



INDICE

Lettera ai soci	2
Organi sociali	5
<hr/>	
RELAZIONE SULLA GESTIONE	
0.1 Dati di sintesi della società	
Compagine societaria	8
Gruppo di appartenenza	8
Gestione delle partecipazioni	9
Mercati nei quali opera la società	9
Aree geografiche di attività	10
0.2 Scenario e mercato	
Normativa servizi pubblici	11
Andamento del mercato energetico	11
0.3 Evoluzione della regolazione ed impatti sui mercati dove opera la società	
Normativa con impatto sulla vendita di gas metano	14
Normativa con impatto sulla vendita di energia elettrica	27
Cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento gestione calore e fotovoltaico	36
0.4 Andamento della gestione	
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	38
Struttura operativa	45
Relazione di governo	45
Sistema procedurale ed organizzato dei controlli	46
Programma di valutazione del rischio di crisi aziendale	48
Altre informazioni	52
Evoluzione prevedibile della gestione	55
<hr/>	
PROSPETTI DI BILANCIO	
Situazione Patrimoniale – Finanziaria	58
Conto Economico Complessivo	61
Rendiconto finanziario	62
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	65
<hr/>	
NOTE ESPLICATIVE	
1 Informazioni societarie	68
2 Appartenenza ad un Gruppo	68
3 Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	68
4 Applicazione dei principi contabili internazionali	68
5 Principi contabili e criteri di valutazione adottati	69
6 Commenti alle principali voci di bilancio	78
7 Rapporti con i soggetti controllanti	106
8 Rapporti con parti correlate	107
9 Eventi di rilievo verificatisi nell'esercizio	107
10 Eventi di rilievo verificatisi dopo la chiusura dell'esercizio	109
11 Impegni contrattuali e garanzie	110
12 Compenso amministratori, sindaci e società di revisione	110
13 Informativa in materia di trasparenza delle erogazioni pubbliche	111
14 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio	111
<hr/>	
ALLEGATI	
A Dettaglio movimentazione immobilizzazioni	114
B Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento	116
C Relazione della Società di Revisione	120
D Relazione del Collegio Sindacale	124

LETTERA AI SOCI

Signori Soci,

il 2018 è stato un anno importante per la società perché ha modificato la sua “mission” complessiva. Il Comune di Seregno, che controlla la società tramite AEB S.p.A., nel mese di ottobre 2017 ha provveduto a deliberare delle linee di indirizzo che prevedevano la razionalizzazione delle partecipazioni e delle strutture operative del Gruppo, inviandole a tutte le società del Gruppo e agli altri soci.

Per quanto concerne la Vostra società le linee di indirizzo definivano quanto segue:

1. Cessione di tutte le partecipazioni detenute da Gelsia o mediante vendita (Commerciale Gas & Luce S.r.l.) o mediante assegnazione ai soci (Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l.);
2. Cessione ad AEB del ramo d'azienda «prestazioni amministrative al Gruppo»;
3. Verifica circa la riorganizzazione del settore cogenerazione e teleriscaldamento all'interno del Gruppo.

Nel corso del 2018 la società ha realizzato tutte le attività richieste dalla delibera del Comune di Seregno ad esclusione del punto 3. In particolare, ha:

- Ceduto tutte le attività amministrative e il relativo personale con decorrenza dal 1° ottobre 2018;
- Ceduto nel mese di ottobre, a seguito di gara pubblica, la partecipazione in Commerciale Gas & Luce alla società Canarino S.p.A. realizzando una plusvalenza di circa 2 milioni di euro;
- Distribuito dividendi in natura assegnando come previsto dalla delibera del 28 dicembre 2018, le partecipazioni in RetiPiù S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l. ai propri soci. Il processo di assegnazione per alcuni soci non si è ancora completato, in quanto non vi sono ancora le apposite autorizzazioni per acquisire le partecipazioni.

La distribuzione dei dividendi in natura tramite assegnazione delle partecipazioni ai propri soci ha comportato una riduzione importante delle riserve disponibili del Patrimonio Netto.

Le operazioni sopra indicate hanno, inoltre, liberato la società da tutti gli impegni gestionali ed amministrativi verso le società del Gruppo. Nella nuova realtà di Gruppo tutte le attività amministrative contabili sono state demandate alla Capogruppo e la società ha acquisito lo status di società operativa dedita allo sviluppo delle proprie attività (vendita e gestione impianti) con proprio personale totalmente dedicato allo sviluppo delle stesse. La società opera prevalentemente nella vendita di gas metano ed energia elettrica, mercati sicuramente maturi, che vedono un progressivo incremento della concorrenza e che, a far data dal 1° Luglio 2020, saranno completamente liberalizzati.

La vendita di gas metano, negli ultimi anni e ancor di più nel 2018, ha risentito dell'andamento climatico mite che, unitamente all'efficientamento e allo sviluppo di altri impianti alternativi, ha ridotto i consumi in modo consistente. Ne consegue la necessità per la società di allargare il proprio territorio gestito, sapendo però le difficoltà di penetrazione in nuovi mercati.

Sicuramente più possibile è la crescita nel settore elettrico, perché i consumi non sono in riduzione, anzi stanno sostituendo nelle famiglie i consumi di gas metano e la società, partendo da un numero di clienti inferiore a quello del gas metano, può continuare a crescere anche nei territori tradizionali.

Per garantire la crescita in entrambi i settori la società sta progressivamente rafforzando la propria struttura commerciale, rafforzamento che si completerà con l'assunzione del Responsabile vendite. Oggi dispone di 14 *point* gestiti da personale proprio (20 dipendenti), 5 account interni, 2 agenzie e 7 procacciatori. Sta lavorando per poter acquisire contratti con altre agenzie e altri procacciatori.

Per quanto concerne l'operatività, il 2018 ha visto il sostanziale mantenimento dei contratti gas metano e la crescita dei contratti elettrici. I contratti gestiti al 31.12.2018 ammontano a 199.993. L'attività annuale, nonostante la flessione dei contratti gas metano, ha determinato un incremento di contratti gas metano a mercato libero di oltre 5 mila unità, un incremento di contratti elettrici mercato libero di oltre 3 mila unità e un aumento dei contratti gestione impianti in tutti i segmenti.

Per il settore della produzione di energia elettrica, calore e vapore si è puntato al consolidamento degli investimenti effettuati in passato e alla sperimentazione di nuovi servizi.

Il 2018 è stato un anno particolarmente difficile per le società di vendita del gas metano a causa delle condizioni climatiche particolarmente miti. Infatti, dalle rilevazioni fatte, il 2018 risulta essere l'anno più caldo degli ultimi 180 anni. Pur con queste difficoltà la società ha ottenuto:

- Fatturato pari a 160,6 milioni di euro, in incremento di 2,3 milioni di euro (+1,5%) sul dato 2017;
- Primo Margine di 22,1 milioni di euro;
- Valore Aggiunto pari a 15,9 milioni di euro, con una flessione nella vendita di gas metano (dovuto anche ad interventi di ARERA sulle marginalità) e teleriscaldamento (per il completamento del periodo di godimento dei certificati verdi) ed un incremento nella vendita di energia elettrica;
- Margine Operativo Lordo pari a 10,6 milioni di euro;
- Margine Operativo Netto pari 6,9 milioni di euro;
- Utile Netto pari a 25,2 milioni di euro.

L'attenzione ai risultati finanziari, pur in presenza dell'erogazione di consistenti dividendi, vede una PFN positiva di 16,7 milioni di euro, in ulteriore miglioramento di 13,1 milioni di euro rispetto al dato 2017.

Gelsia ha subito una contrazione dei margini, conseguenza delle condizioni climatiche che hanno inciso consistentemente sulle quantità vendute di gas metano e di calore, oltre al minor recupero dai clienti dei costi fissi per l'acquisto di gas metano, di alcuni interventi dell'Autorità che ha ridotto le marginalità (Cgrad), del completamento del periodo di godimento dei certificati verdi del teleriscaldamento che nel 2017 aveva determinato ricavi per 1,17 milioni di euro, del consistente incremento del prezzo di borsa dei certificati delle emissioni CO2, necessari per la produzione del cogeneratore di Seregno che ha portato un maggior onere di circa 300 mila euro.

Si tratta di una tendenza propria di tutto il settore. Gelsia, con la programmazione 2019, dovrebbe riprendere il cammino di crescita degli ultimi dieci anni. Chiaramente in una società che ha tre quarti dei clienti nel settore gas metano, l'andamento climatico è determinante per il raggiungimento dei risultati, anche se le politiche adottate prevedono una crescita nel settore elettrico.

Agli impegni operativi, la società associa, con sempre maggiore intensità, le attività di sponsorizzazione culturale, sportiva e sociale, per essere presente nel territorio dove opera.

È doveroso, oltre che sincero, un ringraziamento ai Colleghi Consiglieri, ai componenti del Collegio Sindacale, al Direttore Generale e a tutta la struttura aziendale.

Ringrazio, altresì, i Soci per le opportunità offerte, per gli utili consigli e per la collaborazione fornita.

Il Presidente
Cristian Missaglia

ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente	Cristian Missaglia
Consigliere	Martina Pirrone
Consigliere	Emanuela Cristina Gandini
Consigliere	Giuseppe Mussi
Consigliere	Carlo Corneo

In carica sino all'approvazione del bilancio 2019

COLLEGIO SINDACALE

Presidente	Fiorenzo Ballabio
Sindaco effettivo	Anna Iurato
Sindaco effettivo	Gianfranco Trabucchi

In carica sino all'approvazione del bilancio 2019

REVISORE LEGALE

BDO Italia S.p.A., società per azioni italiana

In carica sino all'approvazione del bilancio 2019

ORGANISMO DI VIGILANZA – D.LGS. 231/01 e s.m.i.

Presidente	Ciro Trotta
Componente	Mariagrazia Pellerino
Componente	Paolo Bonetti

In carica sino a dicembre 2021

L'organismo svolge anche funzione di Organismo interno di valutazione.

RESPONSABILE DELLA PREVENZIONE DELLA CORRUZIONE E DELLA TRASPARENZA

Direttore Generale Dott. Paolo Cipriano

In carica fino a revoca, con distacco da AEB S.p.A.



RELAZIONE SULLA GESTIONE



0.1 DATI DI SINTESI DELLA SOCIETÀ

COMPAGINE SOCIETARIA

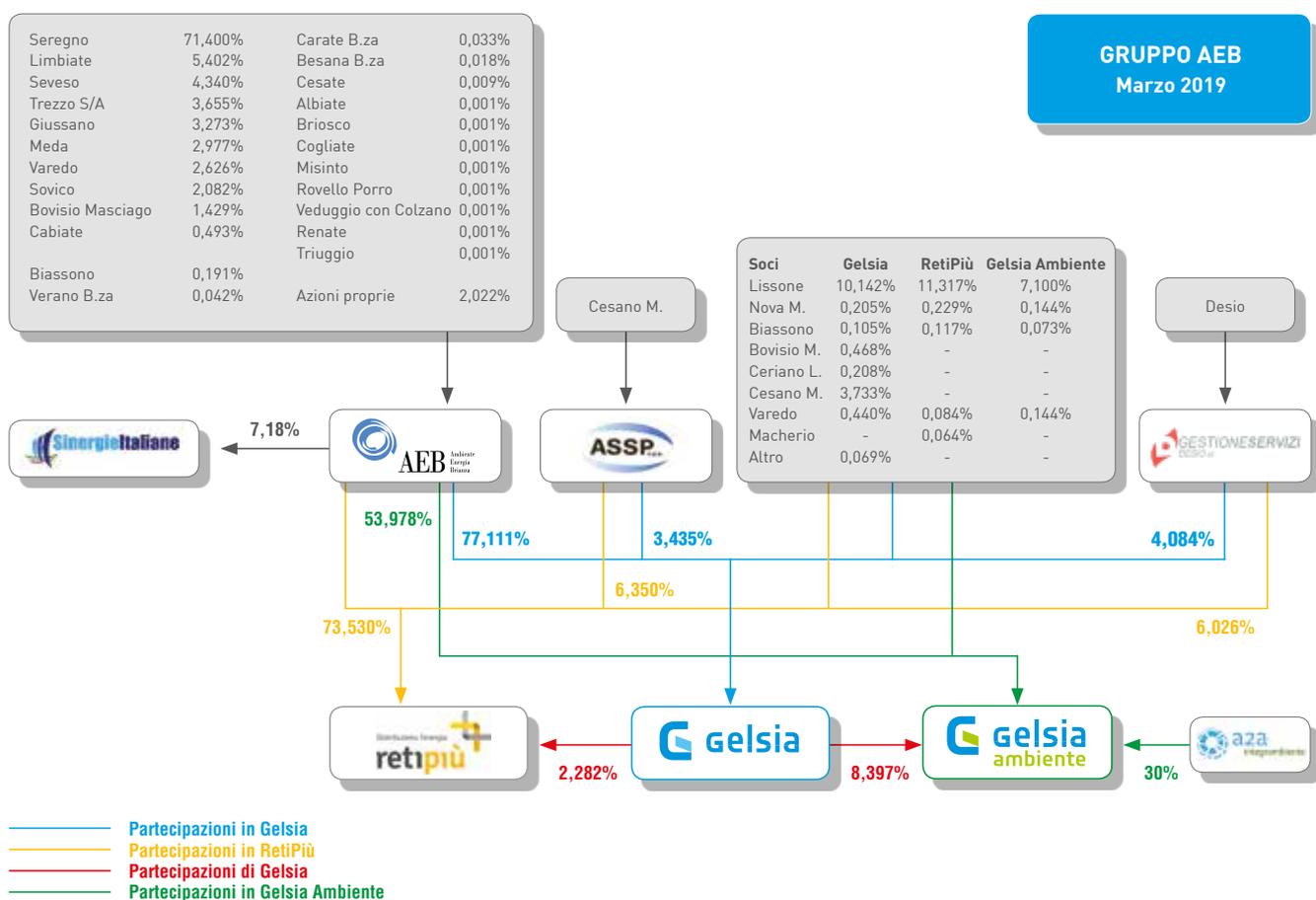
Di seguito si riporta il prospetto rappresentativo della compagine societaria e delle partecipazioni possedute.

Capitale sociale	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Valore nominale	%	Valore nominale	%
Soci				
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

GRUPPO DI APPARTENENZA

Gelsia S.r.l. è la società del Gruppo AEB, controllata da AEB S.p.A., costituita per operare nei settori della vendita di gas metano ed energia elettrica e nella produzione di energie da fonti tradizionali e da fonti rinnovabili.

Di seguito si riporta l'attuale composizione del Gruppo.



GESTIONE DELLE PARTECIPAZIONI

La società deteneva partecipazioni in società che operano nei mercati della vendita di gas ed energia elettrica, nella raccolta e smaltimento rifiuti e nella realizzazione e gestione di reti di distribuzione gas metano ed energia elettrica.

L'attuazione degli indirizzi dati dal socio di controllo del Gruppo, Comune di Seregno, ha portato la società a cedere tutte le partecipazioni detenute secondo le seguenti modalità:

- alienazione della partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l. pari al 25% del capitale sociale tramite procedura ad evidenza pubblica;
- assegnazione ai soci con delibera Assembleare del 28 dicembre delle quote di partecipazione detenute in RetiPiù S.r.l. e in Gelsia Ambiente S.r.l.. Ad oggi alcuni soci non hanno ancora provveduto al ritiro delle partecipazioni di spettanza, in quanto devono completare il proprio iter amministrativo.

MERCATI NEI QUALI OPERA LA SOCIETÀ

Di seguito si riportano i mercati di interesse della società.



VENDITA GAS METANO ED ENERGIA ELETTRICA

La società gestisce direttamente le attività di approvvigionamento gas ed energia elettrica, che vende tramite *point* aziendali, account e agenzie di vendita. La gestione dei clienti avviene tramite “*Gelsia point*” diffusi sul territorio. Tutti i processi di gestione dei clienti 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) e il sabato (9,00 - 14,00). Riguardo ai mercati gestiti, vengono periodicamente verificati i margini di contribuzione degli stessi.

REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTI DI PRODUZIONE TRADIZIONALI E DA FONTI RINNOVABILI

(cogenerazione a fonti tradizionali e rinnovabili, teleriscaldamento, gestione calore, fotovoltaico)

La società realizza e gestisce impianti di produzione di energia elettrica e termica, fornisce calore a soggetti terzi, soprattutto tramite teleriscaldamento; è attiva sul fronte delle energie rinnovabili che normalmente associa alla gestione calore, realizzata tramite impianti tradizionali (caldaie ad alta efficienza) e la micro cogenerazione. È proprietaria di impianti di cogenerazione di taglia media e piccola, alimentati sia tramite l'utilizzo di gas metano, sia utilizzando fonti rinnovabili (oli combustibili e altre fonti).

La società ha acquisito le SOA per partecipare alle gare per il servizio energia degli enti pubblici. La società ha realizzato per uso proprio e a servizio dei clienti impianti fotovoltaici sia per produzione di energia elettrica sia di energia termica.

FIBRA OTTICA

Gelsia S.r.l. possiede infrastrutture in fibra ottica a Seregno e nei comuni limitrofi che utilizza per i propri impianti e mette a disposizione, mediamente pagamento di canone di utilizzo, di terzi.

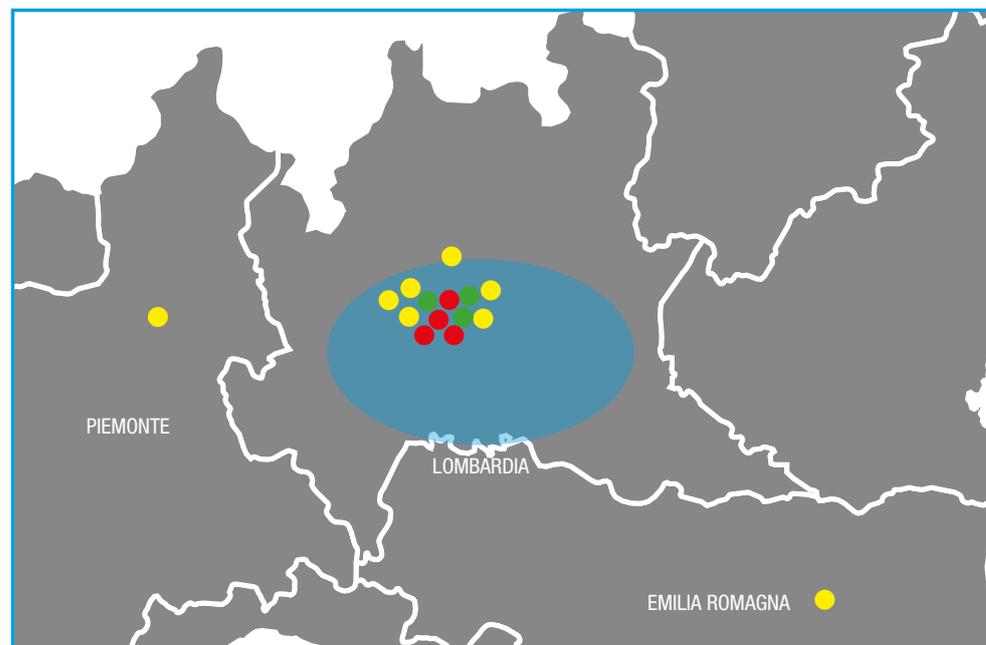
La società gestisce un contratto con il Comune di Seregno per il collegamento, tramite fibra ottica, di tutti gli edifici pubblici locali.

SERVIZI AMMINISTRATIVI

La società ha gestito fino al 30 settembre 2018 i processi amministrativi, regolati da contratti a prezzi di mercato, per alcune società del Gruppo e riceve prestazioni logistiche e informatiche da RetiPiù S.r.l.. Dal 01.10.2018 ha ceduto le proprie strutture amministrative ad AEB S.p.A. e sottoscritto con la stessa contratti intercompany.

AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ

La società vende gas metano ed energia elettrica essenzialmente nel Nord Italia; gestisce contratti anche nel Centro e Sud Italia, sebbene in numero limitato. La maggior parte dei contratti gestiti riguarda il territorio Nord Ovest della Lombardia. La gestione impianti è operativa soprattutto in Brianza, ma serve anche clienti con impianti di micro cogenerazione nel Nord Italia.



● Territorio con più elevata concentrazione di clienti Gelsia

● Microcogenerazione e gestione calore

● Teleriscaldamento

● Impianti fotovoltaici

0.2 SCENARIO E MERCATO

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.

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, prevedevano che i decreti attuativi fossero 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, erano circoscritte alle disposizioni di delegazione della legge 124/2015, oggetto del ricorso, e non si estendevano alle relative disposizioni attuative. Ne deriva che la pronuncia della Corte Costituzionale non ha prodotto effetti diretti sul D.Lgs. n. 175/2016, ma ha bloccato l’iter degli altri decreti legislativi previsti dalla legge delega e non ancora emanati, ossia, per quanto d’interesse, quello riguardante il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale. 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 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 confermando il mantenimento delle partecipazioni ad eccezione dei soci Comune di Macherio e Comune di Nova Milanese. Il Comune di Seregno, che controlla la società tramite AEB S.p.A., ha approvato alcune linee di indirizzo che prevedono la razionalizzazione delle partecipazioni detenute e delle strutture operative delle società controllate. Sempre in ossequio alle previsioni contenute nel TUSP, i soci a fine 2018 hanno altresì deliberato la razionalizzazione periodica delle partecipazioni societarie. Il Comune di Seregno ha deliberato ulteriori linee di indirizzo per un percorso di razionalizzazione del Gruppo AEB.

Nel frattempo, il legislatore con la Legge di Bilancio 2019 ha previsto una moratoria delle alienazioni di partecipazioni da parte delle pubbliche amministrazioni, stabilendo che a tutela del patrimonio pubblico e del valore delle quote societarie pubbliche, fino al 31 dicembre 2021, le disposizioni dei commi 4 e 5 del D.Lgs. 175/2016 non si applicano nel caso in cui le società partecipate abbiano prodotto un risultato medio in utile nel triennio precedente alla ricognizione.

ANDAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

QUADRO MACROECONOMICO E OUTLOOK

Negli ultimi tre mesi del 2018 il Pil dell’Eurozona ha rallentato la sua crescita come mai era accaduto negli ultimi quattro anni. Nel suo complesso il 2018 è stato per la Zona Euro l’anno con la più bassa espansione dal 2014. Il prodotto interno lordo nei 19 Paesi che condividono la moneta unica è aumentato dello 0,2% nel quarto trimestre e dell’1,2% su base annua. Il tasso annuo dell’1,2% segna un notevole peggioramento dopo che negli ultimi tre anni l’espansione era stata superiore al 2%. Si prevede un’inflazione nell’area euro in graduale aumento per i prossimi anni.

Il ciclo economico è in fase recessiva con impatti sui mercati in cui opera la società.

Il ciclo economico nazionale è condizionato dagli impatti del quadro economico europeo e dell’economia mondiale, caratterizzato dalla guerra commerciale tra Usa e Cina, e dall’incertezza sulla decisione del Regno Unito di lasciare l’Unione Europea. A livello nazionale, il FMI ha previsto una crescita del PIL all’1% per il 2018, una flessione della crescita allo 0,6% per il 2019 e un dato per il 2020 pari allo 0,9%. Le previsioni a livello

nazionale evidenziano una crescita inferiore di circa il 50% rispetto alla crescita media del PIL della Zona Euro, dovuto anche alle tensioni sui tassi di interesse di finanziamento.

MERCATI ENERGETICI

Il mercato energetico ha visto comunque un fabbisogno in riduzione sia per i consumi di gas metano che per quelli dell'energia elettrica. Il 2018 è stato l'anno più caldo degli ultimi 180 anni; nell'ultimo trimestre dell'anno i consumi sono stati consistentemente inferiori a quelli dello stesso trimestre degli ultimi anni. I primi mesi del 2019 stanno evidenziando la stessa tendenza; a gennaio con clima rigido, si è contrapposto il clima molto mite del mese di febbraio e di marzo.

Dati 2018	
FABBISOGNO IN RIDUZIONE	
Energia elettrica	-0,3%
Gas naturale	-3,5%

ENERGIA ELETTRICA

Dopo un periodo di costante diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica, le tariffe di fornitura nel 2018 hanno invertito il lungo trend con un rialzo dei prezzi all'ingrosso. I prezzi di fornitura per l'anno solare 2018 (che si sono formati nel corso del 2017) sono stati influenzati da diversi fattori legati alla situazione geopolitica mondiale:

- incertezza causata dallo stop delle centrali nucleari francesi alla fine del 2016;
- scarsa disponibilità idrica che ha condizionato la produzione di energia delle centrali idroelettriche;
- guerra dei dazi tra USA e Cina che ha influenzato il prezzo del petrolio nel mese di aprile di quest'anno;
- questioni geopolitiche legate ai rapporti tra Usa e Iran e le tensioni in Siria;
- fondamentali di mercato (domanda robusta, riduzione scorte degli USA, tagli OPEC).

Nel corso del 2018, infatti, si è confermato non solo un rialzo, ma anche un andamento anomalo rispetto agli anni precedenti. Dal febbraio 2018, il calendar 2019 ha iniziato una progressiva crescita che ha portato da una quotazione intorno ai 47€/MWh agli oltre 72€/MWh. Il rialzo dei prezzi si è realizzato in particolare tra fine febbraio e ottobre (+13 €/MWh circa), toccando il suo picco a settembre (+28 €/MWh sul 2017) e risulta strettamente correlato all'analoga dinamica registrata dalle quotazioni del gas al PSV e a un livello di acquisti nazionali che nei mesi, con poche eccezioni in estate, si colloca ai massimi dell'ultimo quinquennio (291,8 TWh). L'effetto rialzista risulta peraltro in parte mitigato dall'elevato livello raggiunto dalle vendite rinnovabili, di poco inferiori al valore record del 2014.

Occorre ricordare che si tratta di un mercato con *Marginal Price*; infatti, il prezzo ha subito una flessione/stabilizzazione proprio in piena campagna commerciale, a seguito della pubblicazione delle trimestrali delle grandi multinazionali americane e asiatiche che ha rilevato un rallentamento della crescita economica a livello mondiale rispetto alle previsioni di inizio anno.

Questo rallentamento è stato confermato anche nel *Press Release Database* della *European Commission* datato 12 luglio 2018. La frenata attesa nel 2019 riguarda soprattutto i Paesi emergenti, ma tocca anche gli USA e l'Europa. Se le previsioni di crescita economica saranno confermate, allora il mercato potrebbe subire una flessione in uscita dal periodo invernale, anche se il mercato attualmente sta registrando un periodo critico per alcuni provider, che sono già usciti dal mercato o che stanno uscendo.

Nel complesso, le Fer fanno segnare un +14,4% a 95,5 TWh (+14,4%), mentre le fonti tradizionali, in calo a 149,6 TWh (-8%) risentono in particolare del -18,4% del carbone. La quota delle vendite da Fer guadagna quasi 5 punti percentuali salendo al 38,6%, con l'idrico al 20% e l'eolico a quasi il 7%, mentre le quote del gas e del carbone scendono rispettivamente al 45,6% (-2,7%) e al 7,1% (minimo storico, -1,6%). Le vendite nazionali si mostrano in debole calo sull'anno precedente, a 247,5 TWh (-0,3%), restando comunque sui valori più alti degli ultimi cinque anni. In ripresa invece l'import a 48,1 TWh (+9,1%).

Sostanzialmente stabile sul massimo storico del 2017 la liquidità del Mgp (72,0%), con i volumi di borsa al valore più alto dell'ultimo decennio. A livello zonale i prezzi di vendita, in diffuso aumento, convergono a 59-61 €/MWh nelle zone peninsulari e in Sardegna, tornando a ridosso dei 70 €/MWh in Sicilia. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2019 baseload chiude il periodo di trading a 67,40 €/MWh, mostrando aspettative al rialzo dei prezzi per l'anno in corso. Alcuni operatori, per l'anno a venire, stimano un aumento del costo dell'energia elettrica del 20-30%, che ricadrebbe anche sulle materie prime e semilavorati.

Con il DL "Milleproroghe" è slittata al 2020 la fine del mercato di maggior tutela, data che potrebbe avere un significativo impatto sul disegno competitivo del mercato.

GAS METANO

Nel mese di dicembre i consumi di gas naturale in Italia hanno fatto registrare una diminuzione del 7,8% rispetto allo stesso mese del 2017, sancendo definitivamente la riduzione dei consumi del 2018 rispetto al 2017.

La diminuzione di dicembre è stata determinata da una minore domanda di gas naturale proveniente da tutti e tre i principali segmenti di utilizzo, con i prelievi termoelettrici che sono risultati pari a 2.138 milioni di Smc (-195 milioni di Smc circa rispetto a dicembre 2017), mentre i consumi residenziali e industriali sono risultati rispettivamente pari a 5.372 milioni di Smc e 1.149 milioni di Smc (corrispondenti, nell'ordine, a un calo di 442 milioni di Smc e 91 milioni di Smc rispetto a dicembre 2017).

La riduzione complessiva dei consumi nel 2018 è stata del 3,5%, con importazioni in calo del 2,6%. In particolare, la diminuzione delle importazioni è legata ai minori flussi importati via gasdotto (-3,4%), che hanno più che compensato l'incremento delle importazioni di gas naturale liquefatto (+3,4%). Lato consumi, il calo della domanda complessiva è da imputare principalmente alla flessione della richiesta termoelettrica (-8%), mentre sia la domanda industriale che quella residenziale sono calate di un punto percentuale. La produzione nazionale si è ridotta del 2,2%, mentre per quanto riguarda gli stoccaggi si è registrato un maggior utilizzo delle infrastrutture, sia in fase di erogazione che in fase di iniezione. Le contingenze meteorologiche verificatesi durante i primi mesi dell'anno hanno portato ad un utilizzo consistente del gas a scorta a ridosso dell'inizio dell'Anno Stoccaggio 2018, obbligando poi gli operatori a reintegrare adeguatamente le scorte durante la stagione di riempimento.

Il 2018 ha visto anche un progressivo rialzo dei prezzi, registrando tra fine febbraio e ottobre una dinamica al rialzo delle quotazioni del gas al PSV.

COGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO

Il settore della cogenerazione e teleriscaldamento, negli ultimi anni, ha subito una forte riduzione dei margini dovuta al termine degli incentivi da certificati verdi ed al sensibile calo delle tariffe elettriche, che non è stata compensata da pari riduzione dei costi di approvvigionamento del gas metano.

Il settore è in fase di regolazione da parte di ARERA (Decreto Legislativo n. 102/2014) e, nei prossimi mesi, l'Autorità dovrà completare il quadro regolatorio, con un periodo transitorio necessario per poter permettere alle società di organizzarsi e, nel contempo, di tutelare i clienti finali. All'ARERA sono assegnati, tra gli altri, compiti di:

- definizione degli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio;
- definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze;
- definizione delle tariffe di cessione calore e modalità in cui queste sono rese pubbliche (solo per gli impianti per cui è obbligatorio l'allacciamento per nuove utenze).

Nella situazione attuale non si intravedono 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 i sistemi di calcolo dei certificati verdi, con consistenti riduzioni anche per il passato e con effetti economici e finanziari consistenti (al riguardo la società ha costituito fondi rischi).

Anche le altre forme di efficientamento, quali il rinnovo di centrali termiche tramite centrali di micro cogenerazioni, vedono un quadro regolatorio incerto e 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.

La clientela chiede di ottenere tariffe identiche a quelle del gas metano non volendo riconoscere che non è possibile confrontare un prodotto finito (il calore) con la materia prima che lo produce.

0.3 EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE ED IMPATTI SUI MERCATI DOVE OPERA LA SOCIETÀ

Gli interventi più incisivi di ARERA che nel corso del 2018 hanno modificato l'operatività delle società di vendita vengono di seguito dettagliate.

NORMATIVE CON IMPATTO SULLA VENDITA DI GAS METANO

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. 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 e 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). 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. 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, le 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 corso) di superamento dei regimi di tutela di prezzo; alle previsioni della Delibera 108/2017/R/gas rispetto all’individuazione del valore della componente CCR del servizio di tutela in vigore dal 1 gennaio 2018; infatti ARERA con Delibera 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 Delibera 166/2016/R/gas che prevede in particolare la modifica del TIVG per quanto attiene la valorizzazione della componente CCR dal 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 “Disposizioni in merito all’effettuazione delle sessioni di aggiustamento con riferimento agli anni a partire dal 2013 e fino all’entrata in vigore della nuova disciplina del settlement 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) che, al fine di assicurare un’efficiente 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). (Delibera 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). 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 di ARERA contro le Sentenze del TAR Lombardia 665/2013 e 265/2014 aventi ad oggetto l’annullamento della Delibera ARG/gas 89/10 (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 dal 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 Delibera 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 Delibera 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.

