

Bilancio Consolidato 2019



Indice

Lettera ai soci	6	
RELAZIONE SULLA GESTIONE		
01	Dati di sintesi della società	
01.01	Compagine societaria del gruppo	9
01.02	Composizione del gruppo	11
01.03	Attività di interesse del gruppo	13
01.04	Aree geografiche di attività	15
02	Scenario e mercato	
02.01	Normativa dei servizi pubblici	16
02.02	Andamento del mercato	17
03	Evoluzione della regolazione ed impatti sulle attività di interesse della società	
03.01	Vendita gas metano ed energia elettrica	30
03.01.01	Quadro regolatorio del mercato della vendita di gas metano	32
03.01.02	Quadro regolatorio del mercato della vendita di energia elettrica	34
03.02	Quadro regolatorio della distribuzione del gas metano	35
03.03	Igiene ambientale	43
03.04	Farmacie	44
03.05	Quadro regolatorio teleriscaldamento e teleraffrescamento	45
03.06	Quadro regolatorio del trasporto energia elettrica	47
03.07	Illuminazione pubblica	52
03.08	Altre attività	52
03.08.01	Centro Sportivo	52
03.08.02	Illuminazione Votiva	53
03.08.03	Fibra ottica	53
04	Andamento della gestione	
04.01	Dati di sintesi della capogruppo e delle società consolidate integralmente	53
04.02	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del gruppo	58
04.03	Sintesi Relazione di Governo e Performance del gruppo	64

04.03.01	Corporate Governance	64
04.03.02	Sistemi di controllo	65
04.03.03	Programma di valutazione e rischio crisi	66
04.03.04	Indicatori (art. 6 comma 2 D.Lgs 175/2016)	68
04.03.05	Indicatori di risultato (art. 2428, comma 2, c.c.)	69
04.03.06	Ulteriori informazioni utili	70
05	Evoluzione prevedibile della gestione	
06	Prospetti di bilancio	
06.01	Situazione Patrimoniale – Finanziaria	72
06.02	Conto Economico Complessivo	76
06.03	Rendiconto finanziario	78
06.04	Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	82
07	Note esplicative	
07.01	Informazioni societarie	85
07.02	Appartenenza ad un gruppo	85
07.03	Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	85
07.04	Applicazione dei principi contabili internazionali	85
07.05	Criteri di consolidamento	87
07.06	Principi contabili e criteri di valutazione adottati	88
07.07	Commenti alle principali voci di bilancio	101
07.08	Rapporti con soggetti controllanti	135
07.09	Impegni contrattuali e garanzie	136
07.10	Compenso amministratori, sindaci e società di revisione	136
07.11	Informativa in materia di trasparenza delle erogazioni	136
07.12	Eventi di rilievo verificatisi durante l'esercizio	137
07.13	Eventi di rilievo verificatisi dopo la chiusura del bilancio	141
08	Allegati	
08.01	Relazione del Collegio Sindacale	146
08.02	Relazione della Società di Revisione	152

Lettera ai Soci

Signori Azionisti

Il consolidato 2019 conferma un Gruppo sano finanziariamente e in linea con i risultati economici degli anni precedenti, pur nella difficoltà del mercato odierno e delle condizioni climatiche non favorevoli per il settore del gas metano e teleriscaldamento. I risultati economici evidenziano un Risultato Netto in linea con quello dell'esercizio precedente e i risultati finanziari una Posizione Finanziaria Netta in leggera riduzione, anche per l'acquisto di azioni proprie dal Comune di Muggiò. Andando ad analizzare sinteticamente i dati del Gruppo, sotto riportati, possiamo ritenerci soddisfatti.

SINTESI 2019 (EURO/000)		CONSOLIDATO GRUPPO AEB		
Dati economici		2019	2018	DELTA
Fatturato		245.715	221.504	24.211
Valore aggiunto		71.884	66.039	5.845
EBITDA		37.920	35.012	2.908
Risultato netto		12.038	11.849	189
Dati patrimoniali e finanziari				
Patrimonio netto		244.901	240.548	4.353
PFN da gestione corrente		8.681	15.339	-6.658
PFN da gestione non corrente e mutui		-12.975	-12.901	-74
Personale				
Numero medio dipendenti		649,03	574,27	74,76
Investimenti				
Investimenti		23.215	18.090	5.125

Anche quest'anno gli investimenti sono stati finanziati da mezzi propri senza ricorrere ad istituti finanziari.

Analizzando sommariamente i settori di interesse si rileva un incremento dei ricavi da vendita e prestazioni in tutti i settori, ad esclusione della vendita di gas metano e gestione impianti, dovuta alle condizioni climatiche che hanno determinato una riduzione dei quantitativi venduti. Relativamente al settore ambientale, nell'anno è sostanzialmente entrata a regime la gara a doppio oggetto e ha visto un incremento consistente di fatturato e margini.

Il settore distribuzione ha proseguito i suoi investimenti sulle reti e impianti di competenza, confermando le aspettative. Il settore farmacie, a causa di una maggiore competizione nei territori di riferimento e della chiusura di alcune farmacie ristrutturate nell'anno, ha determinato fatturato e margini inferiori al 2018. Si ritiene che nel 2020 riprenderà la crescita anche grazie a tutte le attività svolte e al rinnovo delle farmacie.

Il Gruppo è orientato verso lo sviluppo di un nuovo modello manageriale improntato a innovazione, responsabilità e imprenditorialità, che garantisca che i servizi offerti dal Gruppo (raccolta dei rifiuti, vendita di elettricità e gas, reti di distribuzione, illuminazione pubblica, gestione calore e farmacie), siano improntati a migliorare la qualità della vita dei cittadini e delle imprese che operano sui territori di competenza, attraverso standard di qualità ed efficienza sempre più alti. Siamo consci della portata storica di questo cambiamento, ed è per questo che si è realizzato un progetto strategico che ha visto l'ingresso di un socio industriale che ha portato nuovi asset e metterà a disposizione il proprio know-how per garantire la crescita.

Il Gruppo, riconoscente della crescente fiducia acquisita nel proprio territorio storico e consapevole del ruolo istituzionale rivestito in detti territori, da sempre si dedica a diverse iniziative culturali e sociali. Tra le attività svolte occorre ricordare:

- il progetto di RetiPiù Srl "Le Reti del Cuore" che ha l'obiettivo di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità del territorio di riferimento; finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici, proposti dalle Amministrazioni Comunali e scelti dai cittadini;
- l'aiuto economico che Gelsia Srl fornisce da diversi anni, per il tramite dei servizi sociali dei comuni soci, alle famiglie in difficoltà che non riescono a pagare le bollette gas ed energia elettrica della società;
- l'intensa attività di sponsorizzazione di eventi sportivi, culturali e sociali che Gelsia Srl finanzia ogni anno con ritorni di immagine e presentazione di prodotti;
- l'impegnativa attività che Gelsia Ambiente Srl organizza con le scuole del territorio per formare i ragazzi al rispetto dell'ambiente consapevoli che, se protetto, lo stesso rende migliore la vita quotidiana dei cittadini.

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

Seregno, 29 maggio 2019

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Avv. Loredana Bracchitta



Relazione sulla gestione

0.1 Dati di sintesi della società

01.01 Compagine societaria

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

CAPITALE SOCIALE	31.12.2019		31.12.2018	
	Soci	n. azioni	%	n. azioni
Comune di Seregno	601.132	54,8587	601.132	71,400
Comune di Lissone	110.327	10,0683	0	0,000
GSD	58.034	5,2961	0	0,000
ASSP	56.577	5,1632	0	0,000
Comune di Limbiate	45.484	4,1508	45.484	5,402
Comune di Seveso	36.536	3,3342	36.536	4,430
Comune di Trezzo sull'Adda	30.771	2,8081	30.771	3,655
Comune di Giussano	27.555	2,5146	27.555	3,273
Comune di Meda	25.068	2,2877	25.068	2,977
Comune di Varedo	24.429	2,2294	22.110	2,626
Comune di Cesano Maderno	19.675	1,7955	0	0,000
Comune di Sovico	17.529	1,5997	17.529	2,082
Comune di Muggiò	0	0,0000	16.087	1,911
Comune di Bovisio Masciago	14.494	1,3227	12.032	1,429
Comune di Cabiate	4.148	0,3785	4.148	0,493
Comune di Biassono	2.742	0,2502	1.604	0,191
Comune di Nova Milanese	2.234	0,2039	0	0,000
Comune di Ceriano Laghetto	1.094	0,0998	0	0,000
Comune di Verano Brianza	350	0,0319	350	0,042
Comune di Carate Brianza	282	0,0257	282	0,033
Comune di Besana in Brianza	159	0,0145	159	0,018
Comune di Cesate	75	0,0068	75	0,009
Comune di Albiate	10	0,0009	10	0,001
Comune di Briosco	10	0,0009	10	0,001
Comune di Cogliate	10	0,0009	10	0,001
Comune di Misinto	10	0,0009	10	0,001
Comune di Rovello Porro	10	0,0009	10	0,001
Comune di Triuggio	10	0,0009	10	0,001
Comune di Veduggio con Colzano	10	0,0009	10	0,001
Comune di Renate	10	0,0009	10	0,001
Comune di Barlassina	10	0,0009	0	0,000
Azioni Proprie	16.997	1,5516	920	0,111
Totale	1.095.782	100,0000	841.922	100,00

La compagine societaria delle società controllate viene di seguito dettagliata.

GELSIA SRL					
CAPITALE SOCIALE		AI 31.12.2019		AI 31.12.2018	
Soci		Valore Nominale	%	Valore Nominale	%
AEB S.p.A.		20.345.267,38	100,000	15.688.413,19	77,111
GSD S.p.A.		-	-	830.890,99	4,084
ASSP S.p.A.		-	-	698.838,85	3,435
Comune di Lissone		-	-	2.063.446,08	10,142
Comune di Cesano Maderno		-	-	759.559,35	3,733
Comune di Bovisio Masciago		-	-	95.119,00	0,468
Comune di Varedo		-	-	89.578,00	0,440
Comune di Ceriano Laghetto		-	-	42.296,00	0,208
Comune di Nova Milanese		-	-	41.804,29	0,205
Comune di Biassono		-	-	21.331,69	0,105
Comune di Macherