 31/12/2016	Euro	2.285
Variazione	Euro	-2.270

Gestione finanziaria

7.37 - PROVENTI DA PARTECIPAZIONI

Saldo al 31/12/2017	Euro	246
Saldo al 31/12/2016	Euro	206
Variazione	Euro	40

I proventi da partecipazione sono costituiti dai dividendi percepiti dalle altre società partecipate dal Gruppo.

7.38 - PROVENTI FINANZIARI

Saldo al 31/12/2017	Euro	154
Saldo al 31/12/2016	Euro	163
Variazione	Euro	- 9

I Proventi finanziari sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Interessi attivi su depositi bancari	16	18
Interessi da clienti per ritardato pagamento	101	129
Interessi da clienti per dilazioni pagamento	35	15
Interessi attivi da altri	2	1
Totale	154	163

7.39 - ONERI FINANZIARI

Saldo al 31/12/2017	Euro	539
Saldo al 31/12/2016	Euro	551
Variazione	Euro	- 12

Gli oneri finanziari sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Interessi passivi bancari		3
Interessi passivi su finanziamenti	400	394
Interessi passivi su leasing	9	24
Interessi passivi v/fornitori	3	3
Interessi passivi a clienti su depositi	5	12
Altri interessi passivi	33	37
Interest cost TFR	89	78
Totale	539	551

7.40 - PROVENTI E ONERI NETTI SU STRUMENTI FINANZIARI E DIFFERENZE CAMBIO

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2017 che al 31 dicembre 2016.

7.41 - RETTIFICHE DI VALORE DI PARTECIPAZIONI E ATTIVITÀ FINANZIARIE

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2017 che al 31 dicembre 2016.

7.42 - IMPOSTE

Saldo al 31/12/2017	Euro	4.351
Saldo al 31/12/2016	Euro	6.173
Variazione	Euro	- 1.822

Le imposte sono così composte:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Imposte correnti IRES	5.026	5.648
Imposte correnti IRAP	930	1.096
Totale imposte correnti	5.956	6.744
Imposte differite passive IRES	129	-286
Imposte differite passive IRAP	115	-43
Totale imposte differite passive	244	- 329
Imposte differite attive IRES	-1.659	-163
Imposte differite attive IRAP	-190	-79
Totale imposte differite attive	-1.849	- 242
Totale imposte	4.351	6.173

Ai fini dell'IRES la Capogruppo AEB S.p.A. ha aderito al c.d. "consolidato nazionale", di cui agli articoli da 117 a 129 DPR 917/86 con le altre società del gruppo (Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl). A tal fine è stato stipulato apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi e degli svantaggi fiscali trasferiti con specifico riferimento alle poste correnti. La fiscalità differita calcolata in sede di determinazione del reddito, ai fini IRES, non viene trasferita alla controllante ma vengono fatte transitare dal conto economico ogni qualvolta vi sia una divergenza tra imponibile fiscale e risultato civilistico, dovuta alla presenza di differenze temporanee. La fiscalità differita indicata in conto economico è calcolata esclusivamente con riferimento alle divergenze tra proprio reddito imponibile fiscale e proprio utile civilistico. L'IRES corrente è calcolata sul proprio reddito imponibile e non si sono avuti benefici/oneri dalla partecipazione al consolidato fiscale.

Le aliquote Ires applicate per la determinazione della fiscalità differita sono del 24%.

7.43 - INFORMATIVA SULL'IMPIEGO DI STRUMENTI FINANZIARI

In relazione all'utilizzo di strumenti finanziari, il Gruppo è esposto ai seguenti rischi:

- rischio di credito,
- rischio di liquidità,
- rischio di mercato.

Nella presente sezione vengono fornite informazioni integrative relativamente a ciascuna classe di rischio evidenziata.

Classi di strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari iscritti nella situazione patrimoniale finanziaria 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.

(Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/17					31/12/2016				
	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortato	Totale	Fair Value alla data di bilancio	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortato	Totale	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITÀ FINANZIARIE										
Crediti commerciali	68.096		172	68.268	68.268	66.390		1.016	67.406	67.406
Altre attività correnti	10.948			10.948	10.948	8.504			8.504	8.504
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20.450			20.450	20.450	17.954			17.954	17.954
PASSIVITÀ FINANZIARIE										
Finanziamenti M/L Termine			-28.894	-28.894	-28.894			-33.213	-33.213	-33.213
Finanziamenti breve Termine			-2.000	-2.000	-2.000			-2.000	-2.000	-2.000
Leasing			-65	-65	-65			-398	-398	-398
Altri debiti finanziari			-417	-417	-417			-333	-333	-333
Depositi cauzionali	-5.852			-5.852	-5.852	-5.785			-5.785	-5.785
Debiti commerciali	-37.125			-37.125	-37.125	-36.831			-36.831	-36.831

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito da parte del Gruppo è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali che non presentano una particolare concentrazione, essendo l'esposizione creditizia suddivisa su un largo numero di controparti e clienti. Il Gruppo ha posto in atto azioni che permettono di gestire efficacemente i crediti commerciali attraverso un sistema che consente di raccogliere le informazioni necessarie per il monitoraggio e il controllo, oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione del credito. Le società consolidate accantonano un fondo svalutazione per perdite di valore che riflette la stima delle possibili perdite sui crediti commerciali, le cui componenti principali sono svalutazioni specifiche individuali di esposizioni scadute significative e svalutazioni generiche di esposizioni omogenee per scadenze. Di seguito viene fornita un'analisi dell'anzianità dei crediti commerciali e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo effettuati.

Crediti commerciali (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/17	31/12/16
Crediti commerciali totali	79.101	77.779
Fondo svalutazione crediti	-10.833	-10.373
Crediti commerciali netti	68.268	67.406
Crediti commerciali totali	79.101	77.779
di cui scaduti da più di 12 mesi	10.591	9.385

Fondo svalutazione crediti (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/17	31/12/16
Fondo inizio periodo	10.373	12.594
Accantonamenti	1.063	1.368
Utilizzi/Rilasci	-603	-3.589
Fondo fine periodo	10.833	10.373

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

Esposizione al rischio di credito (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2017	31/12/2016
Crediti commerciali totali	79.101	77.779
Altre attività correnti	10.948	8.504
Crediti commerciali netti	90.049	86.283

Garanzie ricevute (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2017	31/12/2016
Depositi cauzionali da clienti	5.852	5.785
Totale	5.852	5.785

Rischio di tasso

Il Gruppo risulta esposto al rischio di variazione dei tassi di interesse, poiché la maggior parte dei finanziamenti onerosi sono a tasso variabile. Di seguito si fornisce un'analisi della composizione per variabilità del tasso.

Strumenti finanziari fruttiferi (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2017	31/12/2016
A tasso fisso		
Attività finanziarie	20.450	17.954
Passività finanziarie	-6.269	-6.118
A tasso variabile		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie	-30.959	-35.611
Totale	-16.778	-23.775

Strumenti finanziari infruttiferi (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2017	31/12/2016
Attività finanziarie	79.216	75.910
Passività finanziarie	-37.125	-36.831

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 sensibilità (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2017 effetto su		31/12/2016 effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva Euribor	-77	-77	-89	-89
Riduzione di [25] bp della curva Euribor	77	77	89	89

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo abbia difficoltà ad adempiere alle obbligazioni associate a passività finanziarie. L'approccio del Gruppo 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 al 31/12/2017 (Importi espressi in 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	-28.894	-30.055	-5.092	-5.105	-14.313	-5.545
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-2.000	-2.000	-2.000			
Leasing	-65	-66	-66			
Altri debiti finanziari	-417	-421	-170	-119	-132	
Depositi cauzionali da clienti	-5.852	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-37.125	-37.125	-37.125			
Totale	-74.353	-69.667	-44.453	-5.224	-14.445	-5.545

Passività finanziarie al 31/12/2016 (Importi espressi in 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	-33.213	-34.850	-4.830	-5.078	-15.138	-9.804
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-2.000	-2.000	-2.000			
Leasing	-398	-421	-344	-77		
Altri debiti finanziari	-333	-345	-76	-68	-201	
Depositi cauzionali da clienti	-5.785	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-36.831	-36.831	-36.831			
Totale	-78.560	-74.447	-44.081	-5.223	-15.339	-9.804

7.44 - ACCORDI NON RISULTANTI DALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E 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 del Gruppo.

8 - RAPPORTI CON I SOGGETTI CONTROLLANTI

I rapporti intrattenuti dal Gruppo con il soggetto controllante, sono prevalentemente rapporti di carattere commerciale definiti sulla base di convenzioni oppure di singoli rapporti contrattuali che regolano le condizioni per lo svolgimento dei diversi servizi da parte delle società. I rapporti economici e patrimoniali vengono sintetizzati dalle seguenti tabelle:

Rapporti economici	Comune di Seregno	
Contratti attivi per il gruppo	2017	2016
Prestazioni	4.342	4.087
Varie		
Totale	4.342	4.087
Contratti passivi per il gruppo	2017	2016
Prestazioni	698	617
Varie		
Totale	698	617
Totale delta ricavi - costi	3.644	3.470

Rapporti patrimoniali	Comune di Seregno	
Attivi per il gruppo	2017	2016
Commerciali	939	630
Vari	90	90
Totale	1.029	720
Passivi per il gruppo	2017	2016
Commerciali	522	523
Utile da liquidare		7
Totale	522	530
Totale delta attivo - passivo	507	190

9 - EVENTI DI RILIEVO VERIFICATISI DURANTE L'ESERCIZIO**Ipotesi aggregativa con gli asset lombardi del gruppo ASCOPIAVE**

Il Gruppo si è confrontato nel 2017 con il Gruppo Ascopiave per verificare la possibilità di aggregazione degli asset lombardi vendita e distribuzione dei due Gruppi. Nel mese di settembre 2017 i due gruppi hanno definito congiuntamente di porre fine al confronto.

Ricorso BEA S.p.A. avverso delibera Consiglio Comunale di Limbiate

BEA S.p.A. e BEA Gestioni S.p.A. hanno impugnato innanzi al giudice amministrativo la deliberazione del Consiglio Comunale di Limbiate n. 77/2016 relativa alla scelta del modello della società mista per la gestione del servizio di igiene ambientale, all'individuazione di Gelsia Ambiente quale società veicolo cui affidare il servizio - previa trasformazione in società mista - e all'assegnazione alla CUC della Provincia di Monza e Brianza il compito di indire la procedura ad evidenza pubblica per la scelta del socio privato. I motivi dell'impugnativa esulano dalla gara a doppio oggetto. In ogni caso, nel disciplinare della gara a doppio oggetto è stato dato atto della pendenza del relativo giudizio. L'impugnativa è stata notificata anche ad AEB S.p.A. e Gelsia Srl.

Delibere di revisione straordinaria delle partecipazioni

Nel 2016 il Governo, in attuazione della delega, ha emanato il D.Lgs 19 agosto 2016, n. 175 (“Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica”), meglio conosciuto come “Decreto Madia”, poi modificato dal D.Lgs n. 100/2017, le cui disposizioni hanno ad oggetto la costituzione di società da parte di amministrazioni pubbliche, nonché l’acquisto, il mantenimento e la gestione di partecipazioni da parte di tali amministrazioni, in società a totale o parziale partecipazione pubblica, diretta o indiretta.

Per quanto d’interesse, la normativa in commento stabilisce che le amministrazioni pubbliche possono mantenere partecipazioni, anche indirette, in società per l’organizzazione e la gestione di un servizio d’interesse generale in regime di partenariato con un imprenditore privato, selezionato mediante procedure aperte. Il Decreto contiene anche la disciplina delle società a partecipazione mista pubblico-privata, cui si è fatto riferimento nella predisposizione della “gara a doppio oggetto”.

Sulla base della nuova normativa i soci del Gruppo hanno deliberato la ricognizione straordinaria delle partecipazioni possedute. Ad esclusione dei soci Comune di Muggiò e Trezzo sull’Adda, tutti gli altri soci, anche in attesa delle decisioni prese dal principale azionista, hanno confermato il mantenimento della partecipazione. Il Comune di Seregno, che controlla il gruppo tramite AEB S.p.A., ha integrato la propria delibera con linee di indirizzo che prevedono la razionalizzazione delle partecipazioni e delle strutture operative ed ha provveduto ad inviarle a tutte le società del Gruppo e agli altri soci. Per quanto concerne il gruppo le linee di indirizzo avranno un impatto importante sia sulla struttura organizzativa che su quella patrimoniale; in particolare prevedono:

- Acquisizione, in quota parte, di tutte le partecipazioni detenute da Gelsia mediante assegnazione ai soci (Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl);
- Acquisizione dalle società controllate del ramo d’azienda «prestazioni amministrative al Gruppo»;
- Verifica circa la riorganizzazione del settore cogenerazione e teleriscaldamento all’interno del Gruppo.

Ricorso contro Agenzie Entrate

Nel corso del 2017 si è tenuta l’udienza di trattazione riguardo il ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano avverso il silenzio diniego del rimborso IVA afferente la TIA1 applicata da Gelsia Ambiente per gli anni 2008, 2009 e 2010 richiesto all’Agenzia delle Entrate.

Si riportano qui di seguito, per singola società appartenente al gruppo AEB - Gelsia, i fatti di rilievo dell’esercizio.



Contenzioso con comune di Meda

Il contenzioso con il comune di Meda per i vecchi trascorsi derivanti dalla partecipazione del Comune stesso e di Meda Servizi Pubblici S.p.A. al progetto di aggregazione che ha visto, nel 2003, la costituzione del Gruppo AEB, è stato definito in primo grado con esito positivo per la nostra società. Il Comune ha deciso di proseguire nel contenzioso; la società sta tutelando i propri interessi e si è costituita in giudizio.

SINIT Srl in liquidazione

Sta proseguendo il piano di liquidazione di SINIT che ha visto chiudere l’esercizio al 30.09.2017 con un utile di 1,7 milioni di euro. La società ha un impegno di acquisto del gas russo per 70 milioni di mc che ha trasferito a Gelsia Srl. I soci della società, compreso la scrivente, hanno instaurato controversia giudiziale nei confronti del socio TEA S.p.A, per il mancato rispetto degli impegni assunti.

Contenzioso su Piano di Governo comune di Seregno

Il Comune di Seregno ha provveduto ad adottare e pubblicare il nuovo piano di governo del territorio recependo le richieste della Regione Lombardia di quadruplicamento della zona di rispetto della sede ferroviaria. Con l’ampliamento della suddetta zona di rispetto, pur non incidendo sulla volumetria edificabile, sulla quale l’Amministrazione ha riconosciuto il pagamento anticipato degli oneri di urbanizzazione per 1,7 milioni di Euro, viene limitata la facoltà edificatoria dell’area. Poiché potrebbe derivarne un danno per la società il Consiglio ha ritenuto di dover presentare ricorso avanti il TAR Lombardia avverso il piano di governo del territorio. Ad oggi il TAR Lombardia non si è ancora espresso al riguardo.

Passerella Via allo Stadio

Nel mese di ottobre 2017 il comune di Seregno ha richiesto la revisione del progetto esecutivo, presentato a suo tempo dalla società, riguardante la passerella di Via allo Stadio. La società ha affidato l’incarico di revisione

del progetto che è stato analizzato in Consiglio nel mese di marzo e verrà sottoposto all'Amministrazione nel corso del 2018.

Contenzioso tributario su Aiuti di Stato

Nel corso del 2017 sono intervenute le sentenze relative al recupero dell'aiuto di Stato c.d. "moratoria fiscale" con le quali il Supremo Collegio oltre a definire le controversie ha rimesso all'esame della CTR le questioni circa la vetustà dell'aggio e del calcolo interessi nonché la statuizione sulle spese dei giudizi.

ASML SpA in liquidazione

Nel corso del 2017 si è completata la liquidazione della società ASML S.p.A. in liquidazione che ha comportato il sostanziale recupero dell'investimento.



Visita ispettiva ARERA in materia di obblighi unbundling funzionale e contabile

In data 18 gennaio 2017 la società ha ricevuto verifica da parte di ARERA, nell'ambito della sua attività ispettiva annuale, sull'avvenuto adempimento degli impegni assunti dalla società nel 2012. Il Direttore Generale ha fornito ai funzionari dell'Autorità tutti i documenti attestanti l'adempimento degli obblighi; le relazioni di benchmark e i dossier quantificazione valore normale delle prestazioni infragruppo per gli anni 2013 - 2017. Il tempo utile per un eventuale contestazione da parte dell'Autorità è decorso senza cenno alcuno di eventuali contestazioni.

Accertamento agenzia delle dogane

La Commissione Tributaria di 1° grado ha accolto il ricorso presentato da Gelsia e da un suo cliente gas metano, avverso un atto di accertamento dell'Agenzia delle Dogane, nel quale si contestava il diritto del cliente all'applicazione dell'accisa agevolata, che il medesimo aveva richiesto con dichiarazione alla nostra società.

A seguito di tale accertamento, Gelsia aveva corrisposto all'Agenzia delle Dogane accise per 668 mila Euro, riversate sul cliente e liquidate dallo stesso. Infatti, contrariamente alle altre imposte, il recupero delle minori accise versate avviene tramite il sostituto d'imposta.

Nel mese di marzo, non avendo ricevuto notifica di appello da parte dell'Agenzia delle Dogane, tramite professionista esterno individuato con il cliente, è stata presentata istanza di rimborso.

Nel mese di aprile l'Agenzia delle Entrate ha provveduto a versare alla società l'intero importo a suo tempo versato; importo che è stato restituito al cliente.

Nel mese di febbraio 2017 Gelsia ha delegato il cliente, con oneri a carico dello stesso, a richiedere la liquidazione degli interessi legali sulla somma a suo tempo versata, in quanto il cliente, al momento del pagamento della somma, aveva, senza indugio, rimborsato Gelsia.

Ricorso avverso sanzione AGCM e liquidazione provvisoria della stessa

La società nei termini di legge ha proposto ricorso innanzi al TAR Lazio avverso il provvedimento sanzionatorio dell'AGCM, argomentando circa la correttezza del proprio operato e chiedendo l'annullamento della illegittima sanzione comminata dall'Autorità in data 27 dicembre 2016. Considerata la carenza del requisito del "periculum in mora", in quanto la società è finanziariamente molto solida e non vi è rischio di mancata restituzione delle somme versate provvisoriamente all'Agenzia delle Entrate, i legali che assistono la società nel predetto contenzioso hanno ritenuto non sussistenti i presupposti per richiedere la sospensione del provvedimento in via cautelare.

Nuovo marchio mercato tutela riformato

Nel 2017 la società ha costituito un point esclusivamente per i clienti del mercato di maggior tutela elettrico di Seregno dedicandovi un'apposita risorsa. Nel segmento di mercato la società opera con il nuovo marchio "Seregno Energia" e serve questi clienti con una specifica bolletta dedicata ai consumi elettrici, separata dalla fornitura gas metano. Tutta la corrispondenza inerente la fornitura elettrica viene inviata con il marchio "Seregno Energia".

Meccanismo di compensazione per esercenti maggior tutela

La delibera ARERA 69/2016/R/eel definisce un meccanismo di compensazione rivolto agli esercenti la Maggior Tutela a garanzia della mancata copertura di eventuali costi fissi a fronte di una maggior uscita dei clienti rispetto a quanto considerato dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV. Nel 2016 molti

clienti Gelsia in maggior tutela hanno scelto le offerte Gelsia mercato libero determinando un differenziale maggiore rispetto a quanto stabilito dall'Autorità; pertanto si è deciso di partecipare al meccanismo in questione.

Definizione meccanismo APR delibera 10 novembre 2016 n. 649/2016/R/gas

Nel 2017 la società ha ottenuto la liquidazione totale dei 2,9 milioni di euro ottenuti dal meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale (delibera 447/2013/R/gas). Il rimborso è stato contabilizzato nell'anno 2016 e totalmente incassato entro l'esercizio 2017.

Procedimento ARERA nei confronti degli utenti del dispacciamento

Con Delibera ARERA 342/2016/E/EEL è stato avviato nei confronti di diversi utenti del dispacciamento un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 - REMIT.

Secondo l'Autorità alcuni operatori di mercato avrebbero svolto un'attività di programmazione potenzialmente pregiudizievole nei confronti del sistema, tale da compromettere l'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta nei mercati elettrici, con una conseguente lesione del diritto degli utenti finali (oltre che di altri soggetti del mercato) a una corretta formazione del prezzo sui mercati dell'energia e a una corretta determinazione del valore delle risorse di dispacciamento.

Il procedimento analizza i dati e le informazioni messe a disposizione da Terna nell'ambito delle attività di monitoraggio dei mercati e in particolare, relativamente ai periodi marzo/luglio 2016 e gennaio 2015/febbraio 2016 in forma aggregata: gli sbilanciamenti effettivi e i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio delle unità di consumo e delle unità di produzione non abilitate (eolico rilevante, fotovoltaico rilevante, idrico ed acqua fluente rilevante e non rilevanti).

Gelsia ha ricevuto richieste di informazioni per la zona Sicilia e per la zona Centro Sud ed ha inviato una propria relazione evidenziando che, proprio con riferimento al presunto vantaggio economico che Gelsia avrebbe conseguito dalla vendita a sbilancio nella Zona Sud a prezzi "significativamente" superiori rispetto alla vendita a PUN:

- con riferimento al 2015, la regolazione a sbilancio si configura come penalizzante per Gelsia di circa 651 Euro (sbilancio 5.713 Euro da pagare al GME vs. ipotetica valorizzazione a PUN 5.062 Euro);
- con riferimento al 2016 (gen-lug), la regolazione a sbilancio ha comportato un vantaggio economico per Gelsia di 7.996 Euro (sbilancio 23.435 Euro a credito dal GME vs. ipotetica valorizzazione a PUN 15.439 Euro).

Nel mese di dicembre Gelsia ha comunque provveduto al rimborso, con riserva, di oneri di sbilanciamento per 9 migliaia di Euro, e al contempo ha presentato ricorso al TAR avverso le delibere di ARERA, in quanto si ritiene che le azioni intraprese dall'Autorità non risultano sorrette da legittimo fondamento né in fatto né in diritto.

Le iniziative attuate nel 2017 hanno coinvolto tutte le strutture, con l'attivazione di specifici progetti finalizzati a potenziare la nostra competitività, riducendo i costi di gestione, e accrescere la qualità del servizio offerto, migliorandone gli standard. In particolare sono stati avviati o conclusi i seguenti progetti:

Progetto "ELITE" di Borsa Italiana

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

Progetto "ENERGIE PER GESTIRE"

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

Grazie all'adozione del nuovo ERP aziendale basato sul sistema SAP/S4 Hana, ha preso inizio l'attività di progettazione del nuovo sistema SAP Work Manager, basato su un applicativo mobile per l'automazione dei

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

Progetto “R+Traccia”

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

Nel corso del primo semestre 2017 l'attività si è concentrata sull'implementazione del sistema con i dati e le informazioni necessarie per lo svolgimento delle gare d'ATEM.

Progetto “European New Energy Field Test - ENE.FIELD”

Nel corso del 2017 è stata avviata l'attività di sperimentazione di un impianto prototipale di micro-cogenerazione da 10 kWel basato su quattro moduli fuel cell, della potenza di 2.5 kWel ognuno, tipo SOFC Engen-2500, prodotti da SOLIDPower nell'ambito del progetto europeo “European New Energy Field Test - ENE.FIELD” presso una nostra sede al fine di verificare l'effettiva fattibilità e sostenibilità industriale. Il progetto “European New Energy Field Test - ENE.FIELD”; cofinanziato dalla Commissione Europea, al quale partecipano i principali costruttori di micro-cogeneratori a cella a combustibile europei, si prefigge di installare circa 1000 micro-cogeneratori, per valutare su larga scala le effettive potenzialità di riduzione delle emissioni di CO2 derivate dall'adozione della cogenerazione con celle a combustibile e quantificare il contributo della micro-cogenerazione al raggiungimento degli obiettivi di riduzione del 20% dei consumi energetici entro il 2020. RetiPiù Srl partecipa a questo progetto in partnership con SOLIDpower SPA (costruttore) e il Politecnico di Milano dipartimento di energia.

Progetto “LIFE GREEN GAS NETWORK”

Nel corso del 2017 si è concluso il progetto denominato “LIFE GREEN GAS NETWORK” avviato nel 2014. RetiPiù, in partnership con Terranova e Fiorentini, all'interno del programma Life della Commissione Europea, ha sviluppato e testato con successo un progetto finalizzato a dimostrare l'applicabilità di un nuovo sistema di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti di distribuzione del gas naturale, che, attraverso la riduzione controllata delle pressioni di esercizio della rete di distribuzione cittadina, permetta di ridurre le emissioni di gas e conseguentemente emissioni di CO2 equivalente in atmosfera.

Progetto “RetiPiù Open”

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

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

Sostituzione misuratori gas

L'attività di sostituzione massiva dei misuratori gas viene svolta utilizzando esclusivamente personale interno ed è finalizzata a rispettare il calendario di posa ed attivazione dei contatori domestici di classe G4 e G6 fissato dall'Autorità. Il piano di installazione massiva dei contatori elettronici gas mass market, avviato nel 2015, ha visto nel 2017 la posa di quasi 20.000 contatori di classe G4 e G6, che hanno portato ad oltre 40.000 il parco complessivo di contatori elettronici mass market installati, in linea con l'obiettivo fissato dall'Autorità.



Proseguimento delle gestioni in corso

La società ha gestito per 14 comuni affidanti i servizi di raccolta e spazzamento e per altri comuni, che appartenevano al Consorzio Brianza Milanese, la contabilità ambientale e l'intermediazione del rifiuto, in attesa del completamento della gara a doppio oggetto.

Gara a doppio oggetto

Nel corso del 2017 la prima celebrazione della "gara a doppio oggetto" è andata deserta; nel mese di novembre è stata indetta una nuova gara, sempre gestita dalla CUC della provincia di Monza e Brianza.

10 - EVENTI DI RILIEVO VERIFICATISI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Attività di attuazione delibera Commissario straordinario comune di Seregno

AEB S.p.A. per conto del Gruppo ha bandito la gara per la ricerca di un Advisor per l'attuazione della delibera sopra citata. A seguito di aggiudicazione della gara, il secondo in graduatoria ha presentato ricorso al TAR.



Composizione Consiglio di Amministrazione

Nel mese di febbraio il presidente del Consiglio di Amministrazione e un Consigliere hanno presentato le proprie dimissioni irrevocabili. Il Consiglio di Amministrazione ha nominato quale Presidente della società l'Avv. Ombretta Patrizia Samantha Goretti, fino all'Assemblea che deve essere convocata per decidere in merito alla composizione del C.d.A. e alla nomina del Presidente.

Contenzioso tributario su Aiuti di Stato

La società ha dato incarico al legale per riassumere il giudizio dinanzi la CTR di Milano per il recupero degli interessi sulla restituzione degli aiuti di stato relativo al triennio 1997-1999.

Contenzioso con Edilombarda avverso a procedimento del comune di Seregno

La società in oggetto ha presentato ricorso avverso all'ordinanza del Comune di Seregno di demolizione di opere realizzate nei primi anni 2000, in assenza di provvedimento autorizzativo. Il ricorso è stato notificato anche ad AEB S.p.A. in qualità di gestori di servizi a rete. La società si è costituita in giudizio evidenziando la propria estraneità rispetto alle contestazioni. Il giudizio di merito è pendente.



Composizione Consiglio di Amministrazione

Nel mese di febbraio il Presidente del Consiglio di Amministrazione ha presentato le proprie dimissioni irrevocabili. Il Consiglio di Amministrazione ha nominato quale Presidente della società il sig. Cristian Missaglia, fino alla successiva Assemblea. In data 8 maggio 2018 l'Assemblea dei soci ha deliberato di rinviare la modifica dello statuto proposta in aderenza della delibera n. 1/2017 del Commissario straordinario del Comune di Seregno, entro e non oltre il 31 ottobre, ed ha chiesto al Consiglio di cooptare un dipendente della società, al fine di ricomporre la completezza del Consiglio. Il Consiglio di Amministrazione ha cooptato in data 9 maggio 2018 un dipendente della società.

Verifica GSE per conferma certificati verdi da teleriscaldamento

Nel mese di gennaio 2018 il GSE ha comunicato l'avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e ss. Della Legge 7 agosto 1990, n.241, per impianto di cogenerazione situato in via Cimitero a Seregno, impianto al quale è stata riconosciuta la qualifica ai sensi dell'art.4 del DM 24 ottobre 2005 e ai sensi dell'art.14 del D.lgs. 2012007, al fine di accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione per gli anni dal 2009 al 2016. I funzionari

incaricati dal GSE hanno provveduto, sempre nel mese di gennaio, ad effettuare il sopralluogo dell'impianto e a redigere il relativo verbale.

Il procedimento di controllo mediante verifica e sopralluogo sull'impianto si concluderà entro 180 giorni dalla prima data di svolgimento del sopralluogo.

Predisposizione offerta PLACET in adempimento delibere ARERA

La legge n. 124/2017 stabilisce per tutti i venditori l'obbligo di offrire alle famiglie e alle piccole imprese almeno una proposta "standard" di fornitura a prezzo fisso e almeno una proposta a prezzo variabile. L'Autorità ha così introdotto la disciplina dell'offerta PLACET: offerta a prezzi determinati liberamente dal venditore, ma con condizioni contrattuali definite dall'Autorità.

Dal 1° marzo Gelsia ha reso disponibili le offerte PLACET attraverso i canali web, sportelli commerciali e agenzie



Composizione Consiglio di Amministrazione

Il 26 aprile 2018 l'Assemblea dei soci ha deliberato di confermare il Consiglio di Amministrazione composto dai tre membri già in carica e di rinviare la modifica dello statuto proposta in aderenza della delibera n. 1/2017 del Commissario straordinario del Comune di Seregno, entro e non oltre il 31 ottobre 2018.

Piani per la resilienza (delibera ARERA)

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

Riforma settlement gas metano

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

Modifiche sistema contrattazione titoli di efficienza energetica

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

Composizione Consiglio di Amministrazione

Nel mese di febbraio due componenti del Consiglio di Amministrazione (Presidente e un Consigliere) hanno presentato le proprie dimissioni irrevocabili. Il Consiglio di Amministrazione, composto da tre membri, ha nominato quale Presidente della società il sig. Marco Pellegrini, fino alla prima Assemblea utile.

Il 26 aprile 2018 l'Assemblea dei soci ha deliberato di definire il Consiglio di Amministrazione nella sua composizione a tre, di confermare il consigliere cooptato, di confermare quale Presidente della società il signor Marco Pellegrini.

Proseguimento delle gestioni in corso

La società ha confermato fino all'espletamento della "Gara a doppio oggetto" tutte le gestioni affidate, la contabilità ambientale e l'intermediazione del rifiuto di 14 Comuni che appartenevano al Consorzio Brianza Milanese.

Gara a doppio oggetto

Nel mese di gennaio la CUC della Provincia di Monza e Brianza ha provveduto ad invitare a fare offerta i due raggruppamenti che avevano manifestato interesse. A metà febbraio, alla scadenza del termine assegnato, un raggruppamento ha presentato offerta. Sono attualmente in corso, da parte della commissione individuata dalla CUC, le operazioni di gara.

Ricorso BEA Gestioni S.p.A. avverso ordinanza sindacale del comune di Desio

BEA Gestioni S.p.A. ha impugnato, nel mese di febbraio, l'ordinanza contingibile e urgente con la quale il Sindaco del Comune di Desio ha ordinato a BEA Gestioni, la prosecuzione del servizio di smaltimento rifiuti - alle condizioni previste per i comuni soci - sino al 30.04.2018, e comunque sino ad avvenuto perfezionamento della gara a doppio oggetto di Gelsia Ambiente Srl.

Comune di Muggiò

In data 6 marzo è scaduta la proroga del contratto di servizio assegnata dal comune di Muggiò e lo stesso ha richiesto un'ulteriore proroga per un periodo di 12 mesi. Sono pertanto in corso le trattative con il comune per l'adeguamento del canone.

11 - IMPEGNI CONTRATTUALI E GARANZIE

Il Gruppo ha richiesto al sistema creditizio fidejussioni a garanzia della propria operatività come di seguito dettagliato.

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Rete illuminazione cimiteriale	68	68
Centro sportivo in gestione	9.512	9.512
Avalli e fidejussioni	31.574	32.886
Totale	41.154	42.466

Il gruppo, mediante Gelsia Srl, ha rilasciato lettere di patronage per 1.963 migliaia di Euro a favore della Banca Popolare di Sondrio per finanziamento concesso a società collegate del Gruppo.

Ha ricevuto fidejussioni da clienti e fornitori per 11.122 migliaia di euro. Nel corso dell'esercizio non sono stati sottoscritti ulteriori impegni contrattuali.

12 - COMPENSO AMMINISTRATORI, SINDACI E SOCIETÀ DI REVISIONE

Nella tabella sono indicati i compensi spettanti al Consiglio di Amministrazione ed al Collegio Sindacale.

Descrizione	31/12/2017	31/12/2016
Consiglio di Amministrazione	197	
Collegio Sindacale	123	
Totale	320	

I corrispettivi spettanti alla società di revisione, relativi alla revisione legale dei conti annuali, sono pari a 108 migliaia di euro; non vi sono corrispettivi spettanti alla stessa per servizi di consulenza fiscale né per altri servizi diversi dalla revisione contabile.

Seregno, 22 maggio 2018

Il Direttore Generale
Dott. Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti



ALLEGATO A RELAZIONE SOCIETÀ DI REVISIONE



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

Viale Abruzzi, 94
20131 Milano

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

Agli azionisti della
AMBIENTE ENERGIA BRIANZA S.P.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Ambiente Energia Brianza (il Gruppo), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2017, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Ambiente Energia Brianza S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Altri aspetti

Il bilancio consolidato di Ambiente Energia Brianza S.p.A per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, in data 6 giugno 2017, ha espresso un giudizio senza rilievi su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

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

BDO Italia S.p.A. - Sede Legale: Viale Abruzzi, 94 - 20131 Milano - Capitale Sociale Euro 1.000.000 i.v.

Codice Fiscale, Partita IVA e Registro Imprese di Milano n. 07722780967 - R.E.A. Milano 1977842

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

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



Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

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

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

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



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

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


Gli amministratori della Ambiente Energia Brianza S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. al 31 dicembre 2017, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato del gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione sopra richiamata è coerente con il bilancio consolidato del gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. al 31 dicembre 2017 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

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

Milano, 23 maggio 2018

BDO Italia S.p.A.

Simone Del Bianco
Socio



ALLEGATO B

RELAZIONE COLLEGIO SINDACALE

A.E.B. SPA

Ambiente Energia Brianza Spa

Sede Legale: Seregno – Via Palestro, 33

Capitale Sociale: Euro 84.192.200,00= i.v.

Relazione del collegio sindacale ai sensi dell'art. 2429, c. 2 C.C.

All'assemblea dei azionisti della società A.E.B. SPA,

Signori azionisti, il collegio sindacale, nell'esercizio chiuso al 31.12.2017, ha svolto le funzioni previste dagli artt. 2403 e seguenti C.C.; avendo preventivamente rinunciato ai termini previsti dagli art. 2366 1° c. e 2429 1° c. del Codice Civile, il collegio ha preso in esame il progetto di Bilancio così come approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 22 Maggio 2018.

Desideriamo preliminarmente rammentarVi che il controllo legale dei conti ai sensi dell'art. 2409 bis del Codice Civile, è stato affidato alla società di revisione BDO ITALIA SPA con sede in Milano via Abruzzi 94 come da delibera assembleare degli azionisti del 29 giugno 2017 e rimarrà in carica per tre esercizi.

Il bilancio è redatto dalla Vostra Società con l'adozione dei principi contabili internazionali IAS-IRFS.

La relazione della Società di Revisione legale ex art. D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 relativa al bilancio chiuso al 31.12.2017 è stata predisposta in data 23.05.2018 e non evidenzia rilievi per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

A1) Attività di vigilanza ai sensi dell'art. 2403 e ss. C.C.

Conoscenza della società, valutazione dei rischi e rapporto sugli incarichi affidati

- Il collegio sindacale tenuto conto della tipologia di attività svolta dalla società e della sua struttura organizzativa e contabile e anche delle dimensioni e problematiche dell'azienda, ha attuato una pianificazione dell'attività di vigilanza, in un'ottica di valutazione dei rischi intrinseci e criticità rispetto alle caratteristiche proprie della stessa.
- È stato, quindi, possibile rilevare che: l'attività tipica svolta dalla società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto all'oggetto sociale; l'assetto organizzativo e la dotazione delle strutture informatiche sono rimasti sostanzialmente invariati; le risorse umane costituenti la "forza lavoro" impiegate nella gestione del centro sportivo sono aumentate a fronte dell'assunzione di soggetti con contratto di somministrazione lavoro; quanto sopra constatato risulta indirettamente confermato dal confronto delle risultanze dei valori espressi nel conto economico per gli ultimi due esercizi, ovvero quello in esame 2017 e quello precedente 2016. È inoltre possibile rilevare come la società abbia operato nel 2017 in termini confrontabili con l'esercizio precedente e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dell'esercizio precedente.

- La presente relazione riassume, quindi, l'attività concernente l'informativa prevista dall'art. 2429, c. 2 C.C. e più precisamente: sui risultati dell'esercizio sociale; sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla norma; sulle osservazioni e le proposte in ordine al bilancio, con particolare riferimento all'eventuale utilizzo da parte dell'organo di amministrazione della deroga di cui all'art. 2423, c. 5 C.C.; sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei soci di cui all'art. 2408 C.C. Si resta, in ogni caso, a completa disposizione per approfondire ogni ulteriore aspetto in sede di dibattito assembleare. Le attività svolte dal collegio hanno riguardato, sotto l'aspetto temporale, l'intero esercizio e nel corso dell'esercizio stesso sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'art. 2404 C.C. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali debitamente sottoscritti per approvazione unanime.

Attività svolta

- Durante le verifiche periodiche, il collegio ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.
- Il collegio ha quindi periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale dell'impresa e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze minime postulate dall'andamento della gestione.
- I rapporti con le persone operanti nella citata struttura - amministratori, dipendenti e consulenti esterni - si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati, avendo chiarito quelli del collegio sindacale.
- In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il collegio sindacale può affermare che:
 - le decisioni assunte dai soci e dall'organo di amministrazione sono state conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere definitivamente l'integrità del patrimonio sociale;
 - sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società;
 - le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge e allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'assemblea dei soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale; non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
 - nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta:
 - non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiedere la segnalazione nella presente relazione;
 - non si è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 C.C.;
 - non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 C.C.;
 - non sono state fatte denunce ai sensi dell'art. 2409, c. 7 C.C.;
 - nel corso dell'esercizio il collegio non ha rilasciato pareri previsti dalla legge.

A2) Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Bilancio d'esercizio

- Abbiamo esaminato il progetto di bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2017 che è stato messo a nostra disposizione nei termini di cui all'art 2429 C.C., in merito al quale riferiamo quanto segue. Non essendo a noi demandata la revisione contabile del bilancio, 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.
- Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2017 è stato approvato dall'organo di amministrazione e risulta costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario e dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, nel rispetto di quanto prescrive l'art. 2423 C.C. e secondo gli schemi previsti dagli articoli 2424 e 2425 C.C.
- L'organo di amministrazione ha altresì predisposto la relazione sulla gestione di cui all'art. 2428 C.C.; tali documenti sono stati consegnati al collegio sindacale in tempo utile affinché siano depositati presso la sede della società corredati dalla presente relazione, e ciò indipendentemente dal termine previsto dall'art. 2429, c. 1 C.C.
- È stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, sulla sua generale conformità alla legge per quello che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- È stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- L'organo di amministrazione, nella redazione del bilancio, non ha derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, c. 4 C.C.
- È stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del collegio sindacale e a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni.
- È stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nella nota integrativa per quanto attiene l'assenza di posizioni finanziarie e monetarie attive e passive sorte originariamente in valute diverse dall'euro.
- Gli "impegni contrattuali e garanzie" risultano esaurientemente illustrati.
- Abbiamo acquisito informazioni dell'organismo di vigilanza e non sono emerse criticità rispetto al modello organizzativo adottato che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- In merito alla proposta dell'organo di amministrazione circa la destinazione del risultato netto di esercizio esposta in chiusura della relazione sulla gestione, il collegio non ha nulla da osservare, facendo peraltro notare che la decisione in merito spetta all'assemblea dei soci.
- Il risultato netto accertato dall'organo di amministrazione relativo all'esercizio chiuso al 31.12.2017, come anche evidente dalla lettura del bilancio, risulta essere positivo per € 4.997.139. Il collegio concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli amministratori in nota integrativa.

Bilancio consolidato

Abbiamo altresì esaminato il progetto di bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017 e messo a nostra disposizione nei termini di cui all'art. 2429 C.C. e approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 22 maggio 2018. La data di chiusura dei bilanci delle società incluse nel consolidato coincide con quella del bilancio della società che procede al consolidato.

Il bilancio consolidato è stato redatto conformemente a quanto dispone D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, e si chiude con un utile di euro 11.886.376.

Nelle note esplicative sono analiticamente indicati i criteri delle aree di consolidamento e non si rilevano difformità rispetto all'esercizio precedente in ordine ai criteri utilizzati per la redazione del bilancio consolidato.

In particolare l'area di consolidamento include le società controllate in conformità agli artt. 26 e 28 del D.Lgs. n. 127 1991 e le variazioni rispetto all'esercizio precedente.

A3) Osservazioni e proposte in ordine all'approvazione del bilancio

Osservazioni

- Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta il collegio propone all'assemblea di approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2017, così come redatto dagli amministratori.

Seregno, 23 maggio 2018

Il Collegio Sindacale

Maura Silva



Federico Arachellian



Fulvio Inderbitzin





Ambiente Energia Brianza Società Per Azioni

Sede Sociale: Via Palestro, 33 - 20831 Seregno (MB)

Capitale Sociale: Euro 84.192.200 i.v.

Registro Imprese: MB N. 02641080961

R.E.A.: N. 1518951

Codice Fiscale e Partita IVA: 02641080961