Con successiva delibera 32/2019/R/gas ARERA, consapevole della duplice esigenza di garantire tempi certi per i venditori e di minimizzare nel contempo l'impatto complessivo sulla generalità dei clienti, ha istituito un apposito Meccanismo di riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k (Meccanismo) al quale i venditori, che nel periodo di riferimento servivano clienti in tutela, o che sono subentrati in un contratto di somministrazione di gas naturale a clienti finali allora serviti in tutela possono partecipare. Sul punto si ricorda che nel periodo di riferimento il servizio di tutela era esteso a PDR domestici (ex art. 2.3.a e 4.1.a TIVG); PDR condomini con usi domestici con consumi fino a 200.000 Smc/a (ex art. 2.3.b e 4.1.b TIVG); PDR attività servizio pubblico (ex art. 2.3.c e 4.1.c TIVG); PDR usi diversi con consumi fino a 50.000 Smc/a (ex art. 2.3.d e 4.1.d TIVG). La partecipazione deve avvenire mediante la presentazione di apposita istanza a CSEA entro il 31 maggio 2019, secondo modalità che la stessa CSEA fisserà; verrà riconosciuto ai venditori un ammontare Reintk, calcolato sulla base di coefficienti di correzione (COEFFi) che tengono conto, per ciascuna tipologia di cliente interessata, del livello di incassi mediamente riscontrabili nel mercato a 24 mesi (unpaid ratio), secondo valori fissati da ARERA nella Tabella 1 della Del. 32/2019/R/gas; coefficienti di riconoscimento (δ trim) per ciascun trimestre del periodo, fissati da ARERA nella Tabella 2 della Del. 32/2019/R/gas; quantitativo di volumi (VOLi,trim) prelevato dai clienti serviti in ciascun trimestre nel periodo, espresso in Smc utilizzando un PCS convenzionale pari a 0,03852 GJ/Smc. La responsabilità di gestione del Meccanismo è attribuita a CSEA che dovrà entro il 30 aprile 2019 pubblicare sul proprio sito internet la modulistica per la presentazione dell'istanza; entro il 31 luglio 2019 verificare completezza delle istanze ai fini di ammissibilità, oltre a calcolare e comunicare ad ARERA e a ciascun venditore l'importo dell'ammontare Reintk; quantificare e liquidare le relative partite in tre distinte sessioni, rispettivamente entro il 1 aprile 2020, con riferimento a un quarto (1/4) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2020, per quanto attiene metà (1/2) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2021, per la parte rimanente; gestire eventuali rettifiche e restituzioni (anche derogando alle sessioni ordinarie di cui sopra) prevedendo, nel caso di restituzioni da parte dei venditori, l'applicazione di interessi di mora pari al tasso di riferimento BCE con un minimo pari a 0,5%, calcolato a partire dalla data in cui tali importi sono percepiti dal venditore; contabilizzare le poste del Meccanismo nell'apposito Conto per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k, alimentato dalla componente UG2k di nuova istituzione, in vigore dall'1 aprile 2019. ARERA stabilisce altresì che, al fine di sterilizzare l'impatto che tale Meccanismo potrebbe generare nei clienti finali in situazioni di disagio economico interessati dal Bonus Gas, saranno successivamente aggiornati anche i valori del Bonus stesso.

Delibera 172/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 aprile 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

La delibera riguarda la conferma del valore delle componenti della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura (art. 40 RTDG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 10 Delibera 923/2017/R/com, riferite in particolare alla componente GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; alla componente RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico, sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale; la componente RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas; la componente UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli; la conferma del valore della componente GST (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, art. 23.1 lettera e) RTTG) e della componente RET (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, art. 23.1 lettera f) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 11 Delibera 923/2017/R/com. Tali valori sono confermati fino al 31 dicembre 2018; l'aggiornamento del valore della componente RET di cui sopra a partire dall'1 gennaio 2019; la conferma del valore della componente CVFG (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl, art. 23.1 lettera b) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com; la conferma del valore della componente ϕ (componente tariffaria addizionale a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr6 e degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV7, art. 23.1 lettera d) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 aprile 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.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.

Delibera 189/2018/R/gas: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile - 30 giugno 2018, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Modifiche al TIVG.

La delibera dispone aggiornamenti all'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre, art. 2.d TIVG) riportato nella Tabella 1 Allegato "*189-18tab.pdf*"; alla componente CMEM (costi di approvvigionamento del gas naturale nel mercato all'ingrosso, art. 6 TIVG) riportata nella Tabella 1 Allegato "*189-18tab.pdf*"; all'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite dirette e al gas non contabilizzato, art. 8.1.b TIVG); all'elemento QTFi (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto al punto di riconsegna della rete di trasporto, art. 8.1.a TIVG). Tale aggiornamento comporta la modifica dei valori della Tabella 5 del TIVG. Il venditore deve aggiornare 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 pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 aprile 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.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.

Determina 2/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

La determina prevede la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.17.5 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dall'1 aprile 2018, per i clienti finali domestici di gas naturale, come riportati in Tabella 3 dell'Allegato "002-18dmrt.xls". L'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua include le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio gas naturale (consumo pari a 1.400 standard metri cubi l'anno, coefficiente P 0,03852 GJ/Smc) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dall'1 aprile 2018. Il venditore operante sul mercato libero sia tenuto ad aggiornare le *Schede di confrontabilità* della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 17.5 del *Codice di Condotta Commerciale*, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 16 aprile 2018).

Delibera 168/2018/R/com: Obblighi di comunicazione dei prezzi a carico degli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale.

La delibera prevede l'obbligo per i venditori GAS di comunicare ad ARERA, a partire dai dati di competenza del I° semestre 2019, entro 45 giorni dal termine di ogni semestre, dei dati relativi ai prezzi medi trimestrali del gas naturale sul mercato finale (e alle principali variabili ad essi correlate), disaggregati in base alle caratteristiche indicate nella stessa delibera. Rispetto alle rilevazioni attualmente previste dal TIVG ARERA ritiene di aver semplificato l'iter adottando una minore periodicità di raccolta (da rilevazione trimestrale a semestrale) e di frequenza delle osservazioni (dettaglio info da mensile a trimestrale); eliminando il riferimento al numero di PDR serviti a fine mese e al tipo di rete cui il PDR è allacciato (distribuzione/trasporto). Alcune informazioni aggiuntive risulteranno infatti recuperabili direttamente tramite il Sistema Informativo Integrato (SII); entro 45 giorni dal termine del secondo semestre di ogni anno, i dati relativi alle quote relative medie dei costi di trasporto e dei costi di distribuzione per i clienti, distinti tra domestici e non domestici, espresse in percentuale rispetto al totale dei costi di rete; i dati di cui ai punti precedenti, secondo le modalità che saranno rese note da ARERA stessa sul proprio sito internet. In prima applicazione, i venditori dovranno trasmettere ad ARERA i dati relativi ai prezzi medi GAS sul mercato finale riferiti al I° semestre 2019, entro il 2 settembre 2019; l'introduzione del nuovo sistema di rilevazione a partire dal 2019 dovrebbe permettere, secondo ARERA, la minimizzazione degli oneri per gli operatori nella predisposizione dei dati richiesti. La modifica dell'art. 19 TIVG stabilisce che fino al 30 giugno 2019 i venditori GAS assolvano gli obblighi di comunicazione dei propri prezzi di vendita, praticati nell'anno di riferimento 2018, secondo le modalità ante modifica. Il venditore deve adeguare la rilevazione ed elaborazione dei dati relativi ai prezzi medi di fornitura in base alle nuove caratteristiche indicate da ARERA; valutare l'opportunità di implementare nuove funzionalità/routine nei propri sistemi informativi al fine di agevolare le procedure di estrazione dei dati e trasmissione da ARERA; adeguare le proprie procedure di trasmissione in base alle nuove scadenze stabilite da ARERA; monitorare il sito ARERA al fine di identificare le modalità di trasmissione dei dati.

Delibera 219/2018/R/gas: Determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale e del corrispettivo unitario variabile CRVOS, a partire dall'1 ottobre 2018.

La delibera determina le condizioni economiche del servizio tutela gas metano. In particolare riguarda la componente CMEM, con modifica dell'art. 6.2 TIVG e estensione della sua applicabilità al massimo al periodo 1 ottobre 2018 – 30 settembre 2019 (AT 2018-2019); la conferma delle attuali modalità di aggiornamento dell'elemento PFOR,t, basate sulle quotazioni forward trimestrali OTC rilevate presso l'*hub* TTF; in quanto ARERA ritiene ancora prematuro il passaggio dalle quotazioni dell'*hub* TTF a riferimenti di prezzo nazionali in quanto la conferma delle modalità di aggiornamento dei costi di logistica nazionale ed internazionale espressi negli elementi QTint, a 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, a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV; QTMCV, a copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile. Inoltre sostituisce la Tabella 9 TIVG con riferimento alla valorizzazione della componente CCR. ARERA, in particolare, definisce la valorizzazione della componente CCR differenziandola nei seguenti periodi: ottobre 2018 – marzo 2019 – aprile 2019 – settembre 2019. Da un punto di vista generale, le rilevazioni condotte da ARERA non hanno fatto emergere elementi nuovi o significativi tali da giustificare una modifica strutturale dei criteri vigenti. Le uniche considerazioni a tal fine riguardano l'aggiornamento dei riferimenti di prezzo per il calcolo del *rischio profilo* e del *rischio bilanciamento* in

coerenza con la riforma del sistema di bilanciamento di cui alla Del. 312/2016/R/gas; l'incremento del tasso atteso di uscita dei clienti dal servizio di tutela in vista della prospettiva di superamento della tutela fissata, come più volte sottolineato, all'1 luglio 2019 (successivamente spostata al 1 luglio 2020). Da ultimo la delibera fissa il valore per il periodo 1 ottobre 2018 – 31 marzo 2019 della componente CRVOS prevista da RTTG. Il venditore deve aggiornare a partire dall'1 ottobre 2018: i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela e 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 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, per effetto delle nuove componenti tariffarie; l'art. 17.2.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, per il relativo ambito tariffario.

Delibera 77/2018/R/com: Riforma del processo di switching nel mercato retail.

La delibera modifica l'art. 3.1 dell'Allegato della delibera 487/2015/R/eel "*Disposizioni funzionali all'esecuzione di un contratto di fornitura concluso con una nuova controparte commerciale da parte di un cliente finale titolare di un punto di prelievo attivo*". Quest'ultimo prevedeva che, nel caso di conclusione di un contratto di fornitura con un cliente finale già titolare del POD (switching), la nuova controparte commerciale dovesse dar seguito alle procedure di switch qualora, tra gli altri, "*assolti gli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura*". Tale obbligo viene meno in caso di procedura di switch a valle della Legge Concorrenza 2017 che prevede espressamente, all'art. 1.70, la non applicazione delle disposizioni dell'art. 5 del D. L. 47/20141 relativamente alla verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale è richiesta la fornitura. Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di modifiche rispetto ai testi dei propri contratti di fornitura e alle procedure di acquisizione e gestione dei contratti/clienti.

Determina 3/2018 – DMRT: Offerte PLACET: Monitoraggio Reportistica.

La Determina ribadisce le responsabilità in capo al Gestore del SII, già definite nella Del. 848/2017/R/com, in merito alla verifica del rispetto, da parte dei venditori di energia elettrica e gas naturale, dell'obbligo di trasmissione e aggiornamento tempestivo delle *Offerte PLACET* nei confronti del SII; comunicazione ad ARERA degli esiti delle verifiche comprensivi dell'elenco dei venditori inadempienti per eventuali seguiti; stabilisce che i parametri oggetto delle verifiche dovranno essere espressi secondo distinte dimensioni. Il Venditore che non vi ha ancora provveduto deve predisporre tempestivamente le *Offerte PLACET* a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre e predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi e le proprie procedure/prassi gestionali (*front e back office*) per gestire la nuova tipologia di offerte.

Delibera 288/2018/R/com: Obblighi in capo ai venditori ai fini del monitoraggio delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.).

La delibera dispone la necessità di informazioni in merito ai prezzi e al numero di contratti sottoscritti. A tal fine vengono identificati un campione significativo di soggetti obbligati ai sensi del TIMR a fornire statistiche sul numero complessivo di clienti titolari di un contratto *PLACET* per il quale risulta attivata la fornitura nel mese; il numero di contratti *PLACET* risolti, con tempistiche predefinite. L'obbligo impone di fornire i dati entro il mese successivo al termine del trimestre, con competenza dall'1 marzo 2018. I dati devono essere forniti con distinzione per settore (commodity) di riferimento; tipologia di prezzo applicato (fisso o variabile); tipologia di cliente; mese di competenza; regione di ubicazione del POD/PDR. L'Acquirente Unico si occuperà del supporto informativo nella fase di rilevazione dei dati; per la trasmissione delle informazioni sui prezzi delle Offerte *PLACET*; secondo le disposizioni di successiva Determina DMRT. Tutti i Venditori che non vi hanno ancora provveduto, devono predisporre tempestivamente le *Offerte PLACET* a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche da proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi e le proprie procedure/prassi gestionali (*front e back office*) per gestire anche la nuova tipologia di offerte. I Venditori obbligati ai sensi del TIMR devono valutare i necessari adeguamenti ai propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni

dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; valutare i necessari adeguamenti alle proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste; monitorare la pubblicazione delle ulteriori specifiche da parte di ARERA.

Delibera 312/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato per le popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi.

La delibera stabilisce la proroga automatica al 1 gennaio 2019 del periodo di sospensione dei termini di pagamento per utenze site nelle SAE, ovvero nei MAPRE, comprese forniture relative ai servizi generali; delle utenze site nelle aree di accoglienza temporanea alle popolazioni colpite allestite dai Comuni e site negli immobili ad uso abitativo per assistenza alla popolazione; dei soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, con trasmissione agli enti competenti (art. 12.2). Stabilisce inoltre la proroga al 31 marzo 2019 del termine per la richiesta dell'anticipazione a CSEA, da parte dei venditori oggetto di una comprovata criticità finanziaria, degli importi relativi non solo alle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi, ma anche a quelle per le quali i termini di emissione sono stati prorogati. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare l'opportunità di sfruttare le proroghe previste per quanto attiene, in particolare, la richiesta di anticipazione a CSEA in caso di comprovata criticità finanziaria; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 9/2018 – DACU: Modifiche al Regolamento del Portale Operatori-Gestori e al Manuale utente di cui alla determinazione 5 gennaio 2017, 1/DCCA/2017.

ARERA, rispetto alla versione precedente, con il nuovo *Regolamento Portale* conferma sostanzialmente i requisiti già in precedenza definiti per quanto attiene i soggetti operanti nei settori gas ed energia elettrica; estende, anche al settore idrico, le procedure di scambio di documenti e informazioni nell'ambito delle attività svolte dallo *Sportello*; apporta modifiche alla denominazione di ARERA e *Sportello*, conformemente con l'evoluzione intervenuta dal 2018. Non sono rilevabili variazioni sostanziali rispetto ai requisiti previsti dal *Regolamento Portale*. Per quanto riguarda il *Manuale Portale* le modifiche riguardano in particolare i servizi offerti dal *Portale* con l'introduzione della sezione *Nuovi solleciti ricevuti* ove poter consultare ed effettuare il download dei solleciti inviati dallo *Sportello* a seguito di eventuali risposte assenti da parte dell'Operatore (*Sportello* procede a massimo due solleciti); allineamento alla nuova disciplina dei contratti contestati (TIRV) rispetto alla precedente dei contratti non richiesti; eliminazione delle funzionalità di *Aggiornamento massivo del campo note*. Più in generale, il *Manuale Portale* fornisce indicazioni in merito a: requisiti SW necessari e modalità per l'accesso al *Portale*; modalità operative di gestione dei servizi offerti dal *Portale*, per ciascuna sezione identificata; funzionalità di estrazione report; servizio help desk; report PEC giornaliero. Il Venditore deve valutare l'efficacia delle proprie procedure di gestione dei reclami al fine di identificare eventuali non conformità regolatorie e/o inefficienze gestionali ed anticipare il rischio di incorrere nell'utilizzo, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela a disposizione (*Sportello e Servizio Conciliazione*); definire ed implementare, a valle delle verifiche di cui sopra, un piano di risoluzione di eventuali criticità e/o modifica delle proprie procedure gestionali con l'obiettivo di rispettare i requisiti regolatori imposti, in particolare, dalla disciplina della qualità commerciale di cui al TIQV (Del. 413/2016/R/com); ottimizzare il livello di customer satisfaction nei confronti dei clienti; evitare le conseguenze di avvalimento, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela; valutare più in generale eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 5/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

La determina prevede in particolare la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.17.5 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dall'1 luglio 2018, per i clienti finali domestici di gas naturale, come riportati in Tabella 3 dell'Allegato "005-18dmrt_teb.xls". L'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio gas naturale (consumo pari a 1.400 standard metri cubi l'anno, coefficiente P 0,03852 GJ/Smc) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dal 1 luglio 2018. Il venditore operante sul mercato libero sia tenuto ad aggiornare le *Schede di confrontabilità* della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 17.5 del *Codice di Condotta Commerciale*, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 13 luglio 2018).

Delibera 359/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 luglio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

La delibera conferma il valore delle componenti della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura (art. 40 RTDG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 10 Delibera 923/2017/R/com, riferite in particolare alla componente GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; della componente RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico, sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale; della componente RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas; della componente UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli. La conferma del valore della componente GST (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, art. 23.1 lettera e) RTTG) e della componente RET (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, art. 23.1 lettera f) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 11 Delibera 923/2017/R/com; tali valori sono confermati fino al 31 dicembre 2018 e successivamente varieranno secondo quanto già previsto dalla Delibera 172/2018/R/com; la conferma del valore della componente CVFG (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl, art. 23.1 lettera b) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com; la conferma del valore della componente Φ (componente tariffaria addizionale a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr7 e degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV8, art. 23.1 lettera d) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 giugno 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.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.

Delibera 365/2018/R/gas: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio - 30 settembre 2018, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Aggiornamento della componente UG3. Modifiche al TIVG.

La delibera aggiorna l'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre, art. 6.2.d TIVG) riportato nella Tabella 1 Allegato "365-18tab.pdf"; la componente CMEM (costi di approvvigionamento del gas naturale nel mercato all'ingrosso, art. 6 TIVG) riportata nella Tabella 1 Allegato "365-18tab.pdf"; l'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, art. 8.1.b TIVG); l'elemento QTFi (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto, art. 8.1.a TIVG). Tale aggiornamento comporta la modifica dei valori della Tabella 5 del TIVG; dell'algoritmo di calcolo dell'elemento QTEK che compone il QTFi stesso (art. 8.3 TIVG) a seguito dell'introduzione della componente CVRST con Del. 782/2017/R/gas; l'elemento UG3 (componente della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura, art. 40.3.h RTDG) riportato nella Tabella 2 Allegato "365-18tab.pdf". L'aggiornamento riguarda in particolare l'elemento UG3T (componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema gas, art. 26.1.i RTTG) riportato nella Tabella 3 Allegato "365-18tab.pdf". Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela; delle offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela); dei prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 giugno 2018 (primo mese del trimestre); deve, inoltre, aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.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.

Delibera 366/2018/R/com: Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale.

La delibera ha come obiettivo “effettuare interventi di armonizzazione e semplificazione della disciplina delle schede di confrontabilità del Codice di condotta commerciale al fine di ottimizzare tale strumento e renderlo ancora più intuitivo e chiaro, anche per agevolare e aumentare la capacitazione del cliente finale domestico in vista del superamento delle tutele di prezzo, garantendo al contempo la coerenza con i criteri del Portale Offerte” con il nuovo Codice di Condotta Commerciale. Pertanto ha modificato i criteri di comunicazione delle informazioni sugli sconti relative alla spesa complessiva e, in dettaglio: l’inclusione nel calcolo della stessa degli sconti applicati automaticamente in virtù dell’adesione all’offerta (inclusi gli sconti percepiti dal cliente qualora questo non risolve il contratto prima di 12 mesi) maturati nel corso dei primi 12 mesi di fornitura, indipendentemente dalla durata del contratto; la conferma dell’esclusione dal calcolo della spesa annua stimata di sconti o bonus applicati solo al verificarsi di particolari condizioni previste dal contratto di fornitura o che non concorrano alla decurtazione della base imponibile; la facoltà del venditore di fornire separata evidenza della spesa complessiva annua associata al verificarsi di tali “particolari” condizioni (art. 9.1.l); l’esclusione dell’obbligo di consegna delle *Schede di Confrontabilità* per le offerte non generalizzate. Il venditore deve modificare il format delle Schede di Confrontabilità, che devono essere redatte per ciascuna offerta commerciale rientrante nell’ambito del *Codice di Condotta Commerciale* e messe a disposizione dei clienti domestici in fase pre-contrattuale; la *Nota Informativa* da consegnare ai clienti finali, previa compilazione, in fase pre-contrattuale; deve modificare le procedure di calcolo della spesa complessiva annua riportata nelle *Schede di Confrontabilità* relative alle offerte a corrispettivo variabile e di conseguenza le procedure di aggiornamento periodico delle *Schede* stesse.

Determina 6/2018 – DMRT: Attività di monitoraggio dei contratti relativi alle offerte P.L.A.C.E.T. (Disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, offerte P.L.A.C.E.T.).

La Determina 6/2018 – DMRT nell’Allegato 1: definisce in dettaglio i dati che i *venditori obbligati TIMR* sono tenuti a trasmettere ad AU, con competenza a partire dal 1 marzo 2018 identificandoli in nuovi punti serviti in OP ovvero numero di POD/PDR complessivo in relazione ai quali, a partire dal mese di riferimento, è stata attivata la fornitura nell’ambito di un’Offerta PLACET (OP), a seguito di cambio di Controparte Commerciale; voltura nuova attivazione o riattivazione di un POD/PDR precedentemente disattivato; rinegoziazione con la propria Controparte Commerciale (cambio offerta anche nell’ambito della stessa PLACET); risoluzioni contrattuali; conferma l’ambito di applicazione oggettivo della raccolta dati, così come previsto da PLACET, che è pertanto rivolta a: (EE) clienti domestici e non domestici, limitatamente ai POD connessi in bassa tensione; (GAS) clienti domestici, altri usi e condomini uso domestico limitatamente ai PDR con consumi annui complessivamente non superiori a 200.000 Smc. Sono esclusi dall’ambito della raccolta dati i clienti multisito, qualora almeno un punto non ricada nell’ambito di applicazione di cui sopra; i clienti titolari di forniture destinate ad amministrazioni pubbliche. La determina ribadisce che i dati debbano essere rilevati a consuntivo e tenendo conto della distinzione per settore di riferimento, tipologia di prezzo applicato, tipologia di cliente, mese di competenza e regione di ubicazione del POD/PDR; prevede in particolare che i *venditori obbligati TIMR* debbano trasmettere i dati all’AU attraverso la compilazione dei *Moduli standard* di cui agli Allegati 2-7 compilando un *Modulo standard* per ciascun settore di competenza (EE e GAS), esclusivamente a mezzo mail, con periodicità specifica. Il venditore, nel caso in cui non avesse ancora provveduto, deve predisporre tempestivamente le *Offerte PLACET* a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti, nell’ambito del Portale Offerte attivo per la consultazione delle offerte da parte dei clienti finali dall’1 luglio 2018; se obbligato ai sensi del TIMR è tenuto a valutare i necessari adeguamenti a: propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste.

Del. 355/2018/R/com: Efficiamento e armonizzazione della disciplina in tema di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall’Autorità – Testo Integrato Conciliazione (TICO).

Il provvedimento si pone come corollario alla disciplina di gestione delle controversie di primo livello già introdotta dal *Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV – Del. 413/2016/R/com), per quanto attiene i reclami dei clienti finali alimentati in bassa pressione (GAS) e/o bassa e media tensione (EE) ed è inserito nel perimetro dell’obiettivo strategico OS 19 “Razionalizzazione del sistema di tutela dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione

extragiudiziale delle controversie”; fa seguito in particolare alla Delibera 209/2016/E/com2 che prevede l’entrata in vigore del *Testo Integrato Conciliazione* (TICO) dal 1 gennaio 2017 e disciplina il secondo livello di gestione delle controversie tra clienti finali e venditori/distributori (Del. 383/2016/E/com) con cui è stato adottato il *Regolamento* che modifica l’avalimento dell’Acquirente Unico per la gestione efficiente dei reclami e delle procedure di conciliazione, dando attuazione alla riforma dell’attuale architettura di gestione dei reclami di seconda istanza o controversie (cosiddetto *secondo livello di risoluzione*). Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adeguamento delle proprie procedure di gestione del post-vendita (informazioni/reclami), per garantire la compliance regolatoria agendo in particolare sul secondo livello di tutela di risoluzione delle controversie, tenendo conto dell’entrata in vigore differenziata della *Disciplina transitoria* TICO; *Disciplina a regime* TICO; deve, inoltre, valutare la necessità di integrazione/modifica dei contratti di fornitura.

Delibera 406/2018/R/com: Entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario nell’ambito del Sistema Informativo Integrato, per i settori dell’energia elettrica e del gas naturale.

La delibera modifica l’art. 12.5 del TISIND, precisando le modalità di funzionamento del sistema indennitario e le eventuali restituzioni nel caso di saldo dell’intera posizione debitoria da parte del cliente finale. ARERA fissa le date di entrata in vigore della disciplina del Sistema Indennitario a regime stabilendo che la stessa sia applicabile per il settore elettrico a partire dall’1 dicembre 2018; per il settore del gas naturale dall’1 giugno 2019. Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adottare procedure/prassi per l’adesione al nuovo Sistema Indennitario e la conseguente gestione delle richieste di indennizzo; valutare le necessarie modifiche ed impatti rispetto alle attuali procedure/prassi, se già adottate, di gestione del Sistema Indennitario al fine di allinearle alla nuova regolazione nel settore elettrico; valutare di adottare procedure/prassi di gestione del Sistema Indennitario nel settore del gas naturale; adeguare di conseguenza i propri sistemi informativi per garantire una gestione il più possibile automatizzata e fluida dei dati; tenere monitorato il sito del Gestore del SII per accertarsi tempestivamente di pubblicazione delle Specifiche Tecniche aggiornate; data inizio delle operazioni di migrazione delle pratiche di richiesta di indennizzo eventualmente inoltrate.

Determina 3/2018 – DMEA: Aggiornamento dei valori percentuali necessari alla definizione dei profili di prelievo standard per l’anno termico 2018-2019 ai sensi del punto 3 della deliberazione dell’Autorità 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

La determina introduce l’Allegato “003-18dmea_tab.xlsx” che aggiorna i valori dei parametri c1%i,j,k, c2%k, t1%j,k e C4%k da utilizzare per il periodo 01 ottobre 2018 – 30 settembre 2019. I valori percentuali giornalieri dei profili di prelievo standard (art. 5 TISG) sono calcolati sulla base di uno specifico algoritmo che tiene conto dei parametri riferiti ai diversi “usi gas”. La tematica dei profili di prelievo giornalieri coinvolge anche le società di vendita gas. In primis i profili vengono utilizzati dal distributore, sulla base di letture reali e del consumo annuo attribuito a ciascun PDR (CAPDR), per determinare stime di lettura (e quindi consumi) ai fini della fatturazione del servizio di vettoriamento; determinazione della lettura di switching; procedura di Settlement. Inoltre, il venditore potrebbe essere direttamente coinvolto nell’utilizzo dei profili di cui sopra, nel caso in cui utilizzi la metodologia dei profili di prelievo standard per il calcolo delle stime dei consumi fatturati in acconto ai clienti finali.

Delibera 416/2018/R/com: Modifiche all’articolo 1 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale.

Al fine di migliorare l’efficienza e la comparabilità dei diversi sistemi di monitoraggio del mercato retail adottati nei vari provvedimenti oggi in vigore, ARERA ha stabilito di apportare un’integrazione alla definizione di “Tipologia di cliente finale” di cui all’art. 1 TIQV. La modifica consiste nella sostituzione della generica tipologia *cliente finale di gas naturale in bassa pressione* in: *cliente finale di gas naturale in bassa pressione, domestico; condominio con uso domestico in bassa pressione; attività di servizio pubblico in bassa pressione; cliente finale di gas naturale in bassa pressione, per usi diversi*. La modifica si limita pertanto alla sola esplicitazione di un maggiore dettaglio per tipologia, mantenendo il riferimento da un lato alle sole forniture in bassa pressione, dall’altro a qualsiasi livello di consumo. Nell’ambito degli incontri tecnici previsti dalla Del. 413/2016/R/com per la presentazione e discussione dell’articolazione definitiva del Rapporto reclami di cui all’art. 39 TIQV, tale modifica è stata in precedenza condivisa da ARERA con le Associazioni rappresentative degli operatori; queste ultime hanno espresso parere sostanzialmente positivo, pur indicando la necessità di tempi adeguati per i necessari aggiornamenti ai sistemi informativi. Per rispettare tale richiesta, l’entrata in vigore della modifica è fissata al 1 gennaio 2019. ARERA dovrà

provvedere anche all'aggiornamento della Det. 7/2017 – DACU. Il venditore deve valutare gli impatti sui propri sistemi informativi e sulle procedure di gestione della qualità commerciale (es. registrazione reclami); adottare e implementare un piano idoneo a garantire nei tempi previsti il rispetto delle nuove specifiche.

Delibera 442/2018/R/com: Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e di gestione del ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati in relazione all'emergenza conseguente al crollo del Ponte Morandi a Genova.

La delibera sospende i termini di pagamento relativi a utenze già attive (riguarda fatture/avvisi di pagamento emesse/i o da emettere con scadenza a partire dal 14 agosto 2018, comprese eventuali prestazioni di disattivazione fornitura), per 12 mesi a decorrere dal 15 agosto 2018; (riguarda i settori gas naturale, energia elettrica, il servizio idrico integrato, la fornitura di gas diversi da naturale distribuiti a mezzo rete e il ciclo integrato dei rifiuti). Riguarda le utenze degli edifici siti in Genova Via Porro 5, 6, 6A, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16 e in Via Campasso 39 e 41, nonché ad ulteriori utenze interessate ed individuate da successivi provvedimenti delle autorità competenti. Il venditore è tenuto a verificare la presenza, tra i propri clienti, di soggetti colpiti dal DPCM 15 agosto 2018, cui rivolgere i primi interventi urgenti; in caso di presenza di soggetti interessati, deve adeguare le proprie procedure inerenti ai processi di fatturazione, pagamento e gestione credito; monitorare la pubblicazione dei provvedimenti con cui ARERA (e/o altre autorità) deliberano in merito.

Determina 7/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, delle schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

La determina aggiorna per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, “*le Schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale*”. La determina introduce, ai fini del calcolo della spesa complessiva annua delle Schede di confrontabilità, nella Tabella 4 dell'Allegato “007-18dmrt_tab.xlsx”, l'individuazione dell'uso del gas naturale e della zona climatica per ciascun ambito tariffario e livello di consumo, facendo seguito, fra l'altro, anche al chiarimento ARERA del 4 settembre 2018 relativo alla compilazione delle *Schede di confrontabilità* per i clienti finali domestici di gas naturale; dei profili di prelievo annuo in base all'uso del gas naturale e alla zona climatica. Tali informazioni sono necessarie in virtù dell'entrata in vigore dei nuovi criteri definiti dal *Codice di Condotta Commerciale*. Il venditore operante sul mercato libero deve aggiornare le *Schede di confrontabilità* della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 17.5 del *Codice di Condotta Commerciale*, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 15 ottobre 2018). È necessario tenere presente che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo *Codice di Condotta Commerciale* e i relativi nuovi modelli di *Scheda di confrontabilità* (Del. 366/2018/R/com).

Delibera 475/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

La delibera conferma il valore delle componenti della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura (art. 40 RTDG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 10 Del. 923/2017/R/com, riferite in particolare alla componente GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; alla componente RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico, sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale; alla componente RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas; alla componente UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli. La conferma del valore della componente GST (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, art. 23.1 lettera e) RTTG) e della componente RET (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, art. 23.1 lettera f) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 11 Del. 923/2017/R/com; tali valori sono confermati fino al 31 dicembre 2018 e successivamente varieranno (almeno per quanto attiene la componente RET secondo quanto già previsto dalla Del. 172/2018/R/com7); la conferma del valore della componente CVFG (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl, art. 23.1 lettera b) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportato nella Del. 923/2017/R/com; la conferma del valore della componente Φ (componente tariffaria addizionale a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr8 e degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario

variabile CV9, art. 23.1 lettera d) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportato nella Del. 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 31 ottobre 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.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. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo *Codice di Condotta Commerciale* e i relativi nuovi modelli di *Scheda di confrontabilità* (Del.366/2018/R/com).

Delibera 477/2018/R/gas: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre - 31 dicembre 2018, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Modifiche al TIVG.

La delibera aggiorna l'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre, art.6.2.d TIVG) riportato nella Tabella 1 Allegato "477-18 all.pdf"; la componente CMEM (costi di approvvigionamento del gas naturale nel mercato all'ingrosso, art. 6 TIVG) riportata nella Tabella 1 Allegato "477-18all.pdf"; l'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, art. 8.1.b TIVG); l'elemento QTFi (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto, art. 8.1.a TIVG). Tale aggiornamento comporta la modifica dei valori della Tabella 5 del TIVG. Il venditore deve aggiornare 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 pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 31 ottobre 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.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. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo *Codice di Condotta Commerciale* e i relativi nuovi modelli di *Scheda di confrontabilità* (Del. 366/2018/R/com).

Delibera 488/2018/R/gas: Disposizioni in merito alla gestione centralizzata dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, con riferimento al settore gas.

La delibera modifica il TIVG a partire dai dati di misura resi disponibili nel mese di novembre, prevedendo in particolare: (art. 13.1.b) l'inserimento del SII fra i soggetti obbligati alla messa a disposizione dei dati di misura; (art. 15) l'integrale sostituzione dell'art. 15 che, nello specifico, introduce l'obbligo di messa a disposizione dei dati di misura rilevati periodicamente al SII da parte delle imprese di distribuzione, entro la medesima tempistica già oggi in vigore (entro il sesto giorno lavorativo del mese); agli UdD da parte del SII, relativamente ai PDR nella titolarità di ciascun UdD, entro e non oltre 24 (ventiquattro) ore dalla ricezione degli stessi. Per quanto attiene gli ulteriori requisiti già oggi previsti dall'art. 15 permane, per il distributore l'obbligo di validazione delle misure entro 3 giorni lavorativi dalla rilevazione; l'obbligo di mettere a disposizione, nei casi di PDR non smart, anche l'informazione sul successivo tentativo di raccolta della lettura; il riconoscimento di un indennizzo automatico nei confronti dell'UdD in caso di ritardata messa a disposizione dei dati; (art. 15bis) l'introduzione dell'obbligo di messa a disposizione delle misure di rettifica da parte delle imprese di distribuzione nei confronti del SII, entro la medesima tempistica già oggi in vigore (entro il sesto giorno lavorativo del mese); da parte del SII agli UdD entro e non oltre 24 (ventiquattro) ore dalla loro ricezione. La delibera modifica l'art. 11 della Del. 102/2016/R/gas a partire dai dati di misura resi disponibili nel mese di novembre: (art. 11.1) prevedendo che il soggetto che eroga il servizio di misura abbia l'obbligo di mettere a disposizione del SII i dati di misura rilevati in occasione della voltura; (art. 11.2) introducendo l'obbligo per il SII di mettere a sua volta a disposizione dell'UdD i dati di cui al punto precedente entro e non oltre 24 (ventiquattro) ore dalla loro ricezione. Ai fini di garantire un'equilibrata entrata a regime delle nuove procedure di gestione dei dati di misura ARERA prevede che l'eventuale revisione delle tempistiche stabilite dal TIVG per la messa a disposizione dei dati sia rinviata ad un successivo provvedimento; le imprese di distribuzione, al fine di far fronte ad eventuali criticità, possano mantenere attivi fino al 30 aprile 2019 i canali di messa a disposizione dei dati attualmente utilizzati; il Gestore del SII deve predisporre un apposito report per ARERA per evidenziare eventuali anomalie dei flussi informativi; segnali alle imprese di distribuzione interessate le anomalie riscontrate (conformità e

completezza flussi). Il venditore deve valutare la necessità di modificare le procedure di acquisizione dei dati di misura e di caricamento nei propri sistemi informativi e procedere agli eventuali adeguamenti.

Delibera 569/2018/R/com: Disposizioni per il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni.

La delibera prevede misure di rafforzamento delle tutele dei clienti finali per i casi di fatturazione di importi per i settori di energia elettrica e di gas naturale riferiti a consumi risalenti a più di due anni; l'individuazione dell'ambito di applicazione soggettivo della *Disciplina della prescrizione biennale* con espresso richiamo alle tipologie di POD/PDR previste rispettivamente dal TIV/TIVG, ovvero riconducibili per l'energia elettrica ai clienti finali domestici allacciati in Bassa Tensione (art. 2.3.a TIV); clienti finali non domestici allacciati in Bassa Tensione diversi da illuminazione pubblica (art. 2.3.c TIV); per i clienti gas metano ai clienti finali domestici (art. 2.3.a TIVG); ai condomini per uso domestico (art. 2.3.b TIVG); alle attività del servizio pubblico (art. 2.3.c TIVG); agli usi diversi (art. 2.3.d TIVG). In aggiunta è previsto che il provvedimento non si applichi in caso di consumi complessivi annui di gas naturale superiori a 200.000 Smc; clienti multisito, nel caso in cui almeno un POD/PDR non si trovi in una delle condizioni di cui sopra; forniture destinate alle amministrazioni pubbliche. L'individuazione, ai fini della determinazione dei consumi risalenti a più di due anni, del *criterio pro-die* per l'attribuzione dei consumi su base giornaliera, considerando quindi convenzionalmente costante il consumo nel periodo. Il Venditore è tenuto a dare adeguata evidenza della presenza in fattura di tali importi, in modo che siano adeguatamente differenziati dagli importi relativi a consumi risalenti a meno di due anni, alternativamente: emettendo una fattura contenente esclusivamente gli importi per consumi risalenti a più di due anni; dando separata e chiara evidenza degli importi per consumi risalenti a più di due anni all'interno di una fattura di periodo o chiusura relativa anche a consumi risalenti a meno di due anni; integrare la fattura recante gli importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni con una pagina iniziale aggiuntiva contenente specifico avviso; l'ammontare degli importi oggetto di prescrizione; una sezione recante un format che il cliente finale può utilizzare al fine di eccepire l'intervenuta prescrizione, l'indicazione di un recapito postale o fax e una modalità telematica o indirizzo di posta elettronica del Venditore, a cui inviare il format o un eventuale testo redatto dal cliente finale con cui manifesti la volontà di eccepire la prescrizione.

Delibera 601/2018/R/gas: Determinazione del corrispettivo Cp a copertura degli oneri derivanti dall'assicurazione a favore dei clienti finali del gas, con decorrenza dall'1 gennaio 2019.

La delibera prevede che a decorrere dal 1 gennaio 2019 il corrispettivo Cp sia pari a 0,45 €/PDR/anno, riducendo quindi il precedente valore fissato da Del. 678/2016/R/gas (pari a 0,50€/PDR/Anno). Tale importo è stato fissato da ARERA considerando che il Conto assicurazione presso la CSEA presenta un saldo attivo di ammontare superiore a quello rilevato nello stesso periodo dell'anno precedente, poiché nel 2018 il differenziale negativo tra il gettito generato dalla riscossione del corrispettivo Cp e le erogazioni dovute, è stato più che compensato dalla riduzione del premio assicurativo per la gestione 2017 in applicazione delle clausole di cosiddetto profit sharing. Il Venditore deve aggiornare i propri sistemi con il valore del costo per punto di riconsegna in vigore dal 1 gennaio 2019; gestire le informazioni da inviare a Distributori (e/o Trasportatori); provvedere alla fatturazione nei confronti dei clienti finali nella prima bolletta utile che contabilizza consumi relativi al 31 dicembre 2018; provvedere ai pagamenti nei confronti di Distributori (e/o Trasportatori).

Delibera 587/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato a sostegno delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi.

La delibera definisce specifiche misure straordinarie per le forniture dei Comuni colpiti dal sisma del 21 agosto 2017. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

NORMATIVE CON IMPATTO SULLA VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

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 172/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 aprile 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

La delibera aggiorna la componente ASOS, per i POD non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabella 1 Allegato “172-2018tab.xls”) e per i POD nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabelle 2, 3, 4 e 5 Allegato “172-2018tab.xls”); la componente ARIM, riportata nella Tabella 6 Allegato “172-2018tab.xls”; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per la società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A, aggiornate nella Tabella 7 Allegato “172-2018tab.xls”; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per i soggetti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, aggiornate nella Tabella 8 Allegato “172-2018tab.xls”. Per quanto attiene le componenti UC3 e UC6 per le altre tipologie di soggetti, ARERA conferma i valori già in vigore dal 1 gennaio 2018 come riportati nella Tabella 7 Delibera 923/2017/R/com4. Infine ARERA e stabilisce che il gettito della componente ARIM sia ripartito in base alle percentuali riportate nell’art. 2.7 della Del.172/2018/R/com sui conti definiti nell’art. 39.6 lettere a), b), c), d), h), i), l) p) ed r) del TIT; il gettito della componente ASOS sia da destinare completamente al conto per i nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all’art. 48.1 lettera b) del TIT. I venditori devono aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l’applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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.

Delibera 188/2018/R/eel: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2018, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell’energia elettrica in maggior tutela. Modifiche al TIV.

La delibera aggiorna l’elemento PE (Prezzo Energia) riportato nelle Tabelle 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 dell’Allegato “188-18tab.xlsx”; l’elemento PD (Prezzo Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 dell’Allegato “188-18tab.xlsx”; il corrispettivo PED (Prezzo Energia e Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 dell’Allegato “188-18tab.xlsx”; il corrispettivo PPE (Prezzo Perequazione Energia) riportato nelle Tabelle 4.1 e 4.2 dell’Allegato “188-18tab.xlsx”. Inoltre la delibera aggiorna anche il corrispettivo *DISPBT* relativamente a POD nella titolarità di clienti finali domestici per alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica (Tabella 3bis.b TIV); i parametri per la determinazione dell’ammontare previsto dal meccanismo di compensazione atto alla copertura dell’ulteriore costo fisso in capo agli esercenti la maggior tutela derivante dalla maggiore uscita dei clienti verso il mercato libero rispetto a quanto riconosciuto nella definizione delle componenti RCV applicate nell’anno (Tabella 12 TIV). I venditori devono aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di maggior tutela; offerte commerciali sul mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (es. sconto su maggior tutela); offerte nell’ambito della *Tutela SIMILE*; aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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.

Determina 2/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

La determina prevede in particolare la sostituzione dal 1 aprile 2018 della Tabella dell’Allegato B della Delibera ARG/elt 8/10 con la Tabella 1 dell’Allegato “002-18dmrt.xls” (Prezzi per cliente tipo); la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.16.8

Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dal 1 aprile 2018, per i clienti finali domestici di energia elettrica, come riportati in Tabella 2 dell'Allegato "002-18dmrt.xls"; l'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio elettrico (potenza impegnata 3kW, abitazione di residenza anagrafica, consumo pari a 2.700 kWh/anno) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dal 1 aprile 2018. Il venditore operante sul mercato libero sia tenuto ad aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 16.8 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 16 aprile 2018).

Delibera 168/2018/R/com: Obblighi di comunicazione dei prezzi a carico degli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale.

La delibera prevede l'obbligo, per i venditori EE, di comunicare ad ARERA, a partire dai dati di competenza del I° semestre 2019, entro 45 giorni dal termine di ogni semestre, i dati relativi ai prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica sul mercato finale (e alle principali variabili a essi correlate), disaggregati in base alle caratteristiche indicate nella stessa delibera. Rispetto alle rilevazioni attualmente previste da Del. ARG/elt 167/08 ARERA ritiene di aver semplificato l'iter adottando una minore periodicità di raccolta (da rilevazione trimestrale a semestrale) e di frequenza delle osservazioni (dettaglio info da mensile a trimestrale); eliminando la richiesta di valori al netto delle rettifiche; eliminando il numero di POD fatturati (pro-die) e serviti a fine mese. Alcune informazioni aggiuntive risulteranno infatti recuperabili direttamente tramite il Sistema Informativo Integrato (SII). Il venditore deve adeguare la rilevazione ed elaborazione dei dati relativi ai prezzi medi di fornitura in base alle nuove caratteristiche indicate da ARERA; valutare l'opportunità di implementare nuove funzionalità/routine nei propri sistemi informativi al fine di agevolare le procedure di estrazione dei dati e trasmissione da ARERA; adeguare le proprie procedure di trasmissione in base alle nuove scadenze stabilite da ARERA; monitorare il sito ARERA al fine di identificare le modalità di trasmissione dei dati.

Delibera 264/2018/R/com: Interventi urgenti sulle misure transitorie in materia di fatturazione e misura nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica, adottate con deliberazione dell'Autorità 97/2018/R/com.

La delibera regola la prescrizione degli importi fatturati ai clienti in conseguenza di conguagli per rettifiche operate dal distributore poiché la *Legge Bilancio 2018* stabilisce che la prescrizione biennale opera relativamente a tutti i rapporti della filiera, compreso quindi quello tra distributore e venditore. Onde evitare interventi regolatori "complessi" inconciliabili con la transitorietà e urgenza delle previsioni della delibera 97/2018/R/com ARERA ritiene pertanto (in via transitoria) che nei casi di emissione di fatturazione di conguaglio derivante da rettifica imputabile all'impresa distributrice, per la quale il cliente eccepisca la prescrizione del corrispettivo fatturato e pertanto non proceda al pagamento, il venditore possa richiedere al distributore la rideterminazione degli importi; lo storno delle fatture interessate; la restituzione delle somme eventualmente versate in eccesso. Tale intervento consente pertanto al venditore il riconoscimento dei diritti previsti dalla *Legge Bilancio 2018* rispetto alla responsabilità del distributore di eventuale rettifica dei consumi risalenti a più di due anni prima; di derogare alla fatturazione delle somme corrispondenti nei confronti dei clienti finali. Il Venditore deve valutare la necessità di interventi rispetto a procedure/prassi di gestione dati di misura; procedure/prassi di fatturazione attiva; procedure/prassi di gestione della fatturazione passiva; procedure/prassi di gestione reclami; procedure/prassi di gestione recupero credito; sistemi informativi; adottare e implementare, a valle delle valutazioni di cui al punto precedente, un adeguato piano di intervento; predisporre adeguate attività informative/formative nei confronti del personale coinvolto dalle attività di fatturazione, gestione reclami e recupero del credito.

Delibera 77/2018/R/com: Riforma del processo di switching nel mercato retail.

La delibera modifica l'art. 3.1 dell'Allegato della delibera 487/2015/R/eel "*Disposizioni funzionali all'esecuzione di un contratto di fornitura concluso con una nuova controparte commerciale da parte di un cliente finale titolare di un punto di prelievo attivo*". Quest'ultimo prevedeva che nel caso di conclusione di un contratto di fornitura con un cliente finale già titolare del POD (switching) la nuova controparte commerciale dovesse dar seguito alle procedure di switch qualora, tra gli altri, "*assolti gli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura*". Tale obbligo viene meno in caso di procedura di

switch a valle della Legge Concorrenza 2017 che prevede espressamente, all'art. 1.70, la non applicazione delle disposizioni dell'art. 5 del D. L. 47/2014 relativamente alla verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale è richiesta la fornitura. Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di modifiche rispetto ai testi dei propri contratti di fornitura, alle procedure di acquisizione e gestione dei contratti/clienti.

Determina 3/2018 – DMRT: Offerte PLACET: Monitoraggio Reportistica.

La Determina ribadisce le responsabilità in capo al Gestore del SII, già definite nella Del. 848/2017/R/com, in merito alla verifica del rispetto, da parte dei venditori di energia elettrica e gas naturale, dell'obbligo di trasmissione e aggiornamento tempestivo delle *Offerte PLACET* nei confronti del SII; comunicazione ad ARERA degli esiti delle verifiche comprensivi dell'elenco dei venditori inadempienti per eventuali seguiti; stabilisce che i parametri oggetto delle verifiche dovranno essere espressi secondo distinte dimensioni. Il Venditore che non vi ha ancora provveduto deve predisporre tempestivamente le *Offerte PLACET* a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi.

Delibera 288/2018/R/com: Obblighi in capo ai venditori ai fini del monitoraggio delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.).

La delibera dispone la necessità di informazioni in merito ai prezzi e al numero di contratti sottoscritti. A tal fine vengono indentificati un campione significativo di soggetti obbligati ai sensi del TIMR a fornire statistiche sul numero complessivo di clienti titolari di un contratto *PLACET* per il quale risulta attivata la fornitura nel mese; il numero di contratti *PLACET* risolti, con tempistiche predefinite. L'obbligo impone di fornire i dati entro il mese successivo al termine del trimestre, con competenza dal 1 marzo 2018. I dati devono essere forniti con distinzione per settore (commodity) di riferimento; tipologia di prezzo applicato (fisso o variabile); tipologia di cliente; mese di competenza; regione di ubicazione del POD/PDR. L'Acquirente Unico si occuperà del supporto informativo nella fase di rilevazione dei dati; per la trasmissione delle informazioni sui prezzi delle *Offerte PLACET* secondo le disposizioni di successiva Determina DMRT. Tutti i Venditori che non vi hanno ancora provveduto, devono predisporre tempestivamente le *Offerte PLACET* a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche da proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi e le proprie procedure/prassi gestionali (*front e back office*) per gestire anche la nuova tipologia di offerte. I Venditori obbligati ai sensi del TIMR devono valutare i necessari adeguamenti ai propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; valutare i necessari adeguamenti alle proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste; monitorare la pubblicazione delle ulteriori specifiche da parte di ARERA.

Delibera 312/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato per le popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi.

La delibera stabilisce la proroga automatica al 1 gennaio 2019 del periodo di sospensione dei termini di pagamento per utenze site nelle SAE, ovvero nei MAPRE, comprese forniture relative ai servizi generali; delle utenze site nelle aree di accoglienza temporanea alle popolazioni colpite allestite dai Comuni e site negli immobili ad uso abitativo per assistenza alla popolazione; dei soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, con trasmissione agli enti competenti art. 12.2). Stabilisce inoltre la proroga al 31 marzo 2019 del termine per la richiesta dell'anticipazione a CSEA, da parte dei venditori oggetto di una comprovata criticità finanziaria, degli importi relativi non solo alle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi, ma anche a quelle per le quali i termini di emissione sono stati prorogati. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare l'opportunità di sfruttare le proroghe previste per quanto attiene, in particolare, la richiesta di anticipazione a CSEA in caso di comprovata criticità finanziaria; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 9/2018 – DACU: Modifiche al Regolamento del Portale Operatori-Gestori e al Manuale utente di cui alla determinazione 5 gennaio 2017, 1/DCCA/2017.

ARERA, rispetto alla versione precedente, con il nuovo *Regolamento Portale* conferma sostanzialmente i requisiti già in precedenza definiti per quanto attiene i soggetti operanti nei settori gas ed energia elettrica; estende, anche al settore idrico, le procedure di scambio di documenti e informazioni nell'ambito delle attività svolte dallo *Sportello*; apporta modifiche alla denominazione di ARERA e *Sportello*, conformemente con l'evoluzione intervenuta dal 2018. Non sono rilevabili variazioni sostanziali rispetto ai requisiti previsti dal *Regolamento Portale*. Per quanto riguarda il *Manuale Portale* le modifiche riguardano in particolare i servizi offerti dal Portale con l'introduzione della sezione *Nuovi solleciti ricevuti* ove poter consultare ed effettuare il download dei solleciti inviati dallo *Sportello* a seguito di eventuali risposte assenti da parte dell'Operatore (*Sportello* procede a massimo due solleciti); allineamento alla nuova disciplina dai contratti contestati (TIRV) rispetto alla precedente dei contratti non richiesti; eliminazione delle funzionalità di *Aggiornamento massivo del campo note*. Più in generale il *Manuale Portale* fornisce indicazioni in merito ai requisiti SW necessari e modalità per l'accesso al Portale; modalità operative di gestione dei servizi offerti dal Portale, per ciascuna sezione identificata; funzionalità di estrazione report; servizio help desk; report PEC giornaliero. Il Venditore deve valutare l'efficacia delle proprie procedure di gestione dei reclami al fine di identificare eventuali non conformità regolatorie e/o inefficienze gestionali ed anticipare il rischio di incorrere nell'utilizzo, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela a disposizione (*Sportello e Servizio Conciliazione*); definire ed implementare, a valle delle verifiche di cui sopra, un piano di risoluzione di eventuali criticità e/o modifica delle proprie procedure gestionali con l'obiettivo di rispettare i requisiti regolatori imposti, in particolare, dalla disciplina della qualità commerciale di cui al TIQV (Del. 413/2016/R/com); ottimizzare il livello di customer satisfaction nei confronti dei clienti; evitare le conseguenze di avvalimento, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela; valutare più in generale eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 5/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

La determina prevede in particolare la sostituzione da 1 luglio 2018 della Tabella dell'Allegato B della Delibera ARG/elt 8/10 con Tabella 1 dell'Allegato "005-18dmrt_tab.xlsx" (Prezzi per cliente tipo); la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.16.8 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dal 1 luglio 2018, per i clienti finali domestici di energia elettrica, come riportati in Tabella 2 dell'Allegato "005-18dmrt_tab.xlsx". L'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio elettrico (potenza impegnata 3kW, abitazione di residenza anagrafica, consumo pari a 2.700 kWh/anno) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dal 1 luglio 2018. Il venditore operante sul mercato libero deve aggiornare le *Schede di confrontabilità* della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 16.8 del *Codice di Condotta Commerciale*, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 13 luglio 2018).

Delibera 359/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 luglio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

Gli aggiornamenti riguardano in particolare la componente ASOS, per i POD non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabella 1 Allegato "359-18tab.xls") e per i POD nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabelle 2, 3, 4 e 5 Allegato "359-18tab.xls"); la componente ARIM, riportata nella Tabella 6 Allegato "359-18tab.xls"; componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per la società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A., aggiornate nella Tabella 7 Allegato "359-18tab.xls"; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per i soggetti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, aggiornate nella Tabella 8 Allegato "359-18tab.xls". Per quanto attiene le componenti UC3 e UC6 per le altre tipologie di soggetti, ARERA conferma i valori già in vigore dal 1 gennaio 2018 come riportati nella Tabella 7 Delibera 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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.

Delibera 363/2018/R/eel: Aggiornamento, in riduzione, del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico e del corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia, a decorrere dal 1 luglio 2018.

Gli aggiornamenti, in vigore dal 1 luglio 2018, riguardano in particolare il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (art. 73 Del. 111/06) il cui valore è riportato nella Tabella 3 della Del. 111/06; corrispettivo unitario di reintegrazione oneri salvaguardia (art. 25bis TIS) i cui valori, differenziati per POD serviti o meno in salvaguardia, sono riportati nella Tabella 11 TIS. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi alle offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; alle *offerte PLACET* per le quali è prevista l'applicazione di corrispettivo di cui all'art. 73 Del. 111/06 per tutte le tipologie di offerta; di corrispettivo di cui all'art. 25bis TIS per le offerte rivolte a clienti non domestici aventi diritto alla salvaguardia; devono inoltre aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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.

Delibera 364/2018/R/eel: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela e modifiche al Tiv.

La delibera aggiorna l'elemento PE (Prezzo Energia) riportato nelle Tabelle 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 dell'Allegato "364-18tab.xlsx"; l'elemento PD (Prezzo Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 dell'Allegato "364-18tab.xlsx"; il corrispettivo PED (Prezzo Energia e Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 dell'Allegato "364-18tab.xlsx"; il corrispettivo PPE (Prezzo Perequazione Energia) riportato nelle Tabelle 4.1 e 4.2 dell'Allegato "364-18tab.xlsx". Gli aggiornamenti riguardano anche il corrispettivo PCV (Prezzo commercializzazione vendita) i cui valori sono stati confermati (Tabella 1 TIV); il corrispettivo *DISPBT* (Componente di dispacciamento) relativamente a POD nella titolarità di clienti finali domestici per alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica (Tabella 3bis.b TIV). Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto del servizio di maggior tutela; delle offerte commerciali sul mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (es. sconto su maggior tutela); delle offerte nell'ambito della *Tutela SIMILE*; deve, inoltre, aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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.

Del. 366/2018/R/com: Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale.

La delibera ha come obiettivo *"effettuare interventi di armonizzazione e semplificazione della disciplina delle schede di confrontabilità del Codice di condotta commerciale al fine di ottimizzare tale strumento e renderlo ancora più intuitivo e chiaro, anche per agevolare e aumentare la capacitazione del cliente finale domestico in vista del superamento delle tutele di prezzo, garantendo al contempo la coerenza con i criteri del Portale Offerte"* con il nuovo *Codice di Condotta Commerciale*. Pertanto ha modificato i criteri di comunicazione delle informazioni sugli sconti relative alla spesa complessiva e, in dettaglio: l'inclusione nel calcolo della stessa degli sconti applicati automaticamente in virtù dell'adesione all'offerta (inclusi gli sconti percepiti dal cliente qualora questo non risolva il contratto prima di 12 mesi) maturati nel corso dei primi 12 mesi di fornitura, indipendentemente dalla durata del contratto; la conferma dell'esclusione dal calcolo della spesa annua stimata di sconti o bonus applicati solo al verificarsi di particolari condizioni previste dal contratto di fornitura o che non concorrano alla decurtazione della base imponibile; la facoltà del venditore di fornire separata evidenza della spesa complessiva annua associata al verificarsi di tali "particolari" condizioni (art. 9.1.1.); l'esclusione dell'obbligo di consegna delle *Schede di Confrontabilità* per le offerte non generalizzate. La *Scheda di Confrontabilità* per clienti finali domestici di energia elettrica deve riguardare l'aggiornamento di componenti a corrispettivo variabile, la medesima metodologia di calcolo della spesa complessiva annuale adottata da ARERA nell'art. 17 dell'Allegato A della Del.51/2018/R/com ovvero del medesimo criterio previsto dal Regolamento del Portale Offerte. Il venditore deve modificare il format delle Schede di Confrontabilità, che devono essere redatte per ciascuna offerta commerciale rientrante nell'ambito del *Codice di Condotta Commerciale* e messe a disposizione dei clienti domestici

in fase pre-contrattuale; la *Nota Informativa* da consegnare ai clienti finali, previa compilazione, in fase pre-contrattuale; deve modificare le procedure di calcolo della spesa complessiva annua riportata nelle *Schede di Confrontabilità* relative alle offerte a corrispettivo variabile e di conseguenza le procedure di aggiornamento periodico delle *Schede* stesse.

Determina 6/2018 – DMRT: Attività di monitoraggio dei contratti relativi alle offerte P.L.A.C.E.T. (Disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, offerte P.L.A.C.E.T.).

La Determina 6/2018 – DMRT nell'Allegato 1 definisce in dettaglio i dati che i *venditori obbligati TIMR* sono tenuti a trasmettere ad AU, con competenza a partire dal 1 marzo 2018 identificandoli in nuovi punti serviti in OP ovvero numero di POD/PDR complessivo in relazione ai quali, a partire dal mese di riferimento, è stata attivata la fornitura nell'ambito di un'Offerta *PLACET* (OP) a seguito di cambio di Controparte Commerciale; voltura nuova attivazione o riattivazione di un POD/PDR precedentemente disattivato; rinegoziazione con la propria Controparte Commerciale (cambio offerta anche nell'ambito della stessa *PLACET*); risoluzioni contrattuali; conferma l'ambito di applicazione oggettivo della raccolta dati, così come previsto da *PLACET*, che è pertanto rivolta a: (EE) clienti domestici e non domestici, limitatamente ai POD connessi in bassa tensione; (GAS) clienti domestici, altri usi e condomini uso domestico limitatamente ai PDR con consumi annui complessivamente non superiori a 200.000 Smc. Sono esclusi dall'ambito della raccolta dati i clienti multisito, qualora almeno un punto non ricada nell'ambito di applicazione di cui sopra; i clienti titolari di forniture destinate ad amministrazioni pubbliche. La determina ribadisce che i dati debbano essere rilevati a consuntivo e tenendo conto della distinzione per settore di riferimento, tipologia di prezzo applicato, tipologia di cliente, mese di competenza e regione di ubicazione del POD/PDR; prevede in particolare che i *venditori obbligati TIMR* debbano trasmettere i dati all'AU attraverso la compilazione dei *Moduli standard* di cui agli Allegati 2-7; compilando un *Modulo standard* per ciascun settore di competenza (EE e GAS); esclusivamente a mezzo mail; con periodicità specifica. Il venditore, nel caso in cui non avesse ancora provveduto, deve predisporre tempestivamente le *Offerte PLACET* a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti, nell'ambito del Portale Offerte attivo per la consultazione delle offerte da parte dei clienti finali dal 1 luglio 2018; se obbligato ai sensi del TIMR è tenuto a valutare i necessari adeguamenti a propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste.

Delibera 355/2018/R/com: Efficientamento e armonizzazione della disciplina in tema di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità – Testo Integrato Conciliazione (TICO).

Il provvedimento si pone come corollario alla disciplina di gestione delle controversie di primo livello già introdotta dal *Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV – Del. 413/2016/R/com), per quanto attiene i reclami dei clienti finali alimentati in bassa pressione (GAS) e/o bassa e media tensione (EE); ed è inserito nel perimetro dell'obiettivo strategico OS 19 "*Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie*"; fa seguito in particolare alla Delibera 209/2016/E/com2 che prevede l'entrata in vigore del *Testo Integrato Conciliazione* (TICO) dal 1 gennaio 2017 e disciplina il secondo livello di gestione delle controversie tra clienti finali e venditori/distributori (Del. 383/2016/E/com) con cui è stato adottato il *Regolamento* che modifica l'avvalimento dell'Acquirente Unico per la gestione efficiente dei reclami e delle procedure di conciliazione, dando attuazione alla riforma dell'attuale architettura di gestione dei reclami di seconda istanza o controversie (cosiddetto *secondo livello di risoluzione*). Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adeguamento delle proprie procedure di gestione del post-vendita (informazioni/reclami), per garantire la compliance regolatoria agendo in particolare sul secondo livello di tutela di risoluzione delle controversie, tenendo conto dell'entrata in vigore differenziata della *Disciplina transitoria* TICO; *Disciplina a regime* TICO; deve, inoltre, valutare la necessità di integrazione/modifica dei contratti di fornitura.

Delibera 406/2018/R/com: Entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

La delibera modifica l'art. 12.5 del TISIND, precisando le modalità di funzionamento del sistema indennitario e le eventuali restituzioni nel caso di saldo dell'intera posizione debitoria da parte del cliente finale. ARERA fissa le date di entrata in vigore della disciplina del Sistema Indennitario a regime stabilendo che la

stessa sia applicabile per il settore elettrico a partire dal 1 dicembre 2018; per il settore del gas naturale dal 1 giugno 2019. Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adottare procedure/prassi per l'adesione al nuovo Sistema Indennitario e la conseguente gestione delle richieste di indennizzo, anche con riferimento alla fase di migrazione transitoria nel settore elettrico; valutare le necessarie modifiche ed impatti rispetto alle attuali procedure/prassi, se già adottate, di gestione del Sistema Indennitario al fine di allinearle alla nuova regolazione nel settore elettrico; valutare di adottare procedure/prassi di gestione del Sistema Indennitario nel settore del gas naturale; adeguare di conseguenza i propri sistemi informativi per garantire una gestione il più possibile automatizzata e fluida dei dati; tenere monitorato il sito del Gestore del SII per accertarsi tempestivamente di pubblicazione delle Specifiche Tecniche aggiornate; data inizio delle operazioni di migrazione delle pratiche di richiesta di indennizzo eventualmente inoltrate.

Delibera 416/2018/R/com: Modifiche all'articolo 1 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale.

Al fine di migliorare l'efficienza e la comparabilità dei diversi sistemi di monitoraggio del mercato retail adottati nei vari provvedimenti oggi in vigore, ARERA ha stabilito di apportare un'integrazione alla definizione di "Tipologia di cliente finale" di cui all'art. 1 TIQV. La modifica consiste nella sostituzione della generica tipologia *cliente finale di gas naturale in bassa pressione* in: *cliente finale di gas naturale in bassa pressione, domestico; condominio con uso domestico in bassa pressione; attività di servizio pubblico in bassa pressione; cliente finale di gas naturale in bassa pressione, per usi diversi*. La modifica si limita pertanto alla sola esplicitazione di un maggiore dettaglio per tipologia, mantenendo il riferimento, a un lato, alle sole forniture in bassa pressione, dall'altro, a qualsiasi livello di consumo. Nell'ambito degli incontri tecnici previsti dalla Del. 413/2016/R/com per la presentazione e discussione dell'articolazione definitiva del Rapporto reclami di cui all'art. 39 TIQV tale modifica è stata in precedenza condivisa da ARERA con le Associazioni rappresentative degli operatori; queste ultime hanno espresso parere sostanzialmente positivo pur indicando la necessità di tempi adeguati per i necessari aggiornamenti ai sistemi informativi. Per rispettare tale richiesta l'entrata in vigore della modifica è fissata al 1 gennaio 2019. ARERA dovrà provvedere anche all'aggiornamento della Det. 7/2017 – DACU. Il venditore deve valutare gli impatti sui propri sistemi informativi e sulle procedure di gestione della qualità commerciale (es. registrazione reclami); adottare e implementare un piano idoneo a garantire nei tempi previsti il rispetto delle nuove specifiche.

Delibera 430/2018/R/eel: Estensione del procedimento in tema di garanzie ed esazione degli oneri generali di sistema per il settore elettrico, avviato con deliberazione dell'Autorità 109/2017/R/eel, in ottemperanza alle sentenze del Tar Lombardia 237/2017, 238/2017, 243/2017 e 244/2017.

La delibera fissa al 30 giugno 2019 il nuovo termine per la conclusione del procedimento avviato con la Del. 109/2017/R/eel, poiché la riforma strutturale dell'intero assetto degli oneri generali di sistema auspicata dal legislatore nazionale, che dovrebbe risolvere le attuali complessità, risulta particolarmente complessa e quindi di non immediata realizzazione; i molteplici interessi in gioco di ciascuna delle parti interessate, spesso contrastati, necessitano tempistiche istruttorie decisamente più dilatate per addivenire a soluzioni di riforma organica, non frammentate o limitate ai soli aspetti oggetto delle sentenze del giudice amministrativo. Il venditore è tenuto, se utente del trasporto, a monitorare l'evoluzione della disciplina tenendo in considerazione che data la delicatezza della stessa è ipotizzabile, come in parte già avvenuto, un sostanziale ricorso alla giustizia amministrativa.

Delibera 442/2018/R/com: Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e di gestione del ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati in relazione all'emergenza conseguente al crollo del Ponte Morandi a Genova.

La delibera sospende i termini di pagamento relativi a utenze già attive (riguarda fatture/avvisi di pagamento emesse/i o da emettere con scadenza a partire dal 14 agosto 2018, comprese eventuali prestazioni di disattivazione fornitura), per 12 mesi a decorrere dal 15 agosto 2018; riguarda i settori gas naturale, energia elettrica, il servizio idrico integrato, la fornitura di gas diversi da naturale distribuiti a mezzo rete e il ciclo integrato dei rifiuti). Riguarda le utenze degli edifici siti in Genova Via Porro 5, 6, 6A, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16 e in Via Campasso 39 e 41, nonché ad ulteriori utenze interessate ed individuate da successivi provvedimenti delle autorità competenti. Il venditore è tenuto a verificare la presenza, tra i propri clienti, di soggetti colpiti dal DPCM 15 agosto 2018, cui rivolgere i primi interventi urgenti; in caso di presenza di soggetti interessati, deve adeguare le proprie procedure inerenti ai processi di fatturazione, pagamento e gestione credito; monitorare la pubblicazione dei provvedimenti con cui ARERA (e/o altre autorità) deliberano in merito.

Delibera 449/2018/R/eel: Completamento della disciplina di Tutela SIMILE: offerta PLACET da applicare in occasione dei rinnovi successivi al primo ai clienti in Tutela SIMILE.

La delibera introduce alcune variazioni alla disciplina della *Tutela SIMILE* disponendo la modifica della comunicazione di preavviso di scadenza dell'annualità di fornitura in *Tutela SIMILE*. Il Fornitore ammesso, in vista del termine del servizio di Maggior Tutela, sarà tenuto a informare il cliente finale della possibilità di rientro in Maggior Tutela specificando però che tale possibilità sarà mantenuta solo fino alla sua definitiva rimozione ai sensi della legge; (art. 11.7) l'introduzione di una procedura più completa rispetto a quella prevista dal precedente art.11.6.f (che è pertanto abrogato) rispetto alla comunicazione che il fornitore ammesso deve effettuare nei confronti del cliente al termine della seconda annualità in *Tutela SIMILE*. Tale comunicazione deve essere inviata con un preavviso di 3 (tre) mesi rispetto alla scadenza della seconda annualità di fornitura in *Tutela SIMILE*. Il venditore, se Fornitore ammesso alla *Tutela SIMILE*, deve gestire le comunicazioni di preavviso scadenza annualità da inviare ai clienti tenendo conto delle novità introdotte.

Determina 7/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, delle schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

La determina aggiorna *per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, le Schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale*. In particolare ARERA dà seguito, per il trimestre ottobre – dicembre 2018, alla previsione di cui alla Del. 388/2012/R/com secondo cui a partire dal 1 ottobre 2012 nella sezione “Operatori” del proprio sito internet sono disponibili i valori relativi alla stima della spesa annua complessiva escluse imposte di cui all’art. 16.6 del *Codice di Condotta Commerciale*, come previsti dalle *Schede di confrontabilità* della spesa, che devono essere obbligatoriamente messe a disposizione dei clienti finali domestici oggetto di offerta contrattuale di energia elettrica su mercato libero; definisce per la prima volta il profilo tipo di un cliente domestico. Il venditore operante sul mercato libero deve aggiornare le *Schede di confrontabilità* della spesa prevista per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l’aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell’art. 16.6 del *Codice di Condotta Commerciale*, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 15 ottobre 2018). Dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo *Codice di Condotta Commerciale* e i relativi nuovi modelli di *Scheda di confrontabilità* (Del. 366/2018/R/com).

Delibera 475/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

La delibera conferma la componente ASOS, per i POD non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia e per i POD nella titolarità di imprese a forte consumo di energia; la componente ARIM; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per la società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A.; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per i soggetti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore. Per quanto attiene le componenti UC3 e UC6 per le altre tipologie di soggetti, ARERA conferma nuovamente i valori in vigore dal 1 gennaio 2018 come riportati nella Tabella 7 Del. 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l’applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo *Codice di Condotta Commerciale* e i relativi nuovi modelli di *Scheda di confrontabilità* (Del.366/2018/R/com).

Delibera 478/2018/R/eel: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell’energia elettrica in maggior tutela.

La delibera aggiorna l’elemento PE (Prezzo Energia) riportato nelle Tabelle 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 dell’Allegato “478-18all.xlsx”; l’elemento PD (Prezzo Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 dell’Allegato “478-18all.xlsx”; corrispettivo PED (Prezzo Energia e dispacciamento) riportato nelle Tabelle 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 dell’Allegato “478-18all.xlsx”; il corrispettivo PPE (Prezzo Perequazione Energia) riportato nelle Tabelle 4.1 e 4.2 dell’Allegato “478-18all.xlsx”. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di maggior tutela; le offerte commerciali sul mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (es. sconto su maggior tutela); le offerte nell’ambito della *Tutela SIMILE*. Inoltre deve aggiornare 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, per effetto delle nuove componenti; 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. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del.366/2018/R/com).

Delibera 569/2018/R/com: Disposizioni per il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni.

La delibera prevede misure di rafforzamento delle tutele dei clienti finali per i casi di fatturazione di importi per i settori di energia elettrica e di gas naturale riferiti a consumi risalenti a più di due anni; l'individuazione dell'ambito di applicazione soggettivo della *Disciplina della prescrizione biennale* con espresso richiamo alle tipologie di POD/PDR previste rispettivamente dal TIV/TIVG, ovvero riconducibili per l'energia elettrica ai clienti finali domestici allacciati in Bassa Tensione (art. 2.3.a TIV); clienti finali non domestici allacciati in Bassa Tensione diversi da illuminazione pubblica (art. 2.3.c TIV); per i clienti gas metano ai clienti finali domestici (art. 2.3.a TIVG); ai condomini per uso domestico (art. 2.3.b TIVG); alle attività del servizio pubblico (art. 2.3.c TIVG); agli usi diversi (art. 2.3.d TIVG). In aggiunta è previsto che il provvedimento non si applichi in caso di consumi complessivi annui di gas naturale superiori a 200.000 Smc; clienti multisito, nel caso in cui almeno un POD/PDR non si trovi in una delle condizioni di cui sopra; forniture destinate alle amministrazioni pubbliche. L'individuazione, ai fini della determinazione dei consumi risalenti a più di due anni, del *criterio pro-die* per l'attribuzione dei consumi su base giornaliera, considerando quindi convenzionalmente costante il consumo nel periodo. Il Venditore è tenuto a dare adeguata evidenza della presenza in fattura di tali importi, in modo che siano adeguatamente differenziati dagli importi relativi a consumi risalenti a meno di due anni, alternativamente: emettendo una fattura contenente esclusivamente gli importi per consumi risalenti a più di due anni; dando separata e chiara evidenza degli importi per consumi risalenti a più di due anni all'interno di una fattura di periodo o chiusura relativa anche a consumi risalenti a meno di due anni; integrare la fattura recante gli importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni con una pagina iniziale aggiuntiva contenente specifico avviso; l'ammontare degli importi oggetto di prescrizione; una sezione recante un format che il cliente finale può utilizzare al fine di eccepire l'intervenuta prescrizione, l'indicazione di un recapito postale o fax e una modalità telematica o indirizzo di posta elettronica del Venditore, a cui inviare il format o un eventuale testo redatto dal cliente finale con cui manifesti la volontà di eccepire la prescrizione.

Delibera 587/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato a sostegno delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi.

La delibera definisce specifiche misure straordinarie per le forniture dei Comuni colpiti dal sisma del 21 agosto 2017. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Delibera 626/2018/R/eel: Ulteriore differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/ee.

L'ulteriore differimento dell'attuazione della terza fase della riforma tariffaria elettrica, ossia riguardante in particolare l'applicazione anche ai corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema di una struttura tariffaria non progressiva ma differenziata tra clienti residenti e non residenti, è frutto di valutazioni rispetto al fatto che non possa essere rinviato oltre il 1 gennaio 2019 il percorso di recupero del mancato gettito derivante dalle misure straordinarie adottate nel corso del III e IV trimestre 2018 con Del. 359/2018/R/com e Del. 475/2018/R/com. È infatti sostanzialmente impossibile diluire nel tempo l'impatto di tale recupero sui clienti finali senza sussidi incrociati tra le diverse tipologie di utenza, in funzione del mancato gettito per la medesima tipologia; è quindi necessario mantenere corrispettivi tariffari caratterizzati dalla medesima struttura vigente nel III e IV trimestre 2018 per evitare redistribuzione di oneri, nella tipologia di utenza domestica, tra gruppi di clienti caratterizzati da diversi volumi di prelievo annuo; nel 2019 potranno essere adottati ulteriori provvedimenti previsti dalla Legge Concorrenza 2017 per rafforzare il livello di protezione delle fasce sociali più disagiate offerto dal Bonus elettrico. Per quanto attiene la componente DISPBT, a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, la delibera prevede il superamento della struttura progressiva applicata alle

forniture presso abitazioni di residenza anagrafica dei clienti domestici e pertanto dal 1 gennaio 2019 sarà applicata unicamente una quota fissa così come già avviene nel caso di forniture presso abitazioni diverse da quelle di residenza. Contestualmente è modificato l'art. 10.9 TIV.

COGENERAZIONE, MICRO COGENERAZIONE, TELERISCALDAMENTO, GESTIONE CALORE E FOTOVOLTAICO

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.

L'Autorità, con i primi interventi regolatori del settore, ha definito che 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 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. È previsto un regime semplificato di registrazione e 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. Come per gli altri settori regolati anche per questo settore esistono obblighi di unbundling per evitare il sussidio incrociato 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. Nel corso del 2018 ARERA ha pubblicato le due delibere di seguito indicate.

Deliberazione 411/2014/R/com: Disposizioni in tema di obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Il presente provvedimento definisce gli obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento in materia di Anagrafica Operatori e di Anagrafica Territoriale e le modalità di presentazione delle istanze di esclusione delle reti dalla regolazione dell'Autorità.

Delibera 661/2018/R/TLR: Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 – 31 dicembre 2021.

La deliberazione definisce la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 - dicembre 2021 e prevede l'avvio di un procedimento per la rivalutazione delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso stabilite dal TUAR ed alcune modifiche dello stesso.

0.4 ANDAMENTO DELLA GESTIONE

SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA

ANDAMENTO DELLE VENDITE

La società nel 2018 ha operato per il mantenimento dell'operatività acquisita, con contratti gestiti prossimi alle 200 mila unità. Purtroppo vincoli normativi non hanno permesso di sostituire, prima dell'inizio del 2019, il Responsabile marketing e vendite, dimessosi ad inizio 2017, obbligando la società a ridistribuire le competenze tra Dirigenti e Quadri. Nell'ultima parte del 2017 la società ha dovuto risolvere il contratto con l'agenzia storica in quanto, da qualche tempo, l'atteggiamento dei suoi agenti poteva determinare dei rischi di sanzioni. Questo ha comportato il mancato apporto di un numero consistente di nuovi contratti (circa 7000 unità) e quindi, l'impossibilità di incrementare i contratti gestiti per entrambe le attività.

La ricerca di nuove agenzie riscontra delle difficoltà a trovarne di interessate a lavorare su territori circoscritti. L'attività di ricerca ha permesso di definire comunque nuovi accordi; attualmente la società opera con due agenzie di vendita e 7 procacciatori.

Per quanto concerne l'operatività, il 2018 ha visto il sostanziale mantenimento dei contratti gas metano e la crescita dei contratti elettrici. La tabella sotto riportata evidenzia la situazione al 31.12.2018.

SINTESI NUMERO CLIENTI	Unità	31.12.2018	31.12.2017	Delta 2018-2017	%
AREA VENDITE					
Clienti gas metano		148.087	151.857	-3.770	-2,5%
di cui a mercato libero	pdr	50.797	45.433	5.364	11,8%
di cui a tariffa base	pdr	97.290	106.424	-9.134	-8,6%
Clienti elettrici		51.374	49.284	2.090	4,2%
di cui a mercato libero	pod	40.580	37.574	3.006	8,0%
di cui a mercato maggior tutela	pod	10.794	11.710	-916	-7,8%
Clienti tlr e gestione calore		532	504	28	5,6%
di cui privati	n.	256	253	3	1,2%
di cui condomini	n.	137	118	19	16,1%
di cui enti pubblici ed altre attività	n.	139	133	6	4,5%
Totale		199.993	201.645	-1.652	-0,8%

Dalla lettura della stessa si evince che la società ha incrementato i contratti gas metano mercato libero di oltre 5 mila unità; i contratti elettrici mercato libero di oltre 3 mila unità; i contratti della gestione impianti in tutti i segmenti. Per il settore della produzione di energia elettrica, calore e vapore si è puntato al consolidamento degli investimenti effettuati in passato e alla sperimentazione di nuovi servizi.

SINTESI QUANTITÀ VENDUTE	U.M.	31.12.2018	31.12.2017	Delta 2018-2017	%
AREA VENDITE					
gas metano	Mc/000	207.567	213.385	-5.818	-2,7%
energia elettrica	Mwhe	302.479	298.433	4.046	1,4%
GESTIONE IMPIANTI					
energia elettrica prodotta	Mwhe	26.512	33.538	-7.026	-20,9%
energia termica prodotta	Mwht	52.715	50.948	1.767	3,5%
vapore prodotto	Kg/000	11.052	10.512	540	5,1%

VENDITA GAS METANO

Le vendite di gas metano sono in flessione del 2,7%, nonostante un numero di contratti gestiti sostanzialmente stabile, a causa delle condizioni climatiche particolarmente miti, soprattutto nel mese di gennaio e nell'ultimo trimestre dell'anno. A questo occorre aggiungere che nel 2017 la società aveva ancora in gestione le utenze pubbliche degli enti locali passati verso l'operatore individuato da CONSIDIP, passaggio dovuto per legge. Nel corso del 2018 la competizione sui clienti industriali è stata particolarmente serrata, con competitor che hanno scommesso su prezzi in discesa e che, per le difficoltà riscontrate, verso fine anno, hanno abbandonato i propri clienti, permettendoci di acquisire, per il 2019, nuova clientela. La nostra società, per le caratteristiche intrinseche di soggetto territoriale di proprietà di enti pubblici, non gestisce il proprio portafoglio in modo speculativo; di converso, rappresenta per i clienti industriali un soggetto affidabile ed in grado di garantire prezzi di mercato. Questa politica ha permesso di garantire un rapporto continuativo con alcune importanti realtà industriali del territorio. L'impegno futuro consiste nell'essere costantemente vicini agli operatori del territorio con servizi e con prezzi competitivi, cercando di realizzare prodotti personalizzati.

VENDITA ENERGIA ELETTRICA

Le vendite di energia elettrica sono in incremento dell'1,4% nonostante la perdita dei clienti pubblici, ancora serviti nel corso del 2017. L'incremento dei volumi di vendita dell'energia elettrica deriva soprattutto dalla crescita dei clienti domestici in quanto, nel corso del 2018, sono stati confermati i clienti industriali già gestiti. La stagione estiva non particolarmente calda ha determinato la riduzione dell'uso dei sistemi di condizionamento delle abitazioni e degli uffici.

VENDITA DA GESTIONE IMPIANTI

La vendita di energia termica si è incrementata, nonostante l'andamento climatico mite del periodo invernale, grazie all'acquisizione di nuova clientela. La riduzione della produzione di energia elettrica è conseguenza dell'andamento delle quotazioni di mercato che in alcuni periodi dell'anno e in alcune ore della giornata non permettono di coprire i costi di gestione.

RISULTATI DELLA GESTIONE

I risultati della gestione operativa presentano un primo margine aziendale di 22,1 milioni di euro, in riduzione di 5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Alla riduzione di marginalità hanno contribuito la diminuzione dei volumi venduti nel settore del gas metano, dovuta all'andamento climatico sfavorevole, e il termine di percezione dei certificati verdi. L'area vendite presenta un risultato di primo margine pari a 20.079 migliaia di euro, in riduzione di 3.366 migliaia di euro rispetto all'anno precedente.

L'area gestione impianti presenta un risultato di primo margine pari a 2.053 migliaia di euro, in riduzione di 1.645 migliaia di euro rispetto all'anno precedente.

SINTESI PRIMO MARGINE (dati in €/000)	31.12.2018		31.12.2017		Delta 2018-2017	%
AREA VENDITE						
Ricavi	154.768		159.758		4.215	2,8%
Costi	-134.689		-127.108		-7.581	6,0%
Primo margine vendita	20.079	13,0%	23.445	15,6%	-3.366	-14,4%
GESTIONE IMPIANTI						
Ricavi	6,387		7.728		-1.341	-17,4%
Costi	-4.334		-4.030		-304	7,5%
Primo margine impianti	2.053	32,1%	3.698	47,9%	-1.645	-44,5%
Primo margine complessivo	22.132		27.143		-5.011	-18,5%

**MARGINI DA VENDITA
GAS METANO**

Il 2018 ha registrato una flessione del gas venduto pari al 2,7%, attestatosi a 207,6 milioni di Smc, rispetto ai 213,4 milioni di Smc dell'anno precedente. Il fatturato relativo alla vendita di gas metano è pari a 104,94 milioni di euro, in incremento di 3,22 milioni di euro (+ 3,2%), a seguito dell'incremento della tariffa unitaria di vendita. Il costo della materia prima e distribuzione è pari a 88,55 milioni di euro, maggiore di 6,97 milioni di euro rispetto al 2017. L'incremento di fatturato non compensa l'incremento del costo della materia prima e quota della distribuzione, determinando così una riduzione del primo margine di contribuzione, che è pari a 16,39 milioni di euro. La riduzione di margine è dovuta per:

- 1,1 milioni di euro ai minori volumi venduti;
- 0,7 milioni di euro al peggioramento delle condizioni di acquisto, compresa la stima dell'incidenza del nuovo sistema IN-OUT;
- 0,6 milioni di euro al fatto che vendendo meno volumi la componente variabile del trasporto (Qti) ha inciso unitariamente meno rispetto al Termine Fisso che si paga mensilmente in base alla prenotazione di Capacità Giornaliera (CG) di inizio anno termico, stimata ipotizzando un inverno climaticamente medio;
- 1,1 milioni di euro all'eliminazione della componente GRAD (0,57 c€/smc) a decorrere dal 01.01.2018;
- 0,2 milioni di euro a causa dell'introduzione della componente CRVST: a partire dal 01.07.2018 con delibera 782/2017/R/GAS, ARERA ha introdotto una nuova componente aggiuntiva della tariffa di trasporto pari a 0,27 c€/smc.

VENDITA GAS	31.12.2018		31.12.2017		Delta 2018-2017	
DATI FISICI	%	Mc '000	%	Mc '000	%	Mc '000
Gas metano venduto ai clienti	99,7	207.567	100,0	213.385	-2,7	-5.818
Gas metano acquistato	100,0	-208.205	100,0	-213.385	-2,4	5.180
Perdite di rete	-0,3	-638	0,0	0		-638
DATI ECONOMICI	%	Euro '000	%	Euro '000	%	Euro '000
Ricavi da vendita gas metano	100,0	104.938	100,0	101.720	3,2	3.218
Costi gas metano per i clienti	-78,2	-82.037	-71,4	-72.585	13	-9.452
Costo acquisti ingrosso	-6,2	-6.510	-8,8	-8.991	-27,6	2.481
Costi materia prima e distribuzione	-84,4	-88.547	-80,2	-81.576	8,5	-6.971
Primo margine di contribuzione	15,6	16.391	19,8	20.144	-18,6	-3.753
DATI UNITARI	eurocent/mc		eurocent/mc		%	eurocent/mc
Primo margine unitario	7,90		9,44		-16,4	-1,54

**MARGINI DA VENDITE
ENERGIA ELETTRICA**

I risultati della vendita di energia elettrica presentano un incremento dell'energia venduta, che si attesta a 302.479 Mwhe, in crescita del 1,4% rispetto al dato dell'anno precedente. Tali maggiori volumi di vendita trovano riscontro in un incremento dei ricavi pari a 49,83 milioni di euro (+ 997 migliaia di euro). Il costo della materia prima e della distribuzione è pari a 46,14 milioni di euro, cresciuto di 610 migliaia di euro rispetto all'esercizio precedente, in misura minore rispetto alla crescita dei ricavi, determinando così un miglioramento del primo margine di vendita. Infatti, il primo margine presenta risultati in crescita sia in termini assoluti con 3,69 milioni di euro (+ 387 migliaia di euro), sia in termini unitari con 12,19 euro/Mwhe.

VENDITA ENERGIA	31.12.2018		31.12.2017		Delta 2018-2017	
DATI FISICI	%	Mwhe	%	Mwhe	%	Mwhe
Energia elettrica venduta	93,7	302.479	93,6	298.433	1,4	4.046
Energia elettrica prodotta		-25.430		-32.098	-20,8	6.668
Energia elettrica acquistata		-297.463		-286.588	3,8	-10.875
Perdita di rete	6,3	-20.414	6,4	-20.253	0,8	-161
DATI ECONOMICI	%	Euro '000	%	Euro '000	%	Euro '000
Ricavi da vendita energia elettrica	100,0	49.830	100,0	48.833	2	997
Costi materia prima e distribuzione	-92,6	-46.142	-93,2	-45.532	1,3	-610
Primo margine di contribuzione	7,4	3.688	6,8	3.301	11,7	387
DATI UNITARI	Euro/mwhe		Euro/mwhe		%	Euro/mwhe
Primo margine unitario	12,19		11,06		10,2	1,13

**MARGINI DA PRODUZIONE
ENERGIA ELETTRICA,
TELERISCALDAMENTO,
GESTIONE CALORE**

Il settore presenta risultati in crescita in termini di calore venduto (+ 1.768 Mwht) e in riduzione in termini di energia elettrica venduta (-7.025 Mwhe). Complessivamente i ricavi si attestano a 6,39 milioni di euro, in riduzione di 1,34 milioni di euro. A fronte della minore produzione elettrica, si è ridotto l'acquisto di gas metano per 1 mln di mc, ma il costo della materia prima è salito a 4,33 milioni di euro a causa del maggior costo unitario di acquisto. Il primo margine è pari a 2,05 milioni di euro, in riduzione di 1,64 milioni di euro a causa del termine di fruizione dei certificati verdi (1,2 milioni di euro nel 2017) e del maggior costo di acquisto del gas, cui non è corrisposto pari incremento dei ricavi.

GESTIONE IMPIANTI	31.12.2018		31.12.2017		Delta 2018-2017	
DATI FISICI	%		%		%	
Materie prime utilizzate						
Gas metano utilizzato – Mc '000		12.406		13.402	-7,4	-996
Olio vegetale utilizzato – Kg '000		105		165	-36,4	-60
Energia elettrica utilizzata – Mwhe		963		751	28,2	212
Produzione venduta						
Energia elettrica venduta – Mwhe		26.513		33.538	-20,9	-7.025
Calore venduto – Mwht		52.716		50.948	3,5	1.768
Vapore venduto – Kg '000		11.052		10.512	5,1	540
Certificati verdi – numero		0		12.069	-100,0	-12.069
DATI ECONOMICI	%	Euro '000	%	Euro '000	%	Euro '000
Ricavi da vendite	100,0	6.387	100,0	7.728	-17,4	-1.341
Costi di materie prime	-67,9	-4.334	-52,1	-4.030	7,5	-304
Primo margine di contribuzione	32,1	2.053	47,9	3.698	-44,5	-1.645

**DATI ECONOMICI,
PATRIMONIALI E FINANZIARI
DELLA SOCIETÀ**

Nel seguente prospetto sono riportati e posti a confronto con quelli dell'anno precedente i principali dati di sintesi del conto economico riclassificato.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO	31.12.2018	%	31.12.2017	%	Delta 2018-2017	%
(Euro '000)						
Ricavi delle vendite delle prestazioni	158.686	98,8	154.824	97,8	3.862	2,5
Altri ricavi e proventi	1.950	1,2	3.515	2,2	-1.565	-44,5
Totale ricavi operativi	160.636	100,0	158.339	100,0	2.297	1,5
Costi operativi	-144.805	-90,1	-137.316	-86,7	-7.489	5,5
Valore aggiunto	15.831	9,9	21.023	13,3	-5.192	-24,7
Costo del personale	-5.255	-3,3	-6.055	-3,8	800	-13,2
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	10.576	6,6	14.968	9,5	-4.392	-29,3
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	208	0,1	0	0,0	208	0,0
MOL post partite non ricorrenti	10.784	6,7	14.968	9,5	-4.184	-28,0
Amm.ti e svalutaz. di immobilizzazioni	-2.413	-1,5	-2.773	-1,8	360	-13,0
Accant.ti per rischi su crediti e diversi	-1.503	-0,9	-3.409	-2,2	1.906	-55,9
Margine Operativo Netto (Ebit)	6.868	4,3	8.786	5,5	-1.918	-21,8
Risultato gestione finanziaria	20.225	12,6	736	0,5	19.489	2.648,0
Rettifiche di attività finanziarie	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Risultato ante imposte	27.093	16,9	9.522	6,0	17.571	184,5
Imposte sul reddito	-1.845	-1,1	-2.222	-1,4	377	-17,0
Risultato netto	25.248	15,7	7.300	4,6	17.948	245,9

I ricavi operativi ammontano a 160.636 migliaia di euro e segnano un incremento pari a circa 2,3 milioni di euro, dovuto primariamente a:

- incremento dei ricavi per circa 3,1 milioni di euro relativi all'attività di vendita gas, composto da:
 - maggiori ricavi per 4,7 milioni di euro, nonostante minori vendite di gas metano a clienti finali per oltre 5,8 milioni di mc.;
 - minori vendite sui mercati all'ingrosso, per oltre 14,8 milioni di mc, che hanno comportato una riduzione dei ricavi di circa 1,6 milioni di euro;
- incremento per circa 0,7 milioni di euro dei ricavi dell'attività di vendita energia elettrica, dovuto a:
 - aumento delle tariffe unitarie di vendita ai clienti finali, che ha comportato maggiori ricavi per 0,2 milioni di euro rispetto al dato 2017;
 - maggiori vendite per 4.046 Mwh, che hanno comportato un maggior fatturato di 0,7 milioni di euro rispetto al dato 2017;
 - minori ricavi dalle vendite di materia prima sui mercati all'ingrosso e perequazione per circa 0,2 milioni di euro;
- riduzione per circa 0,9 milioni di euro dei ricavi relativi all'attività di vendita calore e energia e gestione impianti.

VALORE AGGIUNTO

Il valore aggiunto è passato da 21.023 migliaia di euro del 2017 a 15.831 migliaia di euro del 2018 (-5.192 migliaia di euro), Il decremento è stato generato:

- da una diminuzione del primo margine dall'area vendite per 3.366 migliaia di euro (-3.753 migliaia di euro nella vendita gas, +387 migliaia di euro nella vendita di energia elettrica);
- da una riduzione del primo margine dell'area impianti per 1.645 migliaia di euro, principalmente dovuta all'esaurimento dei ricavi da certificati verdi per termine del periodo di fruizione;
- da un incremento degli altri costi operativi per 181 migliaia di euro.

COSTO DEL LAVORO

Il costo del lavoro è in riduzione e si attesta a 5.255 migliaia di euro rispetto a 6.055 migliaia di euro del 2017. La riduzione di costo, pari a 800 migliaia di euro, è legata al trasferimento del personale impiegato nei servizi amministrativi, facente parte di un ramo di azienda ceduto a AEB S.p.A. in data 1° ottobre 2018, nell'ambito della riorganizzazione delle attività del Gruppo. La presenza media è stata di 87,34 unità, in riduzione rispetto alle 98,79 unità dell'esercizio precedente, con un numero di dipendenti al 31.12.2018 pari a 70 unità rispetto alle 99 del 2017. Anche il costo medio, pari a 60,17 migliaia di euro, è in riduzione rispetto alle 61,29 migliaia di euro dell'esercizio precedente.

MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)

Il margine operativo lordo delle partite ricorrenti è passato da 14.968 migliaia di euro del 2017 a 10.576 migliaia di euro del 2018 (-4.392 migliaia di euro, pari a -29,3%).

La riduzione di EBITDA è causata da un minor contributo del primo margine dalle aree di business gestite, pari a 5.011 migliaia di euro, compensato da minori costi netti per 619 migliaia di euro, inclusa la riduzione di costo per il personale.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI E ACCANTONAMENTI

Gli ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti, pari a 3.916 migliaia di euro, in riduzione rispetto al dato 2017 (pari a 6.182 migliaia di euro), riguardano:

- per 2.138 migliaia di euro l'ammortamento delle immobilizzazioni materiali, a fronte di un dato 2017 di 2.252 migliaia di euro (-114 migliaia di euro);
- per 275 migliaia di euro l'ammortamento delle attività immateriali, a fronte di un dato 2017 di 521 migliaia di euro (-246 migliaia di Euro);
- per 495 migliaia di euro l'accantonamento a fondo svalutazione crediti, a fronte di un dato 2017 di 972 migliaia di euro (-477 migliaia di euro);
- per 1.008 migliaia di euro l'accantonamento a fondo per potenziali rischi, a fronte di un dato 2017 di 2.437 migliaia di euro (-1.429 migliaia di euro).

RISULTATO OPERATIVO (EBIT)

Il risultato operativo è passato da 8.786 migliaia di euro del 2017 a 6.868 migliaia di euro, comprensivo di una componente positiva non ripetibile per 208 migliaia di euro (-22% sul dato 2017).

INVESTIMENTI (art. 2428, comma 1, c.c.)

Gli investimenti ammontano a 951 migliaia di euro, suddivisi in 212 migliaia di euro per attività immateriali e 739 migliaia di euro per attività materiali. La tabella sottostante riporta il dettaglio degli investimenti.

INVESTIMENTI	U.M.	31.12.2018
Software per attività operative	k€	104
Spese incrementative su fabbricati di terzi e spese diverse	k€	108
Attività immateriali	k€	212
Impianti di micro-cogenerazione	k€	183
Impianti di cogenerazione e centrali principali	k€	109
Impianti fotovoltaici	k€	5
Rete, allacciamenti teleriscaldamento e sottocentrali	k€	309
Telecontrollo e Telefonia	k€	42
Hardware e Informatica	k€	32
Opere e arredi per sede	k€	59
Attività materiali	k€	739
Totale investimenti	k€	951

GESTIONE FINANZIARIA

Il risultato della gestione finanziaria è positivo per 20.225 migliaia di euro. La voce comprende la contabilizzazione di dividendi per 4.005 migliaia di euro (760 migliaia di euro nel 2017), di cui 285 migliaia di euro da RetiPiù (valore costante rispetto al 2017) e 3.720 migliaia di euro da Gelsia Ambiente (225 migliaia di euro nel 2017) per dividendo distribuito nell'ambito dell'operazione di ingresso nel capitale della società da parte del nuovo socio A2A Integrambiente S.r.l. Sono inoltre ricompresi proventi per 16.243 migliaia di euro, relativi per 1.984 migliaia di euro alla plusvalenza per la cessione della quota del 25% detenuta in Commerciale Gas & Luce S.r.l., per 2.050 migliaia di euro relativa alla plusvalenza derivante dall'operazione di assegnazione ai soci della partecipazione detenuta in Gelsia Ambiente S.r.l. e per 12.209 migliaia di euro relativa alla plusvalenza derivante dall'operazione di assegnazione ai soci della partecipazione detenuta in RetiPiù S.r.l. La componente finanziaria relativa agli interessi è risultata negativa per 23 mila euro (-24 mila euro nel 2017).

Analizzando le singole voci, sotto riportate, si evidenzia:

- diminuzione degli interessi passivi sui mutui, dai 92 mila euro del 2017 ai 72 mila euro del 2018;
- riduzione degli interessi attivi verso la clientela (dato 2018: 92 mila euro; dato 2017: 103 mila euro).
- aumento di interessi passivi su depositi cauzionali (dato 2018: 12 mila euro; dato 2017: 5 mila euro);
- invarianza degli interest cost (dato 2018: 29 mila euro; dato 2017: 29 mila euro);
- riduzione degli interessi dalla gestione della tesoreria e diversi (-2 mila euro nel 2018, -1 mila euro nel 2017).

**PROFILO PATRIMONIALE
E FINANZIARIO**

La società dispone di un capitale immobilizzato di 33,4 milioni di euro, integralmente coperto da mezzi propri, composto essenzialmente da impianti. Il capitale immobilizzato si è ridotto di 19,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente in ragione delle citate operazioni di riassetto societario, che hanno comportato la cessione della partecipazione nella società Commerciale Gas & Luce S.r.l. e la distribuzione dividendi in natura tramite assegnazione ai soci delle partecipazioni in RetiPiù S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l. Il capitale circolante netto, pari a 19,8 milioni di euro, è in calo rispetto al 2017 di 10,1 milioni di euro, essenzialmente per la riduzione dei crediti commerciali (-1,9 milioni di euro), l'aumento dei debiti commerciali (-0,8 milioni), l'incremento delle partite a credito verso l'Erario (+0,2 milioni di euro) e per il decremento di altre poste correnti (-7,6 milioni di euro, costituiti da una riduzione delle attività per 2,3 milioni di euro e da un aumento delle passività per 5,3 milioni di euro). Il patrimonio netto è in calo per 16,0 milioni di euro per effetto della distribuzione di riserve disponibile con assegnazione ai soci delle partecipazioni in società del Gruppo.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (Euro '000)	31.12.2018	%	31.12.2017	%	Delta 2018/2017	%
Immobilizzazioni materiali	25.588	48,1	27.040	32,8	-1.452	
Avviamenti	6.499	12,2	6.499	7,9	0	
Immobilizzazioni immateriali	903	1,7	953	1,2	-50	
Partecipazioni e altre attività finanziarie	0	0,0	22.726	27,6	-22.726	
Altre attività/(passività) non correnti	1.644	3,1	-1.677	-2,0	3.321	
Attività/(passività) fiscali differite	2.506	4,7	3.303	4,0	-797	
Fondi per il personale	-904	-1,7	-1.330	-1,6	426	
Altri fondi rischi	-2.799	-5,3	-5.040	-6,1	2.241	
Capitale immobilizzato	33.437	62,8	52.474	63,8	-19.037	-36,3
Rimanenze	2.117	4,0	2.051	2,5	66	
Crediti commerciali	54.116	101,7	55.991	67,8	-1.875	
Debiti commerciali	-32.408	-60,9	-31.551	-38,3	-857	
Crediti/(debiti) per imposte	1.287	2,4	1.122	1,4	165	
Altre attività/(passività) correnti	-5.312	-10,0	2.319	2,8	-7.631	
Capitale circolante	19.800	37,2	29.932	36,2	-10.132	-33,9
CAPITALE INVESTITO NETTO	53.237	100,0	82.406	100,0	-29.169	-35,4
Capitale	20.345	38,2	20.345	24,7	0	
Riserve e utili a nuovo	24.341	45,8	58.338	70,8	-33.997	
Utile d'esercizio	25.248	47,4	7.300	8,9	17.948	
Patrimonio netto	69.934	131,4	85.983	104,4	-16.049	-18,7
Finanziamenti a medio e lungo termine	132	0,2	7.837	9,4	-7.705	
Finanziamenti a breve termine	119	0,2	3.354	4,1	-3.235	
Attività finanziarie a breve	-12.750	-23,9	-11.980	-14,5	-770	
Disponibilità liquide	-4.198	-7,9	-2.788	-3,4	-1.410	
Posizione finanziaria netta	-16.697	-31,4	-3.577	-4,4	-13.120	366,8
FONTI DI FINANZIAMENTO	53.237	100,0	82.406	100,0	-29.169	-35,4

Di seguito si riportano la situazione patrimoniale e finanziaria della società e la posizione finanziaria netta, migliorata di 13,1 milioni di euro rispetto al 2017, soprattutto per una variazione positiva dei debiti verso banche (+10,8 milioni di euro), dovuta in gran parte al rimborso di due finanziamenti in essere.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	31.12.2018	%	31.12.2017	%	Delta 2018/2017	%
(Euro '000)						
Denaro e altri valori in cassa	0		2		-2	
Depositi bancari e postali	4.198		2.787		1.411	
Crediti verso controllante a breve termine	12.750		11.979		771	
Debiti verso banche a breve	0		-3.186		3.186	
Debiti verso altri finanziatori a breve	-119		-168		49	
Debiti verso controllante a breve termine	0		0		0	
PFN corrente	16.829	100,8	11.414	319,1	5.415	
Debiti verso banche a medio lungo termine	0		-7.588		7.588	
Debiti verso altri a medio lungo termine	-132		-249		117	
PFN non corrente	-132	-0,8	-7.837	-219,1	7.705	
PFN TOTALE	16.697	100,0	3.577	100,0	13.120	366,8
PFN / Patrimonio netto	-0,24		-0,04		-0,2	
PFN / Capitale investito netto	-0,31		-0,04		-0,27	
PFN / Ebitda	-1,58		-0,24		-1,34	

STRUTTURA OPERATIVA

La struttura organizzativa della società si è modificata nel corso dell'esercizio, in particolare per la cessione del ramo delle attività amministrative ad AEB S.p.A. avvenuto in data 1° ottobre 2018. La tabella sottostante riporta, per categoria, l'organico in forza al 31.12 e la presenza media nell'anno. Si segnala che tutti i dipendenti rientrano nel contratto Settore Gas-Acqua, e che nel dato di presenza media nell'anno, è ricompreso un impiegato con contratto di somministrazione lavoro (0,75 unità medie).

Organico	Numero di dipendenti in forza al		Presenza media nell'anno	
	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017
Dirigenti	0	3	2,25	3,00
Quadri	3	8	6,75	9,17
Impiegati	61	82	72,34	79,87
Operai	6	6	6,00	6,75
Totale	70	99	87,34	98,79

Nel corso del 2018 il numero dei dipendenti si è ridotto da 99 a 70 unità, con una presenza media che è passata da 98,79 a 87,34 unità. La struttura operativa sopra riportata consta di 3 quadri, 61 impiegati e 6 operai. La struttura dirigenziale è in distacco dalla capogruppo.

RELAZIONE DI GOVERNO

L'art.6 comma 2 del D.Lgs.175/2016 prevede che le società a controllo pubblico predispongano specifici programmi di valutazione del rischio di crisi aziendale e ne informino l'Assemblea nell'ambito della relazione prevista dal comma 4 dello stesso articolo. Tale valutazione va inserita nella relazione di governo che i Consigli devono predisporre annualmente, con il bilancio di esercizio. Il presente paragrafo tiene luogo della suddetta relazione di Governo. La stessa si articola su più fasi operative e di controlli: il sistema procedurale ed organizzativo dei controlli.

Sistema procedurale ed organizzativo dei controlli

Il sistema procedurale ed organizzativo dei controlli viene di seguito analizzato.

A) CORPORATE GOVERNANCE

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

A1) Organizzazione della società

La Società ha adottato 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 e della trasparenza (il “Piano”) per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell’integrità;
- Assemblea dei Soci a cui spettano le decisioni sui supremi atti di governo della Società, secondo quanto previsto dalla legge e dallo statuto vigente. La Società ha sottoscritto un accordo di direzione e coordinamento di Gruppo. La società è soggetta all’attività di direzione e coordinamento da parte della capogruppo AEB S.p.A.

A2) Organi di gestione e controllo operativi nella Società

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

A2.1) Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della Società e può compiere tutti gli atti che ritenga necessari o opportuni per il conseguimento dell’oggetto sociale, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all’assemblea dei Soci.

Nomina e durata in carica degli amministratori

La Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto da cinque membri. Lo statuto sociale vigente è stato oggetto di modifica con Assemblea dei Soci in data 24 gennaio 2017 per adeguare la composizione del Consiglio al D. Lgs. 175/2016, che prevede, di norma, l’Amministratore Unico o un Consiglio di Amministrazione composto da 3 o 5 membri. L’attuale Consiglio di Amministrazione resterà in carica fino alla data dell’assemblea convocata per l’approvazione del bilancio dell’esercizio al 31/12/2019.

A2.2) Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale della Vostra Società è stato nominato dall’Assemblea Ordinaria dei Soci in data 30/06/2017 e rimarrà in carica fino alla data dell’assemblea convocata per l’approvazione del bilancio dell’esercizio chiuso al 31/12/2019. Ha il compito di vigilare sulla gestione della Società e sulle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione.

A2.3) Revisore Legale

Il Bilancio di esercizio della Società è sottoposto a revisione legale da parte della società Bdo Italia S.p.A., che resterà in carica fino alla data dell’assemblea convocata per l’approvazione del bilancio dell’esercizio chiuso al 31/12/2019.

A2.4) Organismo di vigilanza

L’Organismo di Vigilanza è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 22 gennaio 2019 e rimarrà in carica fino alla data del 31 dicembre 2021. È formato da tre componenti, di cui due professionisti e dal responsabile del servizio Internal Audit, che si rapportano con gli altri organismi societari e con la struttura della Società, con indipendenza economica e piena autonomia nello svolgimento delle proprie verifiche.

A2.5) Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

Responsabile della prevenzione della corruzione e Responsabile della trasparenza è stato nominato il Direttore Generale, che a sua volta ha nominato dei Referenti, che collaborano con lui nell’attività di controllo e presidio sull’osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione e della trasparenza (il “Piano”) per garantire legalità, trasparenza e sviluppo della cultura dell’integrità.

Il 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.

A2.6) Organismo Indipendente di Valutazione

Le 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.

Il Consiglio di Amministrazione, valutata la disponibilità dell'Organismo di Vigilanza, ha individuato nell'Organismo di Vigilanza il soggetto cui attribuire i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione.

B) SISTEMA DI CONTROLLI INTERNO

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

Controlli operativi della struttura

Il sistema di controllo interno della società 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 diverse fasi operative e sistemi di controllo.

Il "controllo primario di linea" è affidato alle singole unità della Società ed è svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management operativo ed è parte integrante di ogni processo aziendale. Per esercitare il controllo primario di linea la Società si è dotata di una struttura organizzativa che suddivide funzioni e compiti operativi evidenziando le diverse responsabilità. Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, rilasciato procure operative a propri dipendenti e a dipendenti della controllante con la quale è stato definito un apposito contratto di prestazioni amministrative.

La differenziazione delle procure e la definizione di un sistema di procedure operative sul lato approvvigionamenti, contabile ed operativo permettono un sistema di autorizzazioni multiplo e differenziato su tutte le attività aziendali. Inoltre, la Società, presenta, trimestralmente, l'andamento patrimoniale economico e finanziario della gestione con indicazioni degli eventi gestionali di rilievo del trimestre.

Nel 2018 si è proceduto ad implementare le procedure operative della parte commerciale estendendo la certificazione di qualità ISO 9001 a tutta la società.

La situazione trimestrale viene approvata dal Consiglio di Amministrazione ed inviata alla Controllante. Una relazione sintetica della stessa viene inviata, unitamente a quelle delle altre società del Gruppo, a tutti gli Enti locali soci indiretti della Società.

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 e dal Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza. Il sistema di controllo è stato inoltre implementato attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 (modello per la prevenzione dei reati con arricchimento della Società e/o reati ambientali) e di un Piano di prevenzione ai sensi del D.Lgs. 33/2013 (prevenzione della corruzione passiva e introduzione di sistemi di trasparenza). I due sistemi si integrano tramite:

B2.1) 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 tre componenti. La società, da anni, ha adottato il proprio Codice Etico, nel quale sono espressi i principi di deontologia aziendale che la società riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti e partner. 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.

B2.2) Il Piano di prevenzione della corruzione e della trasparenza, aggiornato annualmente, è 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. Il Piano descrive le misure adottate e da adottare da parte di Gelsia, società di diritto privato in controllo pubblico, finalizzate alla prevenzione dei reati di corruzione; ciascuna misura identificata è stata adattata alle specifiche esigenze operative della società ed è il risultato dell'analisi delle aree a rischio, ossia delle attività che, per i servizi erogati dalla società, sono state valutate più esposte alla commissione dei reati associati al fenomeno della corruzione. Il Piano rappresenta, quindi, uno strumento concreto per l'individuazione di idonee misure da realizzare all'interno dell'organizzazione e da vigilare quanto ad effettiva applicazione e quanto ad efficacia preventiva della corruzione.

C) Il Sistema Qualità e Sicurezza (QAS)

Il "sistema qualità" che la società ha adottato da diversi anni è sottoposto a controlli di organismi esterni appositamente autorizzati. Nel 2018 la società ha acquisito la certificazione di qualità dell'intera operatività aziendale.

L'attuale Sistema di Gestione Integrato corrisponde ai requisiti dettati dalle norme di riferimento:

- ISO 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità";
- BS OHSAS 18001/2007 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro";
- ISO 50001/2011 "Sistema di Gestione dell'Energia";
- ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale".

Gelsia è qualificata SOA; in particolare ha ottenuto la qualifica per le seguenti categorie:

- OG6 classifica 1 «gestione reti»
- OG9 classifica 2 «costruzione centrali elettriche»
- OS28 classifica 3 «opere specialistiche per centrali termiche»
- OG11 classifica 1 «impianti tecnologici».

Il Datore di Lavoro adempie agli obblighi delle Normative vigenti in materia di salute e sicurezza sul lavoro adottando tutte quelle misure atte alla prevenzione e protezione per la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro al fine di evitare che probabili e possibili pericoli, dovuti all'esercizio dell'attività svolta dalla Società, possano tradursi in rischi per i lavoratori che ne fanno parte.

L'attività di impresa, pertanto, è organizzata dal datore di lavoro garantendo l'obbligo di salvaguardare l'integrità psicofisica dei lavoratori eliminando o cercando di ridurre al massimo i rischi che possono procurare dei danni agli stessi.

D) Documento programmatico di sicurezza dei dati

La Società, in conformità con le altre società del Gruppo, ha redatto la documentazione prevista dal Regolamento UE 2016/679, che si applica a decorrere dal 25/05/2018. Inoltre, ha messo in atto misure tecniche e organizzative adeguate a garantire la sicurezza del trattamento dei dati personali come indicato dall'articolo 32 del GDPR.

Programma di valutazione del rischio di crisi aziendale

A) Informativa sui principali rischi e incertezze

I rischi per la società sono strettamente legati al tipo di attività svolta, oltre a quelli più generali riguardanti il sistema ed il contesto normativo in cui la stessa opera.

La società, unitamente al resto del Gruppo, dispone di un idoneo sistema di auditing interno per prevenire il rischio di reati da parte del personale nello svolgimento delle mansioni allo stesso assegnato.

In relazione alle informazioni richieste dall'art. 2428, comma 1, del Codice Civile in materia di descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società è esposta, si evidenzia quanto segue:

A.1) Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia

Dopo un breve periodo di ripresa, gli indicatori economici europei e soprattutto quelli italiani sono in discesa. Diversi segnali, tra i quali la produzione industriale, evidenziano trend al ribasso. I dati parlano di un'Italia a crescita zero nel 2019 e con minima crescita nel biennio successivo. Anche le esportazioni, che sono state il motore di crescita degli ultimi anni, segnano il passo a causa del rallentamento della crescita delle maggiori economie mondiali. Per riprendere un cammino virtuoso e duraturo l'Italia deve superare il divario Nord-Sud,

realizzare le riforme istituzionali necessarie e rivedere il sistema della spesa e delle imposte, che incide sulla capacità di spesa degli italiani e non permette la ripresa dei consumi, semplificare le procedure per realizzare gli investimenti già finanziati.

A.2) Rischi connessi all'andamento della domanda

Come già illustrato nel paragrafo relativo all'andamento del settore, i rischi connessi all'andamento della domanda riguardano la società in quanto operante nei mercati energetici nazionali, comunque collegati con la realtà economica circostante. La domanda dei clienti, per fattori climatici e di riduzione della produzione industriale, è in contrazione. Per fronteggiare eventuali cali di domanda, la società ha deciso di allargare il perimetro della propria operatività ad altre zone del Nord Italia e sta rafforzando la struttura commerciale.

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.

A.3) Rischi strategici

Il settore energetico è in fase di forte evoluzione. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre. Il decreto "Madia" rende difficile per la società investire nell'acquisto di società energetiche o partecipare a progetti condivisi per l'acquisizione di realtà in vendita.

A.4) Rischi normativi

I rischi normativi riguardano il rispetto delle norme e dei regolamenti a livello nazionale, regionale e locale cui la società deve 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 dell'azienda 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, la società ha adottato e aggiorna il 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 della società è oggetto di continuo monitoraggio da parte delle strutture legali e di quelle deputate ai rapporti con le Autorità di regolazione. 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.

A.5) Rischi di concentrazione del fatturato

La società non è caratterizzata da una forte concentrazione del proprio fatturato, gestendo 200 mila pod/pdr per la maggior parte relativi ad uso domestico. Le relazioni con i clienti, considerati nella loro globalità, sono normalmente stabili e di lungo periodo, ancorché abitualmente regolate con contratti di durata non superiore all'anno, rinnovabili e senza previsione di livelli minimi garantiti. Alla data attuale, non vi sono indicazioni tali da far ritenere probabile la perdita, entro i prossimi mesi, di un numero rilevante di clienti.

A.6) Ulteriori rischi

In relazione alle informazioni richieste dall'art. 2428, comma 6-bis, lettera b) del Codice Civile relativamente all'esposizione della società al rischio di prezzo, al rischio di credito, al rischio di liquidità e al rischio di variazione dei flussi finanziari, si evidenzia quanto segue:

A.6.1) Rischi operativi e rischi connessi all'andamento dei prezzi delle materie prime

La società si occupa prevalentemente della compravendita di gas metano ed energia elettrica, della produzione di energia termica ed elettrica e servizi connessi. È presente nei territori gestiti con diversi "Gelsia point" aperti al pubblico. Per limitare al massimo i rischi di natura operativa legati anche al rapporto diretto con la clientela, è stata eliminata la possibilità di maneggio di somme di denaro da parte del personale.

I rischi operativi sono connessi alla produzione di energia termica ed elettrica con impianti di proprietà o in gestione. Questi impianti sono gestiti da personale interno e da manutentori esterni specializzati. Gli scambiatori posizionati presso gli impianti condominiali, seppur non esenti da rischi, consentono una notevole riduzione degli stessi rispetto a impianti a metano e/o gasolio.

In ogni caso, la società ha sottoscritto con primarie compagnie di assicurazione idonei contratti a copertura dei rischi operativi e, inoltre, esistono polizze assicurative stabilite direttamente da AEREA per gli impianti a gas metano.

Per coprire eventuali rischi determinati dall'andamento dei prezzi delle materie prima, la società, ove possibile, stipula contratti di acquisto che si basano su panieri identici o molto simili a quelli applicati ai clienti. Pertanto, il rischio prezzi è molto limitato.

A.6.2) Rischio credito

La società gestisce un numero considerevole di clienti, soprattutto con consumi domestici e, in misura inferiore, imprese industriali e/o artigianali con consumi medi non particolarmente rilevanti. La società mantiene la massima attenzione per il rischio di insolvenza dei clienti. Per la minimizzazione di tale rischio, la società tende a prediligere i contratti con clienti domestici e clienti industriali con un target di consumi non eccessivamente elevato rispetto alla generalità della clientela. Considerata la mole consistente di clienti e di micro-fatturazioni realizzate durante l'anno, la società ha provveduto a costituire un fondo svalutazione che al 31.12.2018 ammontava a 7 milioni di Euro. La società si avvale, oltre che di legali esterni, anche del servizio legale interno per il recupero dei crediti e, con la riorganizzazione delle procedure per il recupero del credito, ha ridotto i tempi di recupero e, di conseguenza, l'indice di morosità.

A.6.3) Rischio liquidità

La situazione finanziaria come sopra dettagliata non presenta particolari problematiche, in quanto la società ha bisogno di mezzi finanziari solo nel periodo invernale (dicembre-aprile), che recupera integralmente nel periodo primaverile-estivo (maggio-luglio).

INDICATORI PATRIMONIALI - FINANZIARI ED ECONOMICI

Gli indicatori sintetici permettono di evidenziare lo stato di salute della società. Con riferimento agli obblighi previsti, si è optato per l'individuazione di pochi indicatori chiave, mirati alla massima semplicità, che vengono aggiunti a quelli che normalmente sono parte integrante della relazione degli amministratori al bilancio.

Gli indici riportati nelle tabelle mostrano:

- una struttura finanziaria che evidenzia la possibilità di far fronte alle passività correnti con le attività correnti, con un margine quasi doppio (191%);
- un attivo non corrente ampiamente finanziato da un passivo non corrente, proprio e di terzi, con una eccedenza di quest'ultimo pari a 36,6 milioni di euro;
- irrilevanza del livello di indebitamento: le fonti interne rappresentano il 131% delle fonti complessive di finanziamento (103% nel 2016); il rapporto debito finanziario/equity è azzerato (0,13 nel 2017 e 0,14 nel 2016);
- indici di redditività industriale in lieve contrazione rispetto al 2017: ROI operativo al 12,9% (dato 2017 pari a 14,7%), ROS operativo al 4,3% (dato 2017 pari a 5,5%);
- indice di redditività netta in aumento: ROE netto al 36,1% (dato 2017 pari a 8,5%), valore influenzato dalle operazioni sul capitale occorse nell'esercizio;
- valore aggiunto per dipendente pari a 181,3 migliaia di euro.

Indici di reddito (Euro '000)		2018	2017	2016
Risultato lordo	Utile prima delle imposte	27.093	9.522	14.000
Risultato netto	Utile dedotte le imposte	25.248	7.300	10.303

Indici operativi (Euro '000)		2018	2017	2016
EBITDA (Euro '000)	Risultato prima degli ammortamenti, accantonamenti, finanza e fiscalità	10.576	14.968	16.402
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	36,1%	8,5%	12,1%
ROI operativo (RCI x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	12,9%	14,7%	22,2%
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	4,3%	5,5%	7,5%

Incidenza di durata crediti e debiti (Euro '000)		2018	2017	2016
Giorni medi di incasso	360 / (Rapporto fra fatturato e crediti)	123	130	122
Giorni medi di pagamento	360 / (Rapporto fra acquisti e debiti)	81	81	75
Giorni CCN	Differenza tra giorni medi di incasso e pagamento	42	49	47

**INDICATORI
DI RISULTATO FINANZIARI
(art. 2428, comma 2, c.c.)**

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

Finanziamento delle immobilizzazioni (Euro '000)		2018	2017	2016
Margine primario di struttura	Differenza fra Mezzi propri e Attivo non corrente	26.640	20.684	17.579
Quoziente primario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri e Attivo non corrente	1,62	1,32	1,26
Margine secondario di struttura	Differenza fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	36.629	41.346	37.607
Quoziente secondario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	1,85	1,63	1,56

Struttura dei finanziamenti (Euro '000)		2018	2017	2016
Indebitamento complessivo	Rapporto fra Debito complessivo e Mezzi propri	0,72	0,67	0,69
Indebitamento finanziario	Rapporto fra Finanziamenti e Mezzi propri	0,00	0,13	0,14
Intensità dei finanziamenti	Rapporto fra Finanziamenti e Ricavi	0,00	0,07	0,07
Autonomia finanziaria	Rapporto fra Mezzi propri e Fonti totali	1,31	1,04	1,03
Copertura oneri finanziari	Rapporto fra Ebitda ed Oneri finanziari	89,60	114,05	110,08
Copertura finanziamenti	Rapporto fra Ebitda e Finanziamenti	42,21	1,34	1,34

Solvibilità (Euro '000)		2018	2017	2016
Margine di disponibilità	Differenza fra Attivo corrente e Passivo corrente	36.629	41.346	37.607
Quoziente di disponibilità	Rapporto fra Attivo corrente e Passivo corrente	1,91	2,12	1,98
Margine di tesoreria	Differenza fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	34.512	39.295	36.683
Quoziente di tesoreria	Rapporto fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	1,86	2,06	1,95

Indici di redditività		2018	2017	2016
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	Rapporto fra Valore aggiunto e N. dipendenti f.t.e.	181,3	212,8	222,8
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	36,1%	8,5%	12,1%
ROI operativo (NAT x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	12,9%	14,7%	22,2%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	Rapporto fra Ricavi e Capitale investito netto operativo	3,02	2,65	2,94
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	4,3%	5,5%	7,5%

ALTRE INFORMAZIONI

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

Operazioni atipiche o inusuali

La società nel corso dell'anno non ha realizzato operazioni atipiche o inusuali ad eccezione delle seguenti operazioni:

- Cessione di tutte le attività amministrative e del relativo personale con decorrenza dal 01.10.2018 ad AEB S.p.A. realizzando una plusvalenza di 208 migliaia di euro;
- Cessione nel mese di ottobre 2018, a seguito di asta pubblica, della partecipazione in Commerciale Gas e Luce S.r.l. alla società Canarino S.p.A., realizzando una plusvalenza di 1.984 migliaia di euro;
- Distribuzione di dividendi in natura tramite assegnazione ai propri soci delle partecipazioni in RetiPiù S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l., realizzando una plusvalenza di complessivi 14.259 migliaia di euro.

Sedi e unità locali (art. 2428, comma 5, c.c.)

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

Sede legale: via Palestro, 33 – 20831 Seregno (MB)

Sede secondarie: viale Cimitero, 39 – 20831 Seregno (MB)

Gelsia Point:

Provincia di Monza e Brianza:

- via Novara, 27/29 – 20811 Cesano Maderno;
- piazza Frette, 1 – 20845 Sovico;
- Largo Europa, 10 – 20833 Giussano;
- via Mazzini, 12 – 20821 Meda;
- viale dei Mille, 28 – 20812 Limbiate;
- via Palestro, 33 e via Dandolo, snc – 20831 Seregno;
- via Loreto, 25 – 20851 Lissone;
- piazza Don Giussani, 4 – 20832 Desio;
- vicolo Cortelunga, 8 – 20834 Nova Milanese;
- via Cavour, 26 – 20835 Muggiò;
- via Pennati ang. G.B. Mauri – 20900 Monza.

Provincia di Milano:

- via Roma, 1 – 20056 Trezzo sull'Adda;
- via Cairoli, 4 – 20010 Canegrate.

Provincia di Como:

- via Matteotti 8/a – 22063 Cantù.

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

La società nel corso dell'esercizio non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

Rapporti con imprese controllanti, controllate, collegate e sottoposte al controllo delle controllanti

Gelsia S.r.l. fa parte di un Gruppo controllato da AEB S.p.A. ed è soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte della stessa; fruisce di servizi svolti da altre società del Gruppo e da parte della controllante AEB S.p.A. I rapporti intercorsi con le società del Gruppo sono stati declinati in specifici atti contrattuali ed hanno come obiettivo quello di mantenere un efficiente coordinamento gestionale all'interno del Gruppo, di ottenere una maggiore elasticità di rapporto tra le strutture delle singole società, nonché una riduzione degli oneri societari rispetto a possibili scelte alternative, quali la costituzione di strutture interne, prestazioni o incarichi esterni.

I rapporti economici con i soggetti controllanti sono i seguenti:

RAPPORTI ECONOMICI	Comune di Seregno		AEB S.p.A.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Contratti attivi per la società						
Prestazioni e utilizzo beni	68	68	380	527	448	595
Somministrazioni	693	503	81	212	774	715
Gestione Cash pooling			1		1	0
Varie			462	444	462	444
Totale	761	571	924	1.183	1.685	1.754
Contratti passivi per la società						
Prestazioni			460	40	460	40
Canoni utilizzo beni	13	13	337	331	350	344
Gestione Cash pooling					0	0
Varie	20		66	1	86	1
Totale	33	13	863	372	896	385
Totale delta ricavi - costi	728	558	61	811	789	1.369

I rapporti patrimoniali con i soggetti controllanti sono i seguenti:

RAPPORTI PATRIMONIALI	Comune di Seregno		AEB S.p.A.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Attivi per la società						
Commerciali	201	233	176	394	377	627
Finanziari - Cash pooling			12.750	11.979	12.750	11.979
Tributari - IRES di gruppo			1.463	1.030	1.463	1.030
Tributari - IVA di gruppo				238	0	238
Varie			17	9	17	9
Totale	201	233	14.406	13.650	14.607	13.883
Passivi per la società						
Commerciali	20		533	43	553	43
Tributari - IRES di gruppo			662		662	-
Finanziari - Cash pooling					-	-
Varie			3		3	-
Totale	20	0	1.198	43	1.218	43
Totale delta attivo-passivo	181	233	13.208	13.607	13.389	13.840

I rapporti economici con le altre società del gruppo sono i seguenti:

RAPPORTI ECONOMICI	RetiPiu S.r.l.		Gelsia Ambiente S.r.l.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Contratti attivi per la società						
Prestazioni		96	407	561	407	657
Somministrazioni	206	223	83	85	289	308
Dividendi	285	285	3.719	225	4.004	510
Varie	13	27	14	16	27	43
Totale	504	631	4.223	887	4.727	1.518
Contratti passivi per la società						
Prestazioni	1.221	1.422	5	7	1.226	1.429
Trasporto gas ed energia	29.781	29.459			29.781	29.459
Oneri finanziari					-	-
Varie	17	1	1	1	18	2
Totale	31.019	30.882	6	8	31.025	30.890
Totale delta ricavi - costi	30.515	30.251	4.217	879	26.298	29.372

I rapporti patrimoniali con le altre società del gruppo sono i seguenti:

RAPPORTI PATRIMONIALI	RetiPiu S.r.l.		Gelsia Ambiente S.r.l.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Contratti attivi per la società						
Commerciali	46	87	20	270	66	357
Dividendi					-	-
Totale	46	87	20	270	66	357
Contratti passivi per la società						
Commerciali	7.085	9.166	3	3	7.088	9.169
Totale	7.085	9.166	3	3	7.088	9.169
Totale delta attivo - passivo	-7.039	-9.079	17	267	-7.022	-8.812

Numero e valore nominale delle azioni proprie e delle azioni o quote di società controllanti possedute dalla società (art. 2428, comma 3, n. 3, c.c.)

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

Numero e valore nominale delle azioni proprie e delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate dalla società (art. 2428, comma 3, n. 4, c.c.)

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

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

Per quanto riguarda le informazioni richieste dalla lettera a) del comma in oggetto, si precisa che la società non ha fatto ricorso a strumenti finanziari derivati.

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

Consolidato fiscale nazionale

La società ha aderito al consolidato fiscale nazionale di AEB S.p.A., unitamente a Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l., disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR, DPR 917/86, manifestando la necessaria opzione. I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

(art. 2428, comma 6, c.c.)

La società opera sul mercato energetico vendendo gas metano, energia elettrica, teleriscaldamento e calore, anche tramite cogenerazione ad alto rendimento; offre, inoltre, servizi di efficientamento energetico e rinnovo impianti a condomini, enti pubblici e utenze con partita IVA.

Le normative succedutesi hanno determinato non poche difficoltà alla società, come il blocco delle assunzioni, che non ha permesso di sostituire il responsabile vendite, figura essenziale per una società di vendita, la necessità di vendere la partecipazione in Commerciale Gas & Luce, che avrebbe potuto essere un ottimo strumento di sviluppo e che potrà concorrere anche sul nostro territorio, l'assegnazione delle partecipazioni alla capogruppo che ha ridotto il patrimonio netto della società.

Nonostante le problematiche sopra evidenziate, la società ha mantenuto la sua operatività, chiudendo un bilancio con un utile consistente, ottimi indici economici e finanziari, anche se con margini in riduzione, come è avvenuto per l'intero settore.

Come da normativa in essere, a luglio 2020 l'intero settore sarà liberalizzato; ne consegue che i consumatori dovranno scegliere se restare con l'attuale fornitore con contratti a mercato libero o passare ad altro fornitore. Per affrontare con successo queste novità è necessario investire in sistemi sempre più complessi e nei social. La società dispone di risorse finanziarie necessarie per competere con la concorrenza, cosciente del forte radicamento territoriale nel Nord Lombardia e di dover espandere le sue attività almeno in tutto il Nord Italia.

Il 2019 vede una società senza partecipazioni, con personale interamente dedicato alla vendita di gas metano ed energia elettrica, con una struttura commerciale rafforzata (14 *point* aziendali con 20 addetti, 1 responsabile vendite con 5 account, due agenzie e 7 procacciatori di affari, presidio delle gare elettroniche, servizio marketing rafforzato nelle risorse umane e nelle disponibilità finanziarie).

La politica adottata fino a settembre 2017 partiva dal presupposto di utilizzare le consistenti liquidità generate negli anni per aumentare i volumi venduti nel mercato retail e condividere rischi e specifiche competenze con altri operatori. Sarà importante definire con i soci le modalità per poter partecipare alle gare di cessione di piccole società di vendita, superando i limiti posti dalla delibera di razionalizzazione adottata nel mese di ottobre 2017 dal Commissario del Comune di Seregno, che ha determinato la cessione della partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l..

Seregno, 9 aprile 2019

Il Direttore Generale
Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Cristian Missaglia



PROSPETTI DI BILANCIO



0.5 SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

ATTIVITÀ		31.12.2018	31.12.2017
Rif Nota	Attività non correnti		
01	Immobili, impianti e macchinari	25.588.389	27.039.852
02	Avviamento e altre attività a vita non definita	6.499.050	6.499.050
03	Altre attività immateriali	902.583	952.583
04	Partecipazioni	-	22.726.056
05	Altre attività finanziarie non correnti	-	-
06	Altre attività non correnti	3.121.932	1.657.106
07	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	2.506.524	3.306.174
08	Attività non correnti disponibili per la vendita	-	3.118.373
	Totale Attività non correnti	38.618.478	65.299.194
Rif Nota	Attività correnti		
09	Rimanenze	2.117.208	2.051.474
10	Crediti commerciali	54.115.785	55.990.684
11	Crediti per imposte	2.367.664	1.964.744
12	Altre attività correnti	1.200.632	3.517.168
13	Altre attività finanziarie correnti	17.425.678	11.979.708
14	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.197.687	2.788.485
	Totale Attività correnti	81.424.654	78.292.263
	Totale Attivo	120.043.132	143.591.457

Valori espressi in Euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		31.12.2018	31.12.2017
Rif Nota	Patrimonio netto		
15	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	20.345.267	20.345.267
	Riserve	24.340.467	58.338.074
	Utile (perdita) dell'esercizio	25.248.106	7.300.061
	Totale Patrimonio netto	69.933.840	85.983.402
Rif Nota	Passività non correnti		
16	Finanziamenti	132.093	7.836.540
17	Altre passività non correnti	6.154.029	6.452.712
18	Fondi per benefici a dipendenti	904.372	1.329.572
19	Fondi per rischi ed oneri	2.798.880	5.040.065
20	Fondo Imposte differite passive	-	3.000
	Totale Passività non correnti	9.989.374	20.661.889
Rif Nota	Passività correnti		
21	Finanziamenti	118.465	3.354.001
22	Debiti Commerciali	32.407.702	31.551.257
23	Debiti per imposte	1.080.627	843.023
24	Altri debiti	6.513.124	1.197.885
	Totale Passività correnti	40.119.918	36.946.166
	Totale Patrimonio netto e Passivo	120.043.132	143.591.457

Valori espressi in Euro

0.6 CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO		31.12.2018	31.12.2017
Rif Nota	Ricavi delle vendite		
26	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	158.685.607	154.824.355
27	Altri ricavi e proventi	1.950.331	3.515.026
	Totale Ricavi delle vendite	160.635.938	158.339.381
Rif Nota	Costi operativi		
28	Acquisti	(81.395.566)	(73.791.574)
29	Variazione delle rimanenze	65.734	1.126.757
30	Servizi	(62.525.955)	(64.264.613)
31	Costi per il personale	(5.254.959)	(6.055.273)
32	Altri costi operativi	(1.107.668)	(827.592)
33	Costi per lavori interni capitalizzati	158.213	441.368
	Totale costi operativi	(150.060.201)	(143.370.927)
	Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	10.575.737	14.968.454
Rif Nota	Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti		
34	Ammortamenti e svalutazioni	(2.412.510)	(2.773.176)
35	Accantonamenti	(1.502.846)	(3.409.728)
36	Ricavi e costi non ricorrenti	207.948	-
	Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti	(3.707.408)	(6.182.904)
	Risultato operativo (EBIT)	6.868.329	8.785.550
Rif Nota	Gestione finanziaria		
37	Proventi da partecipazioni	20.248.009	760.080
38	Proventi finanziari	94.662	107.197
39	Oneri finanziari	(118.041)	(131.242)
40	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
	Totale gestione finanziaria	20.224.630	736.035
41	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-
	Risultato ante imposte	27.092.959	9.521.585
42	Imposte	(1.844.853)	(2.221.524)
	Utile (perdita) dell'esercizio	25.248.106	7.300.061
	Componenti del conto economico complessivo	-	-
	Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	25.248.106	7.300.061

Valori espressi in Euro

0.7 RENDICONTO FINANZIARIO

RENDICONTO FINANZIARIO		31.12.2018	31.12.2017
A. Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)			
Utile (perdita) dell'esercizio		25.248.106	7.300.061
Imposte sul reddito		1.844.853	2.221.524
Interessi passivi/(interessi attivi)		23.379	24.045
(Dividendi)		(4.004.890)	(760.080)
(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività		(16.434.023)	68.041
1 Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito, interessi, dividendi e plusvalenze e minusvalenze da cessione		6.677.425	8.853.591
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto</i>			
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri		1.007.846	2.437.728
Ammortamento delle immobilizzazioni		2.412.510	2.773.176
Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali			
Altre rettifiche per elementi non monetari		371.450	(733.603)
Totale rettifiche per elementi non monetari		3.791.806	4.477.301
2 Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN		10.469.231	13.330.892
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>			
Decremento / (incremento) delle rimanenze		(65.734)	(1.126.758)
Decremento / (incremento) dei crediti commerciali		1.874.899	(79.254)
Incremento / (decremento) dei debiti commerciali		856.445	691.420
Altre variazioni del capitale circolante netto		1.841.939	560.229
Totale variazioni del capitale circolante netto		4.507.549	45.637
3 Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN		14.976.780	13.376.529
<i>Altre rettifiche</i>			
Interessi incassati/(pagati)		(25.144)	4.855
Imposte sul reddito (pagate)/incassate		(1.554.418)	(5.725.454)
Dividendi incassati		4.004.890	710.080
(Utilizzo dei fondi)		(3.249.031)	(560.000)
Totale altre rettifiche		(823.703)	(5.570.519)
Flusso finanziario della gestione reddituale (A)		14.153.077	7.806.010

Valori espressi in Euro

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2018	31.12.2017
B. Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
(Investimenti)	(739.215)	(1.625.858)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	22.219	200
<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
(Investimenti)	(211.885)	(154.174)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	790	
<i>Altre finanziarie</i>		
(Investimenti)		
Prezzo di realizzo disinvestimenti	5.100.000	
Altre attività e passività non correnti	(1.555.561)	2.028.877
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (B)	2.616.348	249.045
C. Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
<i>Mezzi di terzi</i>		
Incremento/(decremento) debiti verso banche	(2.000.000)	-
(Rimborso) finanziamenti verso banche	(8.772.799)	(1.137.340)
Accensione / (rimborso) finanziamenti verso altri	(167.184)	85.311
Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	(770.240)	(2.835.993)
<i>Mezzi propri</i>		
Pagamento dividendi	(3.650.000)	(6.638.647)
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(15.360.223)	(10.526.669)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C)	1.409.202	(2.471.614)
Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	4.197.687	2.788.485
di cui denaro e valori in cassa	-	1.840
di cui depositi bancari e postali	4.197.687	2.786.645
Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	2.788.485	5.260.099
di cui denaro e valori in cassa	1.840	280
di cui depositi bancari e postali	2.786.645	5.259.819

Valori espressi in Euro

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

0.8 PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Riserve statutarie	Riserve IFRS/IAS	Altre riserve	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile del periodo	Totale PN
Patrimonio Netto al 31.12.2015	20.345.267	40.536.150	1.402.771	4.208.312	-	1.916.001	4.577.724	6.351.279	79.337.504
Destinazione risultato esercizio 2015			317.563	952.691		2.381.025		(6.351.279)	(2.700.000)
Distribuzione ulteriori dividendi						(1.618.418)			(1.618.418)
Risultato dell'esercizio 2016								10.302.902	10.302.902
Patrimonio Netto al 31.12.2016	20.345.267	40.536.150	1.720.334	5.161.003	-	2.678.608	4.577.724	10.302.902	85.321.988
Destinazione risultato esercizio 2016			515.145	1.545.435		2.592.322		(10.302.902)	(5.650.000)
Distribuzione ulteriori dividendi						(988.647)			(988.647)
Risultato dell'esercizio 2017								7.300.061	7.300.061
Patrimonio Netto al 31.12.2017	20.345.267	40.536.150	2.235.479	6.706.438	-	4.282.283	4.577.724	7.300.061	85.983.402
Destinazione risultato esercizio 2017			365.003	1.095.009		2.190.049		(7.300.061)	(3.650.000)
Riclassificazione riserve			1.468.571				(1.468.571)		-
Distribuzione ulteriori dividendi		(28.066.213)				(6.472.302)	(3.109.153)		(37.647.668)
Risultato dell'esercizio 2018								25.248.106	25.248.106
Patrimonio Netto al 31.12.2018	20.345.267	12.469.937	4.069.053	7.801.447	-	30	-	25.248.106	69.933.840

Valori espressi in Euro



NOTE ESPLICATIVE



1 - INFORMAZIONI SOCIETARIE

Gelsia S.r.l. è la società del Gruppo AEB-Gelsia, controllata da AEB S.p.A., che gestisce i “business” che determinano il maggior fatturato del Gruppo. Gelsia S.r.l. ha competenze complete e diversificate nella vendita di prodotti energetici, nella realizzazione di impianti di produzione (impianti di cogenerazione tradizionali e a fonti rinnovabili), di reti di teleriscaldamento e centrali termiche.

La società, dal 01.10.2018, riceve i servizi amministrativi e gestionali dalla capogruppo in seguito alla cessione del ramo d’azienda relativo ai servizi amministrativi e di staff.

2 - APPARTENENZA AD UN GRUPPO ED ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ

Gelsia S.r.l. appartiene al Gruppo AEB-Gelsia, ed in particolare è controllata direttamente da AEB S.p.A. ed è soggetta all’attività di direzione e coordinamento da parte della stessa. Si rinvia all’allegato B contenuto nelle presenti *Note Esplicative* per i dati essenziali dell’ultimo bilancio approvato di quest’ultima.

A partire dall’esercizio chiuso al 31/12/2013, la capogruppo AEB S.p.A. ha esercitato la facoltà, ai sensi del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, di redigere il bilancio consolidato e di esercizio in conformità ai principi contabili internazionali e pertanto anche Gelsia S.r.l. ha adottato i medesimi principi contabili.

Gelsia S.r.l. opera nei settori di seguito elencati:

Vendita di gas metano ed energia elettrica

La società gestisce direttamente le attività di trading e vendite tramite sportelli, account e agenzie di vendita. La gestione dei clienti avviene tramite sportelli diffusi sul territorio e call-center; tutti i processi sono gestiti internamente (fatturazione, riscossione e recupero crediti).

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

La società realizza e gestisce impianti di produzione di energia elettrica e termica, fornisce calore a soggetti terzi, soprattutto tramite teleriscaldamento, ed è attiva sul fronte delle energie rinnovabili.

Servizi amministrativi e possesso infrastrutture informatiche

La società dal 01.10.2018 riceve le prestazioni amministrative e i servizi di staff da AEB S.p.A.. Riceve prestazioni logistiche e informatiche da RetiPiù S.r.l.. Tali attività sono regolate da contratti a prezzi di mercato. Gelsia S.r.l. sviluppa e manutiene internamente il software commerciale.

Gestione delle partecipazioni

Il socio di maggioranza, ai sensi dell’articolo 24 del decreto legislativo 19 agosto 2016 n. 175, ha provveduto in data 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 erano il mantenimento delle partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l., mediante retrocessione ai soci, e l’alienazione della partecipazione in Commerciale Gas e Luce S.r.l..

La società nel corso del 2018 ha ottemperato alle richieste del socio di maggioranza della capogruppo: ha alienato, mediate bando di gara, la partecipazione in Commerciale Gas e Luce S.r.l. ed ha assegnato ai soci le partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. mediate distribuzione di dividendo straordinario in natura.

3 - DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ E CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio dell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 di Gelsia S.r.l. è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (“IFRS/IAS”) emanati dall’International Accounting Standards Board (“IASB”) e adottati dall’Unione Europea, incluse tutte le interpretazioni dell’International Financial Reporting Interpretations Committee (“IFRIC”).

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

4 - APPLICAZIONE DEI PRINCIPI CONTABILI INTERNAZIONALI

Principio generale

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

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 della Società.

5 – PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE ADOTTATI

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo “Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2018” sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore da tale data e quindi applicati per la prima volta nel presente bilancio.

Nel paragrafo a seguire, “Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea”, vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, ma non ancora omologati dall'Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 31 dicembre 2018, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

Principi, emendamenti ed interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2018

I seguenti principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS sono stati applicati per la prima volta dalla Società a partire dal 1° gennaio 2018:

Principio IFRS 9 – “Strumenti finanziari”

Nel luglio 2014, lo IAS ha emesso la versione finale dell'IFRS 9 che sostituisce lo IAS 39 e tutte le precedenti versioni dell'IFRS 9. Il principio è stato omologato dall'Unione Europea nel mese di novembre 2016 ed è efficace per gli esercizi che iniziano dal 1° gennaio 2018. L'IFRS 9 riunisce tutti gli aspetti relativi al tema della contabilizzazione degli strumenti finanziari: Classificazione e valutazione, Impairment, e Hedge accounting.

L'adozione dell'IFRS 9 non ha generato impatti significativi sul bilancio della Società e non ha comportato la necessità di rilevare aggiustamenti alla situazione patrimoniale-finanziaria alla data di applicazione iniziale del principio. A tale proposito, in particolare, si segnala quanto segue:

Classificazione e valutazione

La Società non ha avuto impatti significativi sul proprio bilancio conseguentemente all'applicazione dei requisiti di classificazione e valutazione previsti dall'IFRS 9. I crediti, inclusi i crediti commerciali, sono detenuti al fine dell'incasso alle scadenze contrattuali e ci si attende che generino flussi di cassa rappresentati unicamente dagli incassi di quanto dovuto.

Impairment

L'IFRS 9 richiede che la Società registri le perdite su crediti attese su tutte le proprie obbligazioni, finanziamenti e crediti commerciali, su base annuale o in base alla durata residua. La Società, che applica l'approccio semplificato, non ha avuto impatti sul patrimonio netto dal momento che i suoi crediti commerciali sono soggetti ad un livello di rischio controllato in quanto la società gestisce un numero considerevole di clienti, soprattutto con consumi domestici e, in misura inferiore, imprese industriali e/o artigianali con consumi medi non particolarmente rilevanti. Con particolare riferimento a tali crediti, la Società conferma la propria politica di accantonamento al fondo svalutazione crediti in quanto il criterio applicato incorpora adeguatamente le expected credit loss.

Hedge accounting

La Società non ricorre a strumenti di copertura e pertanto non vi sono aspetti connessi all'applicazione della contabilizzazione in hedge accounting di tali strumenti.

Principio IFRS 15 – “Ricavi provenienti da contratti con i clienti”.

Nel maggio 2014 lo IAS ha emesso l'IFRS 15, un nuovo principio per la rilevazione dei ricavi che sostituisce lo IAS 18 e lo IAS 11 e che è stato integrato con ulteriori chiarimenti e linee guida nel 2016. Il principio è applicabile nella predisposizione del bilancio per gli esercizi a partire dal 1° gennaio 2018 e ha introdotto un nuovo modello in cinque fasi che si applica ai contratti con i clienti.

L'IFRS 15 prevede la rilevazione dei ricavi per un importo che riflette il corrispettivo a cui l'entità ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento di merci o servizi al cliente. In particolare, il Principio prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata su un modello costituito dai seguenti cinque steps:

1. identificazione del contratto con il cliente;
2. identificazione degli impegni contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente (c.d. “*performance obligation*”);
3. determinazione del prezzo della transazione;
4. allocazione del prezzo della transazione alle *performance obligations* identificate sulla base del prezzo di vendita stand-alone di ciascun bene o servizio;
5. rilevazione del ricavo quando la relativa *performance obligation* è soddisfatta.

L'IFRS 15, inoltre, integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa.

In considerazione dell'attività svolta e delle caratteristiche dei contratti attivi in essere, l'applicazione del nuovo principio e delle relative interpretazioni non ha determinato effetti significativi sul bilancio della Società, sia da un punto di vista di classificazione che di determinazione delle grandezze, in quanto il riconoscimento dei ricavi avviene nel momento in cui i rischi ed i benefici connessi all'esecuzione del contratto sono stati trasferiti al cliente (“*at a point in time*”) secondo i termini definiti con il cliente stesso.

Per quanto riguarda le garanzie eventualmente previste nei contratti le stesse sono di tipo generale e non estese e, di conseguenza, se ne ricorreranno i presupposti, continueranno ad essere contabilizzate in accordo con lo IAS 37.

Documento “Miglioramenti annuali agli IFRS 2014-2016”.

Il Documento è stato emesso dallo IASB nel dicembre 2016 ed approvato dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2018 con Regolamento 2018/182. Tale Documento apporta modifiche ai seguenti Principi:

- IAS 28 Partecipazioni in società collegate e joint venture;
- IFRS 1 Prima adozione degli International Financial Reporting Standard.
- IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità

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 disposizioni sono state omologate dall'Unione Europea nel mese di febbraio 2018 e sono applicabili nella predisposizione del bilancio per gli esercizi che iniziano a partire da 1° gennaio 2018, con riferimento alle modifiche ai principi IAS 28 e IFRS 1, già a partire dal 1° gennaio 2017 con riferimento alle modifiche all'IFRS 12.

Le fattispecie in esame non rientrano attualmente nell'attività aziendale, e pertanto l'adozione delle disposizioni da parte della Società non ha comportato cambiamenti nelle politiche contabili o aggiustamenti di natura retrospettiva.

Interpretazione IFRIC 22 “Transazioni in valuta estera e rilevazione di pagamenti od incassi anticipati”.

L'interpretazione è stata omologata dall'Unione Europea nel mese di marzo 2018 ed è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018. 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.

Le fattispecie in esame non rientrano attualmente nell'attività aziendale, e pertanto l'adozione dell'interpretazione da parte della Società non ha comportato cambiamenti nelle politiche contabili o aggiustamenti di natura retrospettiva.

Emendamento allo IAS 40 “Investimenti Immobiliari”.

Tale emendamento, omologato nel marzo 2018 e applicabile a partire dal 1° gennaio 2018, chiarisce quando un'entità debba trasferire la proprietà degli immobili (inclusi quelli in costruzione). Viene inoltre stabilito che la sola intenzione del management di modificare l'uso di un immobile non costituisce evidenza di un cambiamento

di destinazione dell'investimento immobiliare.

L'adozione di tale modifica non ha comportato alcun effetto sulla situazione economica e patrimoniale della Società.

Emendamenti all'IFRS 2 "Pagamenti basati su azioni"

Nel febbraio 2018 sono state omologate alcune modifiche al principio IFRS 2 che trattano due aree principali:

- la classificazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata al netto delle obbligazioni per ritenute d'acconto;
- la contabilizzazione qualora una modifica dei termini e delle condizioni di una transazione con pagamento basato su azioni cambia la sua classificazione da regolata per cassa a regolata con strumenti rappresentativi di capitale.

La fattispecie non è attualmente applicabile alla Società e pertanto l'adozione di tali modifiche non ha comportato alcun effetto sulla situazione economica e patrimoniale della stessa.

Emendamento all'IFRS 4 "Contratti assicurativi"

L'emendamento in oggetto, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea nel novembre 2017, consente alle società che emettono contratti assicurativi di differire l'applicazione dell'IFRS 9 per la contabilizzazione degli investimenti finanziari allineando la data di prima applicazione a quella dell'IFRS 17, prevista nel 2021 (deferral approach) e contemporaneamente consente di eliminare dal Conto economico alcuni effetti distorsivi derivanti dall'applicazione anticipata dell'IFRS 9 rispetto all'applicazione dell'IFRS 17 (overlay approach).

La fattispecie non è applicabile alla Società e pertanto l'adozione di tali modifiche non ha comportato alcun effetto sulla situazione economica e patrimoniale della stessa.

Principi, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società al 31 dicembre 2018

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

Principio IFRS 16 "Leases"

L'IFRS 16 è stato pubblicato nel gennaio 2016 ed è destinato a sostituire il principio IAS 17 – "Leases", nonché le interpretazioni IFRIC 4 "Determining whether an Arrangement contains a Lease", SIC-15 "Operating Leases-Incentives" e SIC-27 "Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease".

Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di *lease* ed introduce un criterio basato sul controllo (*right of use*) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. Il principio stabilisce un modello unico di riconoscimento e valutazione dei contratti di leasing per il locatario (*lessee*) che prevede l'iscrizione del bene oggetto di *lease* anche operativo nell'attivo con contropartita un debito finanziario, fornendo inoltre la possibilità di non riconoscere come leasing i contratti che hanno ad oggetto i "low-value assets" e i leasing con una durata del contratto pari o inferiore ai 12 mesi.

Alla data di inizio del contratto di leasing, il locatario rileverà una passività a fronte dei pagamenti dei canoni di affitto previsti dal contratto di leasing ed un'attività che rappresenta il diritto all'utilizzo dell'attività sottostante per la durata del contratto (il diritto d'uso). I locatari dovranno contabilizzare separatamente le spese per interessi sulla passività per leasing e l'ammortamento del diritto di utilizzo dell'attività; dovranno inoltre rimisurare la passività per leasing al verificarsi di determinati eventi, quali ad esempio un cambiamento nelle condizioni del contratto di leasing. Rimane sostanzialmente invariata la contabilizzazione prevista dall'IFRS 16 per i locatori, che continueranno a classificare tutti i leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione previsto dallo IAS 17, distinguendo leasing operativi e leasing finanziari.

L'IFRS 16 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio a partire dal 1° gennaio 2019 con piena applicazione retrospettiva o modificata. È consentita l'applicazione anticipata, ma non prima che l'entità abbia adottato l'IFRS 15. Non sono attesi impatti significativi per la Società.

IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito"

Lo IASB ha pubblicato l'interpretazione IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" che ha lo scopo di fornire chiarimenti su come applicare i criteri d'iscrizione e misurazione previsti dallo IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti per la determinazione delle imposte sul reddito. Dall'applicazione dell'interpretazione, prevista obbligatoriamente a partire dal 1° gennaio 2019, non sono attesi impatti significativi per la Società.

Integrazione al Principio IFRS 9 “Strumenti finanziari”

È stata omologata in data 26 marzo 2018 ed è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019 un'integrazione che consente di valutare al costo ammortizzato gli oneri relativi all'estinzione anticipata di strumenti finanziari che precedentemente venivano misurati al “fair value through profit and loss”.

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

Alla data di riferimento del presente bilancio separato 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).

Per completezza si fornisce di seguito un'elencazione degli ulteriori principi ed interpretazioni, emanati dallo IASB/IFRIC ma non ancora omologati; si precisa che gli stessi che non sono ritenuti tali da impattare in modo significativo sulla situazione patrimoniale ed economica della Società nonché sull'informativa di bilancio:

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. Non sono attesi impatti significativi per la Società.

Le ulteriori modifiche in corso di adozione sono le seguenti:

Modifiche al principio IAS 28 “Interessi a lungo termine in società collegate e joint venture

Modifiche al principio IAS 19 “Modifiche ai piani, riduzione o liquidazione

Nuova versione del Conceptual Framework for Financial Reporting

Modifiche all'IFRS 3 “Aggregazioni aziendali”

Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 “Definizione di materiale”

Per completezza informativa si segnala che in data 18 maggio 2017 lo IASB ha emanato il nuovo principio contabile IFRS 17 che disciplina i contratti emessi dalle compagnie di assicurazione e la cui applicazione è prevista a partire dal 1° gennaio 2021. Per la Società non sono previsti impatti diretti.

5.01 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.

Processo di ammortamento

In merito al processo d'ammortamento 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
Opere elettromeccaniche	5,0
Vapordotto	5,0
Rete teleriscaldamento	2,5
Allacciamento clienti	2,5
Sottocentrali teleriscaldamento	5,0
Telecontrollo e telemisure	18,0
Rete di controllo	5,0
Impianti fotovoltaici di proprietà	Durata dell'incentivo
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

Nel corso del 2018 la società sulla base di una valutazione tecnica interna ha provveduto a rideterminare la vita utile residua della rete di teleriscaldamento e degli allacciamenti. La vita utile residua è stata portata da 30 anni a 40 anni. Tale variazione non ha comportato effetti significativi sulla determinazione degli ammortamenti rilevati a conto economico.

Gli impianti di cogenerazione realizzati presso strutture di terzi sono stati ammortizzati in base alla durata del contratto pluriennale sottoscritto con il cliente in quanto di durata inferiore alla vita economico tecnica dell'impianto.

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

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 della vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni.

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.

5.02 - 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 Gelsia S.r.l. ha provveduto a conferire apposito incarico ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente per l'effettuazione dell'*impairment test*, con riferimento alla data del 31 dicembre 2018. Dalla verifica non sono emerse riduzioni di valore dell'avviamento.

5.03 - 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 altre attività immateriali conferite con i rami d'azienda e/o derivanti dalle fusioni, 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 costi dei diritti di brevetto sono ammortizzati in 18 quote costanti;
- le opere dell'ingegno (software) sono ammortizzati in cinque quote costanti;
- i diritti di concessione e marchi vengono ammortizzati in 18 quote costanti;
- le immobilizzazioni "altre" riguardano:
 - i costi sostenuti su beni di terzi in affitto e ammortizzati in base alla durata del contratto d'affitto e, ove più breve, secondo la vita economica residua delle opere realizzate;
 - i costi sostenuti per l'installazione di impianti fotovoltaici di proprietà di terzi, ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i comuni proprietari;
 - i costi sostenuti per l'adeguamento degli impianti dei clienti del teleriscaldamento, ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i clienti.

Perdite durevoli di valore

Ad ogni data di bilancio, la società rivede il valore contabile delle proprie attività materiali e immateriali per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito riduzioni di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tali attività per determinare l'importo della svalutazione. Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità generatrice di flussi finanziari) è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico.

5.04 - PARTECIPAZIONI

Alla chiusura dell'esercizio la società non presenta partecipazioni che rappresentino un investimento duraturo e strategico.

Nell'esercizio in esame infatti, la società ha distribuito dividendi in natura tramite assegnazione ai propri soci delle partecipazioni detenute in Gelsia Ambiente S.r.l. e in RetiPiù S.r.l..

Le partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e in RetiPiù S.r.l., la cui retrocessione ai soci alla chiusura dell'esercizio non era ancora perfezionata, sono state classificate nelle attività finanziarie correnti.

5.05 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

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

5.06 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

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

5.07 - 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, al netto di eventuali costi di vendita.

5.08 - RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite da gas metano in stoccaggio, da materiale necessario per la realizzazione di impianti fotovoltaici, dall'olio vegetale necessario al funzionamento di un impianto cogenerativo e da materiale necessario per la gestione degli impianti di teleriscaldamento e gestione servizio energia. Le rimanenze sono iscritte al minore tra il loro costo d'acquisto e il presumibile valore di mercato, desumibile dall'andamento del mercato.

5.09 - CREDITI COMMERCIALI

I crediti commerciali sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato, tenendo conto del fattore temporale e del valore di presumibile 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.

5.10 - ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Le altre attività correnti sono iscritte al minore tra il loro valore contabile ed il relativo valore di realizzo.

5.11 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Le altre attività finanziarie correnti sono iscritte a loro fair value con impatto a conto economico.

Il saldo verso la controllante per la gestione della tesoreria accentrata è iscritto al valore nominale. Gli interessi maturati sono contabilizzati in base al criterio della competenza economico temporale.

5.12 - 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.

5.13 - 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 un'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.

La società concede annualmente sulle forniture di energia elettrica e gas metano sconti tariffari ad ex dipendenti in virtù di accordi pregressi. Inoltre, come definito da apposito accordo sindacale, per alcuni dipendenti soggetti al CCNL degli elettrici, in caso di cessazione del rapporto di lavoro e nel rispetto di determinate condizioni previste dal contratto medesimo, hanno diritto a mensilità aggiuntive.

Alla luce di quanto sopra descritto, Gelsia S.r.l. ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente una valutazione attuariale di tali benefici. Le valutazioni attuariali così eseguite trovano capienza in un apposito fondo rischi all'uopo costituito e che risulta capiente anche con riferimento ai dati 2018.

5.14 - FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato viene stanziato per coprire l'intera passività maturata nei confronti dei dipendenti in conformità alla legislazione vigente ed al contratto collettivo di lavoro e integrativo aziendale. Tale passività è soggetta a rivalutazione in base all'applicazione di indici fissati dalla normativa vigente. A seguito della riforma della previdenza complementare e delle conseguenti modifiche legislative, si è determinata la situazione seguente:

- l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;
- l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1° gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura. Alla luce di quanto sopra descritto, la società ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19. Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative.

5.15 - DEBITI COMMERCIALI

I debiti sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato. Per i debiti per i quali sia stata verificata l'irrilevanza 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.

5.16 - ALTRI DEBITI

Gli altri debiti sono iscritti al valore nominale, corrispondente al costo ammortizzato.

5.17 - FINANZIAMENTI

I finanziamenti sono valutati inizialmente al costo. Tale valore viene rettificato successivamente per tenere conto dell'eventuale differenza tra il costo iniziale e il valore di rimborso lungo la durata del finanziamento utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. I finanziamenti sono classificati tra le passività correnti a meno che la Società abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

5.18 - 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.

5.19 - COSTI

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

5.20 - PROVENTI FINANZIARI

I proventi finanziari includono gli interessi attivi, le differenze di cambio attive, i dividendi da imprese partecipate, le plusvalenze da cessione di partecipazioni, 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.

5.21 - ONERI FINANZIARI

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

5.22 - IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile della Società. Sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto, nei cui casi l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto ed evidenziato nelle altre componenti del conto economico complessivo. Le altre imposte non correlate al reddito sono incluse tra gli oneri operativi. Le imposte differite sono stanziare secondo il metodo dello stanziamento globale della passività. Esse sono calcolate su tutte le differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività ed il valore contabile. Le imposte differite attive sulle perdite fiscali e sui crediti d'imposta non utilizzati riportabili a nuovo sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le attività e le passività fiscali correnti e differite sono compensate quando le imposte sul reddito sono applicate dalla medesima autorità fiscale e quando vi è un diritto legale di compensazione. Le attività e le passività fiscali differite sono determinate con le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze temporanee saranno realizzate o estinte.

La società ha aderito al consolidato fiscale nazionale di AEB S.p.A., unitamente a Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l., disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86 manifestando la necessaria opzione.

I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

5.23 - CONTINUITÀ AZIENDALE

Il bilancio della società al 31 dicembre 2018 è stato redatto adottando il presupposto della continuità aziendale.

5.24 - 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. 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 il fondo svalutazione crediti, i fondi rischi, gli avviamenti e le imposte differite attive.

Fondo svalutazione crediti

La società gestisce oltre 200 mila clienti, soprattutto con consumi domestici e, in misura inferiore, imprese industriali e/o artigianali con consumi medi non particolarmente rilevanti.

Per la minimizzazione del rischio di insolvenza dei clienti, la Società tende a prediligere i contratti con clienti domestici e clienti industriali con un target di consumi non eccessivamente elevato rispetto alla generalità della clientela.

Considerata la mole consistente di clienti e di micro fatturazioni realizzate durante l'anno, nonché la tempistica di rientro della clientela, la società ha provveduto a costituire un consistente fondo svalutazione che al 31.12.2018 ammonta a 6.968 migliaia di Euro.

La società si avvale, oltre che di legali esterni, anche del servizio legale interno per il recupero dei crediti e, con l'unificazione dei sistemi informativi, l'organizzazione per il recupero dei crediti, già operativa, svolge un'attività più incisiva per ridurre i tempi di recupero e di conseguenza l'indice di morosità.

Fondi per rischi ed oneri

La società ha iscritto nella situazione Patrimoniale - Finanziaria fondi per rischi ed oneri per complessivi 2.799 migliaia di Euro che rappresentano rischi per benefici per il personale dipendente per 17 migliaia di Euro e per 2.782 migliaia di Euro per rischi ed oneri connessi all'attività della società. La stima è stata fatta dal management tenendo conto delle vertenze in corso e dei potenziali oneri inerenti la sua attività operativa.

Imposte differite attive

La società evidenzia nella situazione patrimoniale - finanziaria imposte differite attive per 2.506 migliaia di Euro. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata sui piani triennali redatti dalla società che hanno evidenziato aspettative di reddito in grado di permetterne il loro recupero.

6 – COMMENTI ALLE PRINCIPALI VOCI DI BILANCIO

SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

01 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Saldo al 31/12/2018	Euro	25.588
Saldo al 31/12/2017	Euro	27.040
Variazione	Euro	-1.452

Di seguito vengono dettagliate le diverse tipologie di immobili materiali confrontate con la consistenza al 31 dicembre 2018.

Immobili, impianti e macchinari Valori in migliaia di Euro	Valore netto al 31.12.2018		Valore netto al 31.12.2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Terreni e fabbricati		2.081		2.166
Terreni	606		606	
Fabbricati	1.475		1.560	
Impianti e macchinari		21.352		22.553
Cogeneratori	6.106		6.734	
Microcogenerazione	823		759	
Centrali termiche	1.516		1.629	
Sottocentrali	2.228		2.379	
Impianti fotovoltaici	427		458	
Opere elettromeccaniche	1.083		1.231	
Sistemi di controllo	484		537	
Rete teleriscaldamento	7.363		7.523	
Allacciamenti teleriscaldamento	1.128		1.036	
Vapordotto	155		181	
Impianti di telecomunicazione	-		37	
Impianti generici fabbricati	39		49	
Attrezzature industriali e commerciali		131		157
Strumenti di misura e controllo	45		50	
Cartografia	45		55	
Altre attrezzature	41		52	
Altri beni		1.132		1.311
Autovetture - autoveicoli	44		71	
Hardware e software	311		400	
Mobili e altre dotazioni tecniche	700		759	
Altri beni	77		81	
Immobilizzazioni materiali in corso		892		853
Cablaggi	-		-	
Hardware e software	-		16	
Impianti fabbricati	-		6	
Impianti FTV	186		187	
Impianti cogenerazione	706		644	
TOTALE		25.588		27.040

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti in bilancio al netto dei relativi ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote enunciate nella sezione "Principi contabili e Criteri di valutazione adottati e sono ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle stesse immobilizzazioni. Maggiori dettagli sono disponibili nell'allegato A. I terreni e fabbricati sono quelli relativi alla centrale di cogenerazione di Seregno e dell'impianto di Giussano. Gli Impianti e macchinari sono prevalentemente costituiti da impianti inerenti le seguenti attività:

- cogenerazione e gestione calore in via Colombo a Seregno (impianto realizzato da AEB S.p.A. e ceduto nel 2003 ad AEB Energia S.p.A. ora Gelsia S.r.l.);
- cogenerazione, produzione vapore e acqua surriscaldata presso la Centrale di Cogenerazione a Seregno (impianto oggi in produzione dal mese di dicembre 2004 e dal mese di dicembre 2008 con il II° motore);
- teleriscaldamento in via Montegrappa a Giussano, impianto attivato a fine dicembre 2004;
- impianti fotovoltaici;
- impianti di micro cogenerazione;
- fibra ottica.

02 AVVIAMENTO E ALTRE ATTIVITÀ A VITA NON DEFINITA

Saldo al 31/12/2018	Euro	6.499
Saldo al 31/12/2017	Euro	6.499
Variazione	Euro	0

Le attività immateriali a vita non definita pari a 6.499 migliaia di Euro si riferiscono agli avviamenti derivanti da operazioni di conferimento dei rami d'azienda vendita gas metano ed energia elettrica avvenute nell'esercizio 2003 per complessivi 25.993 migliaia di Euro, ammortizzati per 19.494 migliaia di Euro prima dell'adozione dei principi contabili internazionali. Secondo i principi IAS/IFRS l'avviamento è considerato un'attività immateriale con vita utile non definita, e di conseguenza non viene ammortizzato, ma è soggetto alla periodica verifica di eventuali riduzioni di valore (*"impairment test"*). Tale verifica, come richiesto dai principi IAS/IFRS, è stata effettuata al 31 dicembre 2018 svolgendo una specifica analisi sulla sussistenza di eventuali riduzioni di valore dell'avviamento (*"impairment test"*), applicando la procedura richiesta dallo IAS 36. I valori emersi hanno condotto a determinare una complessiva valutazione largamente superiore all'avviamento iscritto in bilancio.

03 ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

Saldo al 31/12/2018	Euro	903
Saldo al 31/12/2017	Euro	953
Variazione	Euro	- 50

Le altre attività immateriali sono esposte in bilancio al netto dei relativi ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote enunciate nella sezione "Principi contabili e Criteri di valutazione adottati" e sono ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle stesse.

Altre attività immateriali	Valore netto al 31.12.2018		Valore netto al 31.12.2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Valori in migliaia di Euro				
Diritti Brevetto		68		67
Sito internet	68		67	
Concessioni, licenze marchi		8		9
Marchi	8		9	
Immobilizzazioni immateriali in corso		-		-
in corso	-		-	
Altre immobilizzazioni immateriali		615		659
Accordi per impianti fotovoltaici	236		253	
Lavori su beni di terzi	360		378	
Altre	19		28	
Software		212		218
Software	212		218	
TOTALE		903		953

Le spese su beni di terzi riguardano le manutenzioni straordinarie delle sedi e degli uffici commerciali presenti sul territorio. Maggiori dettagli sono disponibili nell'allegato B. La società 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.

04 PARTECIPAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	0
Saldo al 31/12/2017	Euro	22.726
Variazione	Euro	-22.726

La società al 31.12.2017 deteneva la partecipazione totalitaria in Gelsia Ambiente S.r.l. e una partecipazione di collegamento in RetiPiù S.r.l..

In data 28.12.2018 l'Assemblea dei Soci ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario da liquidarsi in natura mediante l'assegnazione di tali partecipazioni ai propri soci. L'assegnazione di tali partecipazioni a valori definiti da apposita perizia di stima redatta da un esperto indipendente ha permesso alla società di realizzare una plusvalenza pari a complessivi 14.259 migliaia di euro.

05 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2018 sia al 31 dicembre 2017.

06 ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	3.121
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.657
Variazione	Euro	1.464

La tabella che segue ne dettaglia la composizione dell'esercizio 2018 e del precedente esercizio:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti verso clienti	162	173
Depositi cauzionali	2.062	472
Crediti verso erario per istanza rimborso IRES D.L. 201/2011	213	213
Crediti da certificati CO2		196
Crediti Diversi	19	29
Risconti attivi	665	574
Totale	3.121	1.657

La voce Depositi cauzionali è aumentata rispetto all'esercizio precedente per effetto della riclassificazione dalle "altre attività correnti" del deposito cauzionale infruttifero pari a 1.582 migliaia di Euro versato al fornitore principale di gas metano a garanzia delle forniture, per il rinnovo triennale del contratto che scadrà con l'anno termico 2020/2021.

La composizione dei **risconti attivi**, confrontati con l'esercizio precedente è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Sconti commerciali	377	500
Provvigioni agenti	274	28
Altri risconti attivi	14	46
Totale	665	574

07 IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.506
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.306
Variazione	Euro	-800

La tabella che segue ne dettaglia la composizione e le relative variazioni:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Imposte Differite attive ai fini IRES	2.397	3.133
Imposte Differite attive ai fini IRAP	109	173
Totale	2.506	3.306

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	6.662	1.599			1.599
Fondo Rischi ed Oneri	2.799	672	2.782	108	780
Ammortamento avviamento	21	5	21	1	6
Ammortamenti	196	47			47
Premi al personale	175	42			42
Oneri deducibili per cassa	135	32			32
Totale	9.988	2.397	2.803	109	2.506

L'aliquota IRES applicata per la determinazione della fiscalità differita è pari al 24,0%. L'aliquota IRAP applicata per la determinazione della fiscalità differita è pari al 3,9%.

08 ATTIVITÀ NON CORRENTI DISPONIBILI PER LA VENDITA

Saldo al 31/12/2018	Euro	0
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.118
Variazione	Euro	-3.118

Le **attività non correnti** disponibili per la vendita sono così composte:

Descrizione	31.12.2017	Scarico	Carico	Giroconto	31.12.2018
Brianzacque S.r.l.	2	2			-
Commerciale Gas e Luce S.r.l.	3.116	3.116			-
Totale	3.118	3.118	-	-	-

Brianzacque S.r.l.

Nel corso del 2018 tutti i soci hanno perfezionato il processo di acquisizione e pertanto al 31.12.2018 Gelsia S.r.l. non deteneva alcuna quota della società Brianzacque S.r.l..

AMSC Commerciale Gas S.r.l.

Il socio di maggioranza di AEB S.p.A., ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 19 agosto 2017, n. 175, ha provveduto il 27.10.2017 alla ricognizione delle partecipazioni detenute alla data del 23 settembre 2017 e a formulare apposito documento di indirizzo. Gli indirizzi comunicati dal socio di maggioranza alla capogruppo AEB prevedevano l'alienazione della partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l..

La cessione, mediante asta pubblica, della partecipazione ha comportato la realizzazione di una plusvalenza di 1.984 migliaia di Euro.

09 RIMANENZE

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.117
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.051
Variazione	Euro	66

Le rimanenze sono costituite da gas metano presso i siti di stoccaggio, da materiale necessario per la realizzazione di impianti fotovoltaici, dall'olio vegetale necessario al funzionamento di un impianto cogeneratore e da materiale per il teleriscaldamento e la gestione servizio energia.

10 CREDITI COMMERCIALI

Saldo al 31/12/2018	Euro	54.116
Saldo al 31/12/2017	Euro	55.991
Variazione	Euro	-1.875

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

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti verso clienti	59.457	61.757
Crediti verso controllate		270
Crediti verso collegate		88
Crediti verso società soggette al controllo delle controllanti	66	
Crediti verso controllanti	377	627
Altri crediti - certificati verdi	1.184	1.184
Totale crediti commerciali	61.084	62.874
- Fondo svalutazione crediti	-6.968	-7.935
Totale crediti commerciali al netto del fondo	54.116	54.939

Il fondo svalutazione crediti copre integralmente i crediti scaduti da oltre 12 mesi e un'idonea percentuale dei crediti scaduti entro 12 mesi. La composizione dei **crediti verso clienti** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti per fatture emesse	29.088	29.284
Crediti per fatture da emettere	30.369	32.473
Totale crediti verso clienti	59.457	61.757
- Fondo svalutazione crediti fiscale	-306	-626
- Fondo svalutazione crediti non fiscale	-6.662	-7.309
Totale crediti verso clienti al netto del fondo	52.489	53.822

I **crediti verso imprese** sottoposte al controllo delle controllanti sono relativi a:

- Crediti verso Gelsia Ambiente S.r.l. che risultano così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti per fatture emesse	9	9
Crediti per fatture da emettere	11	261
Totale	20	270

- Crediti verso RetiPiù S.r.l. che risultano così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti per fatture emesse	25	60
Crediti per fatture da emettere	21	28
Totale	46	88

La composizione dei **crediti verso controllanti** (AEB S.p.A. e Comune di Seregno) è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti per fatture emesse	81	135
Crediti per fatture da emettere	296	492
Totale	377	627

11 CREDITI PER IMPOSTE

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.368
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.965
Variazione	Euro	403

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

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti IRES	27	20
Crediti verso controllante per consolidato fiscale IRES	1.464	1.030
Crediti IRAP	272	185
Imposta consumo Gas metano	235	471
Credito verso controllante per IVA di gruppo		238
Crediti verso Erario per IVA	344	
Addizionali energia elettrica	26	21
Totale	2.368	1.965

12 ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.201
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.517
Variazione	Euro	-2.316

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

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti diversi	35	95
Crediti verso Commerciale Gas e Luce per utile		250
Crediti CCSE	38	43
Crediti depositi cauzionali		1.582
Ratei e risconti attivi	1.111	1.538
Crediti verso controllante	17	9
Totale	1.201	3.517

I crediti per depositi cauzionali iscritte nel precedente esercizio nella presente voce sono stati riclassificati nella voce "altre attività non correnti" come già descritto alla nota 06.

La voce “**Ratei e risconti attivi**” è composta interamente da risconti attivi così suddivisi e confrontati con l'esercizio precedente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Assicurazioni	32	43
Sconti commerciali	123	123
Commissioni fidejussioni	30	64
Provvigioni agenti	778	1.068
Spese telefoniche	4	28
Canoni manutenzioni	38	22
Spese pubblicitarie	22	104
Altri risconti attivi	84	86
Totale	1.111	1.538

13 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	17.426
Saldo al 31/12/2017	Euro	11.980
Variazione	Euro	5.446

La voce è costituita per 12.750 migliaia di euro dal credito verso la controllata per i contratti di tesoreria accentrata e per 4.676 migliaia di euro relativi all'ammontare delle partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. assegnate ai soci per i quali non risulta ancora completato il processo autorizzativo per l'acquisizione di tali partecipazioni.

14 DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	4.198
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.788
Variazione	Euro	1.410

La composizione delle **disponibilità liquide e mezzi equivalenti** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Denaro e valori in cassa		2
Depositi bancari e postali	4.198	2.786
Totale	4.198	2.788

Il saldo rappresenta le disponibilità liquide e l'esistenza di numerario e di valori alla chiusura del periodo. A seguito dell'adesione al contratto di tesoreria accentrata, i saldi dei conti correnti principali vengono girati giornalmente alla capogruppo AEB S.p.A.

15 PATRIMONIO NETTO

Saldo al 31/12/2018	Euro	69.934
Saldo al 31/12/2017	Euro	85.983
Variazione	Euro	-16.049

La composizione del **Patrimonio netto** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Capitale sociale	20.345	20.345
Riserva legale	4.069	2.236
Riserva da sovrapprezzo	12.470	40.536
Riserva statutaria	7.802	6.706
Riserva da conferimento		521
Riserva straordinaria		2.366
Riserva per avanzo fusione		1.395
Utili portati a nuovo		4.578
Utile dell'esercizio	25.248	7.300
Totale	69.934	85.983

Il seguente prospetto mostra la disponibilità e distribuibilità delle riserve di Patrimonio Netto:

Descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre esercizi precedenti	
				Per copertura perdita	Per altre ragioni
Riserva legale	4.069	B	4.069		
Riserva da sovrapprezzo	12.470	A,B,C	12.470		
Riserva statutaria	7.802	A,B,C	7.802		
Quota non distribuibile			4.069		
Residuo quota distribuibile			20.272		

La composizione del **capitale sociale**, confrontata con la situazione al 31.12.2017, della società è la seguente:

Capitale sociale	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Valore	%		%
SOCI				
AEB S.p.A.	15.688	77,111	15.688	77,111
GSD S.p.A.	831	4,084	831	4,084
ASSP S.p.A.	699	3,435	699	3,435
Comune di Lissone	2.064	10,142	2.064	10,142
Comune di Cesano Maderno	759	3,733	759	3,733
Comune di Bovisio Masciago	95	0,468	95	0,468
Comune di Varedo	90	0,440	90	0,440
Comune di Ceriano Laghetto	42	0,208	42	0,208
Comune di Nova Milanese	42	0,205	42	0,205
Comune di Biassono	21	0,105	21	0,105
Comune di Macherio	14	0,069	14	0,069
Totale	20.345	100,000	20.345	100,000

Il capitale sociale della Società ammonta ad Euro 20.345.267,38 e non ha subito variazioni nel corso del periodo. Il significativo decremento delle riserve di patrimonio netto è dovuto, come già descritto nelle presenti note di commento, alla distribuzione del dividendo straordinario in natura deliberato dall'assemblea in data 28.12.2018 tramite assegnazione ai propri soci delle partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l.. Per maggiori dettagli sulle movimentazioni del Patrimonio netto si rimanda al prospetto specifico.

16 – 21 FINANZIAMENTI

Voce di bilancio	31/12/2018		31/12/2017	
	16	21	16	21
Scadenza	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti
Mutuo concesso da BPS (10 milioni)			4.639	719
Mutuo concesso da BPS (6 milioni)			2.948	428
Debito per finanziamenti a breve termine			-	2.000
Finanziamento TLR Regione Lombardia	132	66	198	66
Finanziamento da fornitore		51	51	102
Ratei passivi su finanziamenti		1	-	39
Totale	132	118	8.999	3.244

Nel corso del 2018 la società ha estinto i mutui contratti con la Banca Popolare di Sondrio.

17 ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	6.154
Saldo al 31/12/2017	Euro	6.453
Variazione	Euro	- 13

Le **altre passività correnti** sono così costituite:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Depositi cauzionali da clienti	5.229	5.465
Ratei e risconti passivi	925	988
Totale	6.154	6.453

I depositi cauzionali a titolo oneroso sono richiesti ai clienti a garanzia dei consumi come previsto dalle delibere ARERA. La voce "Ratei e risconti passivi" è così suddivisa:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Risconto per gestione calore	7	13
Risconto contribuito a fondo perso Legge 488	240	270
Risconto contribuito rete TLR – Regione Lombardia	534	563
Risconto contribuito da privati rete TLR	41	44
Risconto contribuito da privati su allacciamenti TLR	103	98
Totale	925	988

18 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	904
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.329
Variazione	Euro	- 425

La società, 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	31/12/2018	31/12/2017
Saldo iniziale del valore delle obbligazioni relative al TFR	1.329	1.399
Benefici pagati	-19	-93
Obbligazioni relative al TFR cedute	-429	
Oneri finanziari sulle obbligazioni assunte	23	23
Totale	904	1.329

19 FONDI PER RISCHI E ONERI

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.799
Saldo al 31/12/2017	Euro	5.040
Variazione	Euro	-2.241

I **fondi accantonati** sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Fondo oneri contrattuali	17	35
Altri fondi	2.782	5.005
Totale	2.799	5.040

La società durante l'anno ha utilizzato 2.836 migliaia di Euro a copertura di oneri contrattuali degli anni precedenti per la distribuzione gas metano e 395 migliaia di Euro per oneri commerciali. L'incremento dell'anno di 1.008 migliaia di Euro è dovuto agli accantonamenti che, nel rispetto dei principi contabili di riferimento, sono stati ritenuti opportuni in relazione alla copertura di passività potenziali di natura contrattuale e normativa anche in relazione ai procedimenti che le autorità regolatorie attivano periodicamente. Il decremento del Fondo oneri contrattuali è dovuto alla cessione ad AEB S.p.A. del ramo servizi amministrativi.

20 FONDI IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE

Saldo al 31/12/2018	Euro	
Saldo al 31/12/2017	Euro	3
Variazione	Euro	-3

21 DEBITI COMMERCIALI

Saldo al 31/12/2018	Euro	32.408
Saldo al 31/12/2017	Euro	31.551
Variazione	Euro	857

I **debiti commerciali** sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Debiti verso fornitori per fatture ricevute	14.619	11.256
Debiti verso fornitori per fatture da ricevere	10.147	11.082
Debiti verso imprese controllate	0	3
Debiti verso imprese collegate		9.167
Debiti verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	7.088	
Debiti verso imprese controllanti	554	43
Totale	32.408	31.551

I **debiti verso fornitori** riguardano debiti per fatture ricevute e da ricevere inerenti l'attività della società. I debiti verso RetiPiù S.r.l. sono relativi principalmente alla gestione dei servizi di distribuzione gas metano e di energia elettrica ed alle relative prestazioni connesse.

22 DEBITI PER IMPOSTE

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.081
Saldo al 31/12/2017	Euro	843
Variazione	Euro	238

I **debiti per imposte** sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Debiti per imposte di consumo gas ed energia elettrica	608	389
Debiti per canone abbonamento televisivo	387	335
Debiti v/erario per ritenute alla fonte	86	119
Totale	1.081	843

23 ALTRI DEBITI

Saldo al 31/12/2018	Euro	6.513
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.198
Variazione	Euro	5.315

Gli **altri debiti** sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Debiti v/INPS	133	193
Debiti v/INPDAP	72	138
Debiti v/INAIL	3	3
Debiti v/ENASARCO	14	16
Fondi previdenza complementare	21	48
Debiti v/personale	223	390
Debiti v/CCSE gas metano		136
Debiti v/CCSE energia elettrica	567	172
Debiti verso altri soci per dividendo	5.338	2
Altri debiti residuali	31	22
Risconti passivi	111	78
Totale	6.513	1.198

La voce **“Debiti verso altri soci per dividendo”** si riferisce al debito per dividendo in natura relativo alle partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. assegnate ai soci per i quali l’iter autorizzativo per l’acquisizione non risulta ancora concluso.

La voce **“Risconti passivi”** è così suddivisa:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Risconto per gestione calore	43	10
Risconto contribuito a fondo perso Legge 488	30	30
Risconto contribuito su rete TLR – Reg. Lombardia	30	30
Risconto contribuito da privati su rete TLR	3	3
Risconto contribuito da privati su allacciamenti TLR	5	5
Totale	111	78

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

24 RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	158.686
Saldo al 31/12/2017	Euro	154.824
Variazione	Euro	3.862

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

Descrizione	Esercizio 2018		Esercizio 2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Vendite gas metano ai clienti finali	94.984		90.470	
Vendite gas metano all'ingrosso	5.938		7.425	
Vendite energia elettrica ai clienti finali	48.422		47.753	
Vendite energia elettrica in borsa	640		749	
Vendite energia elettrica prodotta	161		243	
Vendite energia elettrica all'ingrosso	1.468		1.281	
Vendite di teleriscaldamento e vapore	4.199		3.800	
Ricavi delle vendite		155.812		151.721
Gestione calore edifici di terzi	345		363	
Prestazioni a parti correlate	856		1.253	
Prestazioni a terzi	1.673		1.487	
Ricavi delle prestazioni		2.874		3.103
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		158.686		154.824

L'attività della società è collocata prevalentemente nelle province di Monza e Brianza, Como e Milano e in via residuale da alcuni clienti al di fuori di tale area.

I ricavi da prestazioni a parti correlate risentono della cessione del ramo d'azienda «prestazioni amministrative al Gruppo» alla Capogruppo AEB S.p.A. avvenuto in data 1 ottobre 2018.

25 ALTRI RICAVI E PROVENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.950
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.515
Variazione	Euro	-1.565

Gli altri ricavi e proventi sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018		Esercizio 2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Contributi di allacciamento	355		481	
Contributi dal GSE per tariffa incentivata FTV	117		122	
Contributi c/impianti	68		67	
Totale contributi		540		670
Certificati verdi	0		1.184	
Altri ricavi	1		51	
Rimborsi da clienti	248		252	
Rimborsi da società del gruppo	476		445	
Rimborsi da personale	2		2	
Altri rimborsi	31		26	
Altri componenti caratteristici	652		885	
Totale altri ricavi		1.410		2.845
Altri ricavi e proventi		1.950		3.515

La quota di competenza dell'esercizio relativa a contributi in conto impianti ricevuti in esercizi precedenti è così dettagliata:

- 30 migliaia di Euro per contributo ricevuto dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato ai sensi della L. 488/92 per l'impianto di cogenerazione sito in Seregno in Via cimitero;
- 19 migliaia di Euro per contributo ricevuto dal Comune di Seregno per investimenti sulla rete di TLR;
- 11 migliaia di Euro per contributo ricevuto dalla Regione Lombardia a seguito della partecipazione ad un bando per il finanziamento delle reti di TLR;
- 8 migliaia di Euro per contributi ricevuti da privati per la realizzazione degli allacciamenti per il TLR.

Nel 2018 non sono presenti ricavi da certificati verdi a seguito del termine del periodo di incentivazione.

26 ACQUISTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	81.396
Saldo al 31/12/2017	Euro	73.791
Variazione	Euro	7.605

I costi per acquisti sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Acquisti gas metano per i clienti finali	59.035	49.776
Acquisti gas metano per l'ingrosso	4.736	8.301
Acquisti energia elettrica per clienti finali	16.397	14.547
Acquisti energia elettrica per trading	571	503
Accise autoconsumi gas metano	300	294
Acquisti carburante e altri combustibili	87	155
Acquisto stampati e merci	270	215
Totale	81.396	73.791

27 VARIAZIONE DELLE RIMANENZE

Saldo al 31/12/2018	Euro	66
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.127
Variazione	Euro	-1.061

Le rimanenze sono costituite da gas presso gli impianti di stoccaggio, materiale necessario per la realizzazione di impianti fotovoltaici e teleriscaldamento, dall'olio vegetale necessario al funzionamento di un impianto cogeneratore.

28 SERVIZI

Saldo al 31/12/2018	Euro	62.526
Saldo al 31/12/2017	Euro	64.265
Variazione	Euro	-1.739

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 2018	Esercizio 2017
Spese per lavori	1.207	1.311
Spese per lavori richiesti da distributori	1.212	1.388
Spese per trasporto su reti gas metano	24.988	24.649
Spese per trasporto su reti elettriche	28.472	29.542
Spese per prestazioni professionali	3.066	3.388
Spese per pubblicità e promozione	630	576
Spese per vigilanza pulizie e simili	107	122
Spese per comunicazione	697	846
Spese per canoni manutenzione	547	746
Spese per servizi al personale	206	248
Spese per assicurazioni	218	308
Spese per acqua, gas metano ed energia elettrica	71	70
Spese per servizi diversi	431	428
Totale	61.852	63.622

Costi per godimento di beni di terzi	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Spese per affitto locali	507	501
Spese per noleggio software e hardware	115	91
Spese per altri noleggi	52	51
Totale	674	643

Le **spese per prestazioni professionali** sono così costituite:

Costi per prestazioni professionali	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Compensi CDA	51	47
Compenso Collegio Sindacale	29	29
Compenso Revisore Legale	19	42
Spese per prestazioni tecniche da terzi	463	312
Spese per prestazioni tecniche dal gruppo	18	24
Spese prestazioni amm.ve da terzi	503	697
Spese prestazioni amm.ve dal gruppo	349	6
Spese prestazioni informatiche da terzi	80	127
Spese prestazioni informatiche dal gruppo	250	250
Spese per agenti	867	1.554
Spese legali e recupero crediti	193	170
Spese per stampa e imbustamento fatture	79	101
Spese per prestazioni diverse	165	29
Totale	3.066	3.388

29 COSTI PER IL PERSONALE

Saldo al 31/12/2018	Euro	5.255
Saldo al 31/12/2017	Euro	6.055
Variazione	Euro	- 800

La voce comprende l'intero costo sostenuto dalla società 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 2018	Esercizio 2017
Salari e stipendi	3.803	4.401
Oneri sociali	1.157	1.323
Trattamento di fine rapporto		
- Quota fondo tesoreria INPS	132	145
- Quota ai fondi pensione	108	127
Altri costi	55	59
Totale	5.255	6.055

La riduzione del costo del personale è dovuta alla cessione alla capogruppo AEB S.p.A. del ramo d'azienda «prestazioni amministrative al Gruppo» avvenuto in data 1 ottobre 2018.

La tabella sotto riportata dettaglia il numero dei dipendenti regolati integralmente da contratti FEDERGASACQUA.

Organico	Numero di dipendenti in forza al:		Presenza media nell'anno	
	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017
Dirigenti	0	3	2,25	3,00
Quadri	3	8	6,75	9,17
Impiegati	61	82	72,34	79,87
Operai	6	6	6,00	6,75
Totale	70	99	87,34	98,79

30 ALTRI COSTI OPERATIVI

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.108
Saldo al 31/12/2017	Euro	827
Variazione	Euro	281

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 2018	Esercizio 2017
Imposte e tasse	87	64
Elargizioni e liberalità	59	59
Contributi associativi e ad autorità	86	92
Certificati CO2	357	135
Altri oneri	110	137
Altri oneri caratteristici	409	340
Totale	1.108	827

31 COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Saldo al 31/12/2018	Euro	158
Saldo al 31/12/2017	Euro	441
Variazione	Euro	- 283

I costi per lavori interni capitalizzati sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Costi per acquisti materiali	4	24
Costi per prestazioni di lavori	104	318
Costi del personale	50	99
Totale	158	441

32 AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.412
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.773
Variazione	Euro	- 361

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza del periodo, 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 Principi contabili e criteri di valutazione adottati.

Descrizione	Esercizio 2018		Esercizio 2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Amm.to diritti di brevetto e util. opere ingegno	6		6	
Ammortamento software	116		169	
Amm.to altre attività immateriali	152		346	
Totale ammortamenti attività immateriali		274		521
Ammortamento fabbricati	85		85	
Ammortamento impianti e macchinari	1.767		1.865	
Ammortamento attrezzature industriali-commerciali	31		33	
Ammortamento altri beni	255		269	
Totale ammortamento immobili impianti macchinari		2.138		2.252
Totale ammortamenti		2.412		2.773

33 ACCANTONAMENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.503
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.410
Variazione	Euro	-1.907

Gli **accantonamenti** sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Accantonamenti per rischi su crediti	495	972
Accantonamenti per rischi e oneri	1.008	2.438
Totale	1.503	3.410

Gli accantonamenti in parola sono stati in precedenza illustrati nella nota n. 19 relativa ai Fondi per rischi ed oneri.

34 RICAVI E COSTI NON RICORRENTI

La voce pari a 208 migliaia di euro, è relativa al provento straordinario derivante dalla cessione alla capogruppo del ramo amministrativo avvenuta in data 1 ottobre 2018. Il ramo è stato valorizzato sulla base della relazione predisposta da un esperto indipendente individuato dalla capogruppo mediante gara. L'operazione ha permesso la trasformazione della capogruppo AEB S.p.A. in una vera e propria holding di gruppo che attraverso la cessione dei rami amministrativi di Gelsia S.r.l., Gelsia ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. si è dotata di un'adeguata struttura organizzativa che, con l'obiettivo di incrementare l'efficienza e l'economicità del gruppo, svolge, nel rispetto delle disposizioni normative in materia di unbundling funzionale, attività di service gestionale ed amministrativo alle partecipate interessate dall'operazione.

GESTIONE FINANZIARIA

35 PROVENTI DA PARTECIPAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	20.248
Saldo al 31/12/2017	Euro	760
Variazione	Euro	19.488

I proventi da partecipazione, pari a 20.248 migliaia di euro, sono relativi al dividendo delle società Gelsia Ambiente S.r.l. per 3.720 migliaia di euro e da RetiPiù S.r.l. per 285 migliaia di euro; alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione nella società Commerciale Gas & Luce S.r.l. per 1.984 migliaia di euro e alla plusvalenza per 14.259 migliaia di euro derivante dall'assegnazione ai propri soci delle partecipazioni detenute in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. in sede di distribuzione del dividendo straordinario in natura come deliberato dall'assemblea in data 28.12.2018.

36 PROVENTI FINANZIARI

Saldo al 31/12/2018	Euro	95
Saldo al 31/12/2017	Euro	107
Variazione	Euro	-12

I **Proventi finanziari** sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Interessi attivi su depositi bancari	2	4
Interessi da clienti per ritardato pagamento	87	96
Interessi da clienti per dilazioni pagamento	6	7
Totale	95	107

37 ONERI FINANZIARI

Saldo al 31/12/2018	Euro	118
Saldo al 31/12/2017	Euro	131
Variazione	Euro	-13

Gli **oneri finanziari** sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Interessi passivi su mutui	73	92
Interessi passivi su altri finanziamenti	1	2
Interessi passivi da fornitori	3	3
Interessi passivi da clienti per depositi cauzionali	12	5
Interest cost	29	29
Totale	118	131

38 PROVENTI E ONERI NETTI SU STRUMENTI FINANZIARI E DIFFERENZE CAMBIO

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2018 sia al 31 dicembre 2017.

39 RETTIFICHE DI VALORE DI PARTECIPAZIONI E ATTIVITÀ FINANZIARIE

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2018 sia al 31 dicembre 2017.

40 IMPOSTE

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.845
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.222
Variazione	Euro	-1.845

Le **imposte** sono così composte:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Imposte correnti IRES	890	2.456
Imposte correnti IRAP	158	430
Totale imposte correnti	1.048	2.886
Imposte differite passive IRES	-3	1
Imposte differite passive IRAP		
Totale imposte differite passive	-3	1
Imposte differite attive IRES	736	-615
Imposte differite attive IRAP	64	-50
Totale imposte differite attive	800	- 665
Totale imposte	1.845	2.222

Ai fini dell'IRES la società ha aderito al c.d. "consolidato nazionale", di cui agli articoli da 117 a 129 DPR 917/86 con la controllante A.E.B. S.p.A. e le altre società del gruppo. A tal fine è stato stipulato apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi e degli svantaggi fiscali. La società non ha contabilizzato proventi e/o oneri da consolidato fiscale.

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRES. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore pari al 24%.

	Parziali	Totali	Imposta
Risultato prima delle imposte		27.093	
Onere fiscale teorico Ires (24%)			6.502
Variazioni permanenti in aumento ai fini Ires	1.405		
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini Ires	-21.733		
Totale		-20.328	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	0		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	1.413		
Totale		1.413	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	-4.469		
Totale		-4.469	
Detassazione ACE		0	
Imponibile fiscale Ires		3.709	
Imposta corrente IRES (24%)			890

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRAP. L'IRAP di competenza è stata determinata in base all'aliquota ordinaria pari al 3,9%.

	Parziali	Totali	Imposta
Valore della produzione A)	160.636		
Costi della produzione B)	154.005		
Differenza (A - B)		6.631	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	5.779		
Totale		12.410	
Onere fiscale teorico IRAP (3,9%)			484
Deduzione e variazioni ai fini IRAP	-5.101		
Totale variazioni		-5.101	
Variazioni permanenti in aumento ai fini IRAP	412		
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini IRAP	-2		
Totale		410	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	1.008		
Totale		1.008	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	-4.679		
Totale		-4.679	
Imponibile IRAP		4.048	
Imposta corrente IRAP (3,9%)			158

41 DIVIDENDI

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi per 3.650.000 euro, oltre alla riserva da certificati verdi per 662.387 euro, riferibili al bilancio chiuso al 31 dicembre 2017, come deliberato dall'Assemblea Ordinaria del 07 giugno 2018. Il 28 dicembre 2018 l'assemblea dei soci ha deliberato la distribuzione di dividendi straordinari per euro 36.985.280 mediante assegnazione delle partecipazioni in Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l..

42 INFORMATIVA SULL'IMPIEGO DI STRUMENTI FINANZIARI

In relazione all'utilizzo di strumenti finanziari, la società è esposta ai seguenti rischi: rischio di credito; rischio di liquidità; rischio di mercato. Nella presente sezione vengono fornite informazioni integrative relativamente a ciascuna classe di rischio evidenziata.

Classi di strumenti finanziari

Ai sensi dell'IFRS 7, si riporta di seguito la suddivisione degli strumenti finanziari tra le categorie previste dallo IFRS 9. 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)	31/12/2018					31/12/2017				
	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammort. to	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammort. to	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITÀ FINANZIARIE										
Crediti commerciali	54.116			54.116	54.116	55.991			55.991	55.991
Altre attività correnti	1.201			1.201	1.201	3.517			3.517	3.517
Altre attività finanziarie correnti	12.750			12.750	12.750	11.980			11.980	11.980
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.197			4.197	4.197	2.788			2.788	2.788
PASSIVITÀ FINANZIARIE										
Finanziamenti M/L Termine				-	-			-8.773	-8.773	-8.773
Finanziamenti breve Termine				-	-			-2.000	-2.000	-2.000
Altri debiti finanziari			-251	-251	-251			-417	-417	-417
Altri d.ti finanziari (cashpooling)				-	-				-	-
Depositi cauzionali	-5.229			-5.229	-5.229	-5.465			-5.465	-5.465
Debiti commerciali	-32.407			-32.407	-32.407	-31.551			-31.551	-31.551

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito è connessa all'attività di vendita ai clienti finali di gas metano ed energia elettrica. Di seguito viene fornita un'analisi dell'anzianità dei crediti commerciali e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo effettuati.

L'esposizione al rischio di credito da parte della società 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.

Gelsia S.r.l. 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. Con la maggioranza dei clienti, la società intrattiene rapporti commerciali da molto tempo. L'attività di monitoraggio del rischio di credito verso i clienti avviene con l'ausilio di una reportistica che prevede un'analisi della situazione espositiva sulla base delle caratteristiche del credito, considerando tra l'altro se si tratta di persone fisiche o persone giuridiche, la dislocazione geografica, la classe di appartenenza, l'anzianità del credito e l'esperienza storica sui pagamenti.

La società accantona un fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle possibili perdite sui crediti commerciali, le cui componenti principali sono svalutazioni specifiche individuali di esposizioni scadute significative e svalutazioni di esposizioni omogenee per scadenze.

Di seguito viene fornita un'analisi dell'anzianità dei crediti commerciali e degli adeguamenti effettuati al presunto valore di realizzo.

Crediti commerciali (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Crediti commerciali totali	61.084	63.926
Fondo svalutazione crediti	-6.968	-7.935
Crediti commerciali netti	54.116	55.991
Crediti commerciali totali	61.084	63.926
di cui scaduti da più di 12 mesi	6.252	6.991

Fondo svalutazione crediti (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Fondo inizio periodo	7.935	7.935
Accantonamenti	495	972
Utilizzi	-1.462	
Fondo fine periodo	6.968	8.907

La massima esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie ed è parzialmente mitigata dalle 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)	31/12/2018	31/12/2017
Crediti commerciali	61.084	63.926
Altre attività correnti	1.201	3.517
Crediti commerciali netti	62.285	67.443

Garanzie ricevute (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Depositi cauzionali da clienti	5.229	5.465
Totale	5.229	5.465

Rischio di tasso

La società è esposta al rischio connesso alla fluttuazione dei tassi d'interesse. Poiché parte dell'indebitamento è a tasso variabile, variazioni dei livelli dei tassi possono comportare aumenti o riduzioni di costo dei finanziamenti. Di seguito si fornisce un'analisi della composizione per variabilità del tasso.

Strumenti finanziari fruttiferi (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
A tasso fisso		
Attività finanziarie	16.947	14.768
Passività finanziarie	-5.480	-5.882
A tasso variabile		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie		-10.773
Totale	11.467	-1.887

Strumenti finanziari infruttiferi (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Attività finanziarie	55.317	59.508
Passività finanziarie	-32.407	-31.551

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)	31/12/2018 effetto su		31/12/2017 effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva Euribor	-	-	-27	-27
Riduzione di [25] bp della curva Euribor	-	-	27	27

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. L'approccio della società nella gestione della liquidità prevede di garantire, per quanto possibile, che vi siano sempre fondi sufficienti per adempiere alle proprie obbligazioni alla scadenza, sia in condizioni normali che di tensione finanziaria, senza dover sostenere oneri eccessivi. Di seguito viene fornita un'analisi per scadenza dei flussi di cassa a servizio delle passività finanziarie iscritte in bilancio.

<i>Passività finanziarie al 31/12/2018 (Importi espressi in migliaia di Euro)</i>	Valore contabile	Flussi contrattuali	< 1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L termine	-					
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-					
Altri debiti finanziari	-251	-251	-119	-132		
Altri debiti finanziari (cash pooling)	-	-	-			
Depositi cauzionali da clienti	-5.229	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-32.407	-32.407	-32.407			
Totale	-37.887	-32.658	-32.526	-132	-	-

<i>Passività finanziarie al 31/12/2017 (Importi espressi in migliaia di Euro)</i>	Valore contabile	Flussi contrattuali	< 1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L termine	-8.773	-9.084	-1.233	-1.243	-3.803	-2.805
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-2.000	-2.000	-2.000			
Altri debiti finanziari	-417	-421	-170	-119	-132	
Altri debiti finanziari (cash pooling)	0	0	0			
Depositi cauzionali da clienti	-5.465	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-31.551	-31.551	-31.551			
Totale	-48.206	-43.056	-34.954	-1.362	-3.935	-2.805

43 ACCORDI NON RISULTANTI DALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Non vi sono in essere accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale finanziaria che comportano rischi e benefici significativi la cui descrizione sia necessaria per valutare la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

7 – RAPPORTI CON SOGGETTI CONTROLLANTI

I rapporti economici con i soggetti controllanti sono i seguenti:

Rapporti economici	Comune di Seregno		AEB S.p.A.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Contratti attivi per la società						
Prestazioni e utilizzo beni	68	68	380	527	448	595
Somministrazioni	693	503	81	212	774	715
Gestione Cash pooling			1		1	0
Varie			462	444	462	444
Totale	761	571	924	1.183	1.685	1.754
Contratti passivi per la società						
Prestazioni			460	40	460	40
Canoni utilizzo beni	13	13	337	331	350	344
Gestione Cash pooling					0	0
Varie	20		66	1	86	1
Totale	33	13	863	372	896	385
Totale delta ricavi - costi	728	558	61	811	789	1.369

I rapporti intercorsi con la predetta società e con il Comune di Seregno sono stati declinati in specifici atti contrattuali. I contratti con la capogruppo hanno come obiettivo di mantenere un efficiente coordinamento gestionale all'interno del Gruppo, una maggiore elasticità di rapporto tra le strutture delle singole società rispetto ai vincoli contrattuali, nonché una riduzione degli oneri societari rispetto a possibili scelte alternative quali la costituzione di strutture interne, prestazioni o incarichi esterni. I corrispettivi contrattuali sono stati definiti facendo riferimento ai prezzi di mercato ove possibile o ai costi sostenuti. I rapporti patrimoniali con i soggetti controllanti sono i seguenti:

Rapporti patrimoniali	Comune di Seregno		AEB S.p.A.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Attivi per la società						
Commerciali	201	233	176	394	377	627
Finanziari - Cash pooling			12.750	11.979	12.750	11.979
Tributari - IRES di gruppo			1.463	1.030	1.463	1.030
Tributari - IVA di gruppo				238	0	238
Varie			17	9	17	9
Totale	201	233	14.406	13.650	14.607	13.883
Passivi per la società						
Commerciali	20		533	43	553	43
Tributari - IRES di gruppo			662		662,00	-
Finanziari - Cash pooling					-	-
Varie			3		3,00	-
Totale	20	0	1.198	43	1.218	43
Totale delta attivo - passivo	181	233	13.208	13.607	13.389	13.840

8 – RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

I **rapporti economici** con le società correlate sono i seguenti:

Rapporti economici	RetiPiù S.r.l.		Gelsia Ambiente S.r.l.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Contratti attivi per la società	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Prestazioni		96	407	561	407	657
Somministrazioni	206	223	83	85	289	308
Dividendo	285	285	3.719	225	4.004	510
Varie	13	27	14	16	27	43
Totale	504	631	4.223	887	4.727	1.518
Contratti passivi per la società	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Prestazioni	1.221	1.422	5	7	1.226	1.429
Trasporto gas ed energia	29.781	29.459			29.781	29.459
Oneri finanziari					-	-
Varie	17	1	1	1	18	2
Totale	31.019	30.882	6	8	31.025	30.890
Totale delta ricavi - costi	-30.515	-30.251	4.217	879	-26.298	-29.372

I **rapporti patrimoniali** con le società correlate sono i seguenti:

Rapporti patrimoniali	RetiPiù S.r.l.		Gelsia Ambiente S.r.l.		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Attivi per la società	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Commerciali	46	87	20	270	66	357
Dividendo					-	-
Totale	46	87	20	270	66	357
Passivi per la società	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Commerciali	7.085	9.166	3	3	7.088	9.169
Totale	7.085	9.166	3	3	7.088	9.169
Totale delta attivo - passivo	-7.039	-9.079	17	267	-7.022	-8.812

9 – EVENTI DI RILIEVO VERIFICATISI NELL'ESERCIZIO

Delibere di revisione straordinaria delle partecipazioni

Il Comune di Seregno, che controlla la società 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 la società le linee di indirizzo, nel 2018, hanno avuto un impatto importante sia sulla struttura organizzativa che su quella patrimoniale; in particolare:

- Sono state cedute tutte le partecipazioni detenute da Gelsia o mediante vendita (Commerciale Gas & Luce S.r.l.) o mediante assegnazione ai soci (Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l.).
- È stato ceduto ad AEB del ramo d'azienda «prestazioni amministrative al Gruppo».

Cessione ramo di azienda amministrativo

In data 1 ottobre la società ha ceduto alla capogruppo AEB S.p.A., un ramo di azienda relativo a personale amministrativo composto da 31 dipendenti, di cui 3 dirigenti, 5 quadri e 23 impiegati. La cessione del ramo d'azienda ha comportato la rilevazione di un provento di 208 migliaia di euro ed il trasferimento dei seguenti

elementi patrimoniali: immobilizzazioni 23 migliaia di euro, altri crediti 10 migliaia di euro, disponibilità liquide 513 migliaia di euro, fondi benefici ai dipendenti 421 migliaia di euro, fondi oneri futuri 18 migliaia di euro e altri debiti (verso personale e istituti di previdenza) 128 migliaia di euro.

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 la società ha reso disponibili le *Offerte PLACET* attraverso i canali web, sportelli commerciali e agenzie.

Sistema di calcolo IN-OUT, ricorso al TAR Lombardia

Il settore, per alcuni anni, ha attraversato un periodo di incertezza normativa generando difficoltà per le società del settore. La modifica normativa intervenuta nel 2012 ed operativa dal 2013, prevedeva una ripartizione delle vendite di gas metano, in ogni remi, sulla base dei dati dei distributori, opportunamente elaborati da SNAM RETEGAS, unico soggetto legittimato a consolidare i dati e a fornirli agli shippers e venditori, con obbligo quinquennale rispetto all'anno di riferimento, in base alle misure effettive acquisite nel tempo dai Distributori (sessioni di aggiustamento) e riquadrate da SNAM RETEGAS nell'allocato di cabina. La prima sessione di aggiustamento effettuata nel 2014, con competenza 2013, non ha funzionato (ha prodotto un bilancio completamente errato) e per questo motivo non sono state più effettuate sessioni di aggiustamento negli anni successivi. In base alla normativa il 2018 è l'ultimo anno disponibile per un ricalcolo del conguaglio 2013, mai avvenuto. L'Autorità, per evitare contenziosi, ha pubblicato una nuova delibera e chiesto ai distributori di aggiornare i dati di ogni remi e alle società di vendita di verificarne la correttezza. Su questi dati SNAM RETEGAS calcola l'Allocato definitivo di aggiustamento. I risultati prodotti hanno determinato nuovi dati per l'allocato 2013 – 2016, definitivi per il 2013, e il calcolo dell'IN-OUT per lo stesso periodo. La società, come altre società di vendita, ha impugnato la delibera di ARERA, non ottenendo la sospensiva. Pertanto, ha deciso di liquidare, con riserva, le somme richieste in attesa di una decisione nel merito. La determinazione delle vendite 2018 ha tenuto conto di questa nuova normativa, che ha inciso sulla riduzione del margine. Per il 2018 si è, quindi, modificato il sistema di calcolo delle competenze utilizzato, basandosi sui dati delle curve di consumo, allineandosi alle modalità di calcolo dei distributori, e stimato l'effetto dell'IN OUT.

Composizione Consiglio di Amministrazione

In data 8 maggio 2018 l'Assemblea dei soci, convocata dal Consiglio, 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 a cinque membri.

Delibera del comune di Seregno relativa al piano di razionalizzazione delle partecipazioni

Con delibera n. 53 del 27/12/18 avente ad oggetto "analisi assetto complessivo delle partecipazioni societarie, Dlgs 165/2016. Piano di riassetto organizzativo societario anche in modifica e a integrazione dei contenuti della revisione straordinaria. Ulteriori determinazioni in materia di partecipate", il comune di Seregno ha definito la composizione dei consigli di amministrazione delle società del Gruppo AEB, la modifica dello statuto di AEB S.p.A. e delle altre società del Gruppo in coerenza con quelle definite nello statuto della Capogruppo, la possibilità che le assemblee societarie possano scegliere tra organo monocratico o collegio sindacale, l'estensione dei termini per l'esercizio di prelazione in capo ai soci a 60 giorni, la necessità che i componenti degli organi amministrativi siano dotati di qualificata e comprovata competenza professionale.

Vendita partecipazione in Commerciale Gas & Luce

La società ha provveduto, su indicazione del socio Comune di Seregno, a cedere la partecipazione in Commerciale Gas & Luce realizzando una plusvalenza di circa 1,9 milioni di euro.

Distribuzione riserve di patrimonio netto con assegnazione partecipazioni in RetiPiu e Gelsia Ambiente

La società ha provveduto a distribuire riserve di Patrimonio Netto disponibili con delibera Assembleare del 28 dicembre 2018. Ad oggi alcuni soci non hanno ancora provveduto a ritirare la propria partecipazione nelle due società.

Vendita partecipazione Gelsia S.r.l. da parte del Comune di Macherio a seguito piano di razionalizzazione

Il comune di Macherio, con gara pubblica, ha provveduto a dismettere la propria partecipazione in Gelsia S.r.l., assegnata alla società Canarino S.p.A. per un corrispettivo di 103 mila euro. Gli uffici del comune di Macherio hanno dato un'interpretazione singolare sia sul diritto di prelazione (a loro parere da esercitarsi durante la gara), sia sul gradimento (a loro parere nullo perché non previsto nel D.Lgs. 175/2016). Gelsia, coadiuvata da AEB S.p.A. che comunque ha esercitato la prelazione, ha contestato l'interpretazione del comune di Macherio, e, conseguentemente la validità della vendita. La società ha contestato a Canarino S.p.A. la qualifica di socio. Si sta cercando di raggiungere un accordo transattivo.

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

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. 2012/07, 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. La società potrebbe essere chiamata a liquidare un esborso importante; ad oggi non quantificabile precisamente; pertanto ha accantonato 1,5 milioni di euro nell'eventualità di dover rimborsare i Certificati Verdi eccedentari concessi in acconto. Il GSE non ha liquidato alla società i certificati verdi relativi al 2017 per 1,17 milioni di euro, in attesa del completamento dell'attività di controllo in corso. Nella vicenda de qua la società è assistita dallo studio legale Gianni Origoni Grippo Cappelli & Partners.

Il procedimento è in corso. Nel primo trimestre 2019 è intercorsa una comunicazione tra la società e il GSE relativa alla verifica che ricalcola il numero dei certificati verdi assegnati alla società. La società tramite il proprio legale ha inviato le proprie memorie ed è in attesa di risposta da parte del GSE.

Verifica ispettorato del lavoro su contenzioso con dipendente in pensione

Un dipendente attualmente in pensione aveva contestato le modalità di calcolo degli straordinari e maggiorazioni, oltre a ritenere necessario un avanzamento di carriera. Non avendo chiuso la conciliazione, in data 6 febbraio 2019 è iniziato un primo accesso ispettivo con richiesta di documentazione. In data 12 marzo 2019 è proseguita la visita ispettiva con ulteriore richiesta di documentazione. Il dipendente aveva richiesto circa 30 migliaia di euro; nel tentativo di conciliazione la somma è risultata inferiore a 1.000 euro, pertanto il dipendente ha deciso di non transare.

Delibera ARERA 32/2019/R/gas - Fattore k

Il provvedimento fa seguito alla Sentenza 4825/2016 con cui il Consiglio di Stato (CdS) ha respinto l'appello di ARERA contro le Sentenze del TAR Lombardia nr. 665/2013 e nr. 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 dal 1 ottobre 2010. Tale modifica in diminuzione è 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 nr. 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)". 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. Con successiva delibera 32/2019/R/gas ARERA,

consapevole della duplice esigenza di garantire tempi certi per i venditori e di minimizzare nel contempo l'impatto complessivo sulla generalità dei clienti ha istituito un apposito Meccanismo di riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k (Meccanismo) al quale i venditori che nel periodo di riferimento servivano clienti in tutela, o che sono subentrati in un contratto di somministrazione di gas naturale a clienti finali allora serviti in tutela possono partecipare. La partecipazione deve avvenire mediante la presentazione di apposita istanza a CSEA entro il 31 maggio 2019, secondo modalità che la stessa CSEA fisserà. La responsabilità di gestione del Meccanismo è attribuita a CSEA che dovrà entro il 30 aprile 2019 pubblicare sul proprio sito internet la modulistica per la presentazione dell'istanza; entro il 31 luglio 2019 verificare la completezza delle istanze ai fini di ammissibilità, oltre a calcolare e comunicare ad ARERA e a ciascun venditore l'importo dell'ammontare Reintk; quantificare e liquidare le relative partite in tre distinte sessioni, rispettivamente entro il 1 aprile 2020, con riferimento a un quarto (1/4) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2020, per quanto attiene metà (1/2) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2021, per la parte rimanente; gestire eventuali rettifiche e restituzioni (anche derogando alle sessioni ordinarie di cui sopra) prevedendo, nel caso di restituzioni da parte dei venditori, l'applicazione di interessi di mora pari al tasso di riferimento BCE con un minimo pari a 0,5%, calcolato a partire dalla data in cui tali importi sono percepiti dal venditore; contabilizzare le poste del Meccanismo nell'apposito Conto per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k, alimentato dalla componente UG2k di nuova istituzione, in vigore dall'1 aprile 2019. ARERA stabilisce altresì che al fine di sterilizzare l'impatto che tale Meccanismo potrebbe generare nei clienti finali in situazioni di disagio economico interessati dal Bonus Gas, saranno successivamente aggiornati anche i valori del Bonus stesso. Ad oggi non è ancora disponibile la documentazione da inviare ma la società potrebbe recuperare una somma importante ad oggi non quantificabile.

11 – IMPEGNI CONTRATTUALI E GARANZIE

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

Fidejussioni rilasciate dal sistema creditizio	31/12/2018	31/12/2017
Fidejussione a favore Regione Lombardia per credito agevolato	375	375
Fidejussioni a favore del Ministero Sviluppo economico	17	
Fidejussioni a favore agenzia dogane per operatività	493	868
Fidejussioni a favore fornitori e distributori gas ed energia elettrica	13.914	15.746
Fidejussioni a favore clienti e terzi per obblighi contrattuali	132	111
Totale	14.931	17.100

La società ha inoltre ricevuto fidejussioni da clienti e fornitori per 2.372 migliaia di Euro. La società ha ricevuto dalla capogruppo AEB S.p.A. lettere di patronage a favore della società del gruppo RetiPiù S.r.l. per 7.664 migliaia di Euro.

12 – COMPENSO AMMINISTRATORI, SINDACI E SOCIETÀ DI REVISIONE

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

Organico	Esercizio 2018
Consiglio di Amministrazione	51
Collegio Sindacale	29
Totale	80

I corrispettivi spettanti per il controllo contabile e la revisione di bilancio sono pari a 19 migliaia di Euro. La società di Revisione incaricata del controllo contabile e della revisione del bilancio non ha svolto nell'esercizio né servizi di consulenza fiscale, né altri servizi diversi dalla revisione contabile.

13 – INFORMATIVA IN MATERIA DI TRASPARENZA DELLE EROGAZIONI PUBBLICHE

Durante l'esercizio 2018 Gelsia S.r.l. non ha ricevuto sovvenzioni, contributi, incarichi retribuiti e comunque vantaggi economici di cui alla L. 124/2017, art. 1, comma 25.

Negli esercizi precedenti la società ha ricevuto contributi in conto impianti che rilascia annualmente nella stessa misura del processo di ammortamento dell'impianto. Tali importi ammontano ad Euro 60.020.

Nell'esercizio 2007 la società ha partecipato ad un bando della Regione Lombardia per fruire di finanziamenti agevolati per la realizzazione di reti di teleriscaldamento. Nel 2011 la Regione Lombardia ha erogato il finanziamento di Euro 332.431, al tasso del 0,5% rimborsabile in cinque rate dal febbraio 2017. Gli interessi passivi a bilancio per il 2018 ammontano a Euro 1.181.

La società inoltre fruisce della tariffa incentivante per la produzione fotovoltaica di energia elettrica erogata dal Gestore dei Servizi Energetici. L'importo a bilancio per competenza ammonta ad Euro 117.287; la tariffa incentivante incassata ammonta ad Euro 96.595.

14 – PROPOSTA DI DESTINAZIONE DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO

Il Bilancio di esercizio della società 2018 presenta un utile pari a Euro 25.248.106. Il Consiglio di amministrazione vi invita ad approvare la destinazione dell'utile nelle modalità di seguito definite:

a riserva statutaria per	Euro	3.787.216
a riserva straordinaria	Euro	15.460.890
a dividendo per	Euro	6.000.000

Il Consiglio di Amministrazione propone ai Soci di provvedere al pagamento del dividendo a partire dal 1 luglio 2019.

Seregno, 9 aprile 2019

Il Direttore Generale
Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Cristian Missaglia



ALLEGATI



ALLEGATO A - DETTAGLIO MOVIMENTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI
Allegato A - Dettaglio movimentazioni immobili, impianti e macchinari al 31.12.2018

valori arrotondati all'unità di Euro	ANNO 2018						Aliquote di ammortamento	ANNO 2018							
	costo storico iniziale	acquisizioni	riclassifiche	conferimento	vendite e dismissioni	costo storico finale		fondo amm.to iniziale	ammortamenti	utilizzo fondo	conferimento	riclassifiche	fondo amm.to finale	netto contabile finale	
terreni e fabbricati	3.152.397					3.152.397	VARIE	986.383	84.867				1.071.250	2.081.147	
Impianti e macchinari	38.395.778	397.985	169.911		161.342	38.802.332	VARIE	15.843.590	1.766.964	160.600			17.449.954	21.352.377	
Attrezz. industr. commerc.	403.916	4.745				408.661	VARIE	246.251	31.436				277.687	130.974	
Altri beni	3.796.254	102.990	6.250	156.773	68.771	3.679.950	VARIE	2.484.824	254.919	68.771	123.016		2.547.956	1.131.994	
imp.ti in costruzione	852.556	233.495	(191.761)		2.392	891.898	-	-					-	891.898	
TOTALE	46.600.901	739.215	(15.600)	156.773	232.505	46.935.238		19.561.048	2.138.186	229.371	123.016		-	21.346.847	25.588.390

Allegato A - Dettaglio movimentazioni immobili, impianti e macchinari al 31.12.2017

valori arrotondati all'unità di Euro	ANNO 2017						Aliquote di ammortamento	ANNO 2017						
	costo storico iniziale	acquisizioni	riclassifiche	conferimento	vendite e dismissioni	costo storico finale		fondo amm.to iniziale	ammortamenti	utilizzo fondo	conferimento	riclassifiche	fondo amm.to finale	netto contabile finale
terreni e fabbricati	3.152.397					3.152.397	VARIE	901.517	84.866				986.383	2.166.014
Impianti e macchinari	37.379.139	876.901	298.628		158.890	38.395.778	VARIE	14.070.328	1.864.851	91.589			15.843.590	22.552.187
Attrezz. industr. commerc.	403.916					403.916	VARIE	213.206	33.045				246.251	157.665
Altri beni	3.825.443	309.206	3.152		341.547	3.796.254	VARIE	2.555.874	269.557	340.607			2.484.824	1.311.430
imp.ti in costruzione	714.586	439.750	(301.780)			852.556	-	-					-	852.556
TOTALE	45.475.481	1.625.857	-	-	500.437	46.600.901		17.740.925	2.252.319	432.196	-	-	19.561.048	27.039.852

Allegato A - Dettaglio movimentazioni avviamento al 31.12.2018

valori arrotondati all'unità di Euro	ANNO 2018					Aliquote di ammortamento	ANNO 2018					
	costo storico iniziale	acquisizioni	riclassifiche	vendite e dismissioni	costo storico finale		fondo amm.to iniziale	ammortamenti	utilizzo fondo	fondo amm.to finale	netto contabile finale	
Avviamento	27.670.242				27.670.242							
Avviamento	27.670.242				27.670.242		21.171.192				21.171.192	6.499.050
TOTALE	27.670.242	-	-	-	27.670.242		21.171.192	-	-		21.171.192	6.499.050

Allegato A - Dettaglio movimentazioni avviamento al 31.12.2017

valori arrotondati all'unità di Euro	ANNO 2017					Aliquote di ammortamento	ANNO 2017					
	costo storico iniziale	acquisizioni	riclassifiche	vendite e dismissioni	costo storico finale		fondo amm.to iniziale	ammortamenti	utilizzo fondo	fondo amm.to finale	netto contabile finale	
Avviamento	27.670.242				27.670.242							
Avviamento	27.670.242				27.670.242		21.171.192				21.171.192	6.499.050
TOTALE	27.670.242	-	-	-	27.670.242		21.171.192	-	-		21.171.192	6.499.050

Allegato A - Dettaglio movimentazioni Altre attività immateriali al 31.12.2018

valori arrotondati all'unità di Euro	ANNO 2018						Aliquote di ammortamento	ANNO 2018					
	costo storico iniziale	acquisizioni	riclassifiche	Conferimento	vendite e dismissioni	costo storico finale		fondo amm.to iniziale	ammortamenti	Conferimento	utilizzo fondo	fondo amm.to finale	netto contabile finale
Diritti brevetto industriale	104.009	7.100				111.109	5,56	36.848	6.178			43.026	68.083
Concessioni, licenze e marchi	16.088					16.088	5,56	7.149	895			8.044	8.044
Imm.ni immateriali in corso	(0)					(0)		-				-	(0)
Altre imm.ni immateriali	3.314.527	107.577				3.422.104	VARIE	2.656.189	151.436			2.807.625	614.479
Software	2.347.381	97.208	15.600	33.248		2.426.941	20	2.129.231	115.817	30.088		2.214.960	211.981
TOTALE	5.782.006	211.885	15.600	33.248	-	5.976.243		4.829.417	274.326	30.088	-	5.073.655	902.587

Allegato A - Dettaglio movimentazioni Altre attività immateriali al 31.12.2017

valori arrotondati all'unità di Euro	ANNO 2017						Aliquote di ammortamento	ANNO 2017					
	costo storico iniziale	acquisizioni	riclassifiche	Conferimento	vendite e dismissioni	costo storico finale		fondo amm.to iniziale	ammortamenti	Conferimento	utilizzo fondo	fondo amm.to finale	netto contabile finale
Diritti brevetto industriale	95.159	8.850				104.009	5,56	31.066	5.782			36.848	67.161
Concessioni, licenze e marchi	16.088					16.088	5,56	6.255	894			7.149	8.939
Imm.ni immateriali in corso	(0)					(0)		-				-	(0)
Altre imm.ni immateriali	3.245.805	68.722				3.314.527	VARIE	2.310.634	345.555			2.656.189	658.338
Software	2.270.781	76.600				2.347.381	20	1.960.608	168.623			2.129.231	218.150
TOTALE	5.627.834	154.172	-	-	-	5.782.006		4.308.563	520.854	-	-	4.829.417	952.588

ALLEGATO B - DATI ESSENZIALI DELL'ULTIMO BILANCIO APPROVATO DELLA SOCIETÀ CHE ESERCITA L'ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

La società al 31.12.2018 era controllata da AEB S.p.A.

Ai fini di quanto richiesto dall'art. 2497-bis del Codice Civile si riporta nel prosieguo un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato dalla società AEB S.p.A. e riferito all'esercizio 2017.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

ATTIVITÀ	31.12.2017
Attività non correnti	
Immobili, impianti e macchinari	26.773.279
Avviamento e altre attività a vita non definita	-
Altre attività immateriali	5.040.997
Partecipazioni	133.023.582
Altre attività finanziarie non correnti	-
Altre attività non correnti	91.144
Imposte differite attive (Imposte anticipate)	1.508.553
Attività non correnti disponibili per la vendita	-
Totale Attività non correnti	166.437.555
Attività correnti	
Rimanenze	878.585
Crediti commerciali	450.770
Crediti per imposte	1.360.941
Altre attività correnti	138.039
Altre attività finanziarie correnti	98.630
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15.301.674
Totale Attività correnti	18.228.639
Totale Attivo	184.666.194

Valori espressi in Euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	31.12.2017
Capitale Sociale	84.192.200
Riserve	64.788.627
Utile (perdita) dell'esercizio	4.997.139
Totale Patrimonio netto	153.977.966
Passività non correnti	
Finanziamenti	5.856.792
Altre passività non correnti	2.085.437
Fondi per benefici a dipendenti	221.575
Fondi per rischi ed oneri	2.377.091
Fondo Imposte differite passive	888.243
Totale Passività non correnti	11.429.138
Passività correnti	
Finanziamenti	15.127.589
Debiti Commerciali	1.987.401
Debiti per imposte	1.449.929
Altri debiti	694.171
Totale Passività correnti	19.259.090
Totale Patrimonio netto e Passivo	184.666.194

Valori espressi in Euro

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO	31.12.2017
Ricavi delle vendite	
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.993.170
Altri ricavi e proventi	551.253
Totale Ricavi delle vendite	12.544.423
Costi operativi	
Acquisti	(5.913.919)
Variazione delle rimanenze	127.778
Servizi	(2.270.876)
Costi per il personale	(2.306.283)
Altri costi operativi	(850.258)
Costi per lavori interni capitalizzati	-
Totale costi operativi	(11.213.558)
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	1.330.865
Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti	
Ammortamenti e svalutazioni	(2.551.390)
Accantonamenti	(30.649)
Ricavi e costi non ricorrenti	-
Totale amm.nti, sval.zioni, acc.menti, plus.nze/min.nze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti	(2.582.039)
Risultato operativo (EBIT)	(1.251.174)
Gestione finanziaria	
Proventi da partecipazioni	6.224.803
Proventi finanziari	16.546
Oneri finanziari	(118.855)
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-
Totale gestione finanziaria	6.122.494
Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-
Risultato ante imposte	4.871.320
Imposte	125.819
Utile (perdita) dell'esercizio	4.997.139
Componenti del conto economico complessivo	-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	4.997.139

ALLEGATO C - RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



Gelsia S.r.l.

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

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018



SDB/RBR/ggn - RC075592018BD1348





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

Viale Abruzzi, 94
20131 Milano

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

Ai Soci di
Gelsia S.r.l.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Gelsia S.r.l. (la Società) costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio della presente relazione.

Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

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

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

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

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 d'esercizio

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

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

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

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



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

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

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

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Gelsia S.r.l. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Gelsia S.r.l. al 31 dicembre 2018 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

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

Milano, 12 aprile 2019


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

ALLEGATO D - RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

GELSIA SRL

Sede Legale: Seregno Via Palestro 33

Capitale Sociale: Euro 20.345.267 i.v.

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

All'Assemblea dei Soci della società GELSIA S.R.L..

L'organo di amministrazione ha reso disponibili i seguenti documenti approvati in data 09/04/2019 relativi all'esercizio chiuso al 31/12/2018: progetto di bilancio completo di nota integrativa, rendiconto finanziario e prospetto delle variazioni di patrimonio netto.

Il Collegio Sindacale ha rinunciato ai termini di cui all'art. 2429 del codice civile.

Avendo la società conferito l'incarico di revisione legale dei conti ad una società di revisione legale iscritta nel registro istituito presso il Ministero della Giustizia, non prevedendo lo Statuto che la revisione legale dei conti sia esercitata dal Collegio Sindacale, l'attività di revisione legale dei conti ai sensi dell'art. 2409-bis e seguenti del C.C., è stata svolta dalla società di revisione legale BDO ITALIA S.P.A. incaricata dalla assemblea dei soci del 29/06/2017 ed in carica per tre esercizi. La relazione della società di revisione legale ex art. 14 D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 relativa al bilancio chiuso al 31/12/2018 è stata predisposta in data 12 aprile 2019.

La società di revisione ha 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 di esercizio della Gelsia Srl al 31.12.2018 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A suo giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della società GELSIA S.R.L. al 31/12/2018 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Relazione sull'attività di vigilanza ai sensi dell'art. 2429, comma 2, c.c.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle Norme di comportamento del collegio sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, nel rispetto delle quali abbiamo effettuato l'autovalutazione, con esito positivo, per ogni componente il collegio sindacale.

Attività di vigilanza ai sensi dell'art. 2403 e ss. c.c.

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

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

Abbiamo acquisito dal consiglio di amministrazione, durante le riunioni svolte, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o



caratteristiche, effettuate dalla società e, in base alle informazioni acquisite, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo acquisito informazioni dall'organismo di vigilanza e non sono emerse criticità rispetto alla corretta attuazione del modello organizzativo che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza e sul funzionamento dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza e sul funzionamento del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni e l'esame dei documenti aziendali, e a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

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

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

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

Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Per quanto a nostra conoscenza, gli amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma 4, c.c.

Osservazioni e proposte in ordine alla approvazione del bilancio

Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta il collegio propone alla assemblea di approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, così come redatto dagli amministratori.

Il collegio concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli amministratori in nota integrativa.

Milano, li 12 aprile 2019

Il collegio sindacale

Dott. Fiorenzo Ballabio (Presidente)



Dott. Gianfranco Trabucchi (Sindaco effettivo)



Dott.ssa Anna Jurato (Sindaco effettivo)





Gelsia Srl

Direzione e Coordinamento di AEB SpA

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

Capitale Sociale: Euro 20.345.267,38 i.v. - Registro imprese: MB N. 05970420963

R.E.A.: N. 1854004 - Codice Fiscale e Partita IVA: 05970420963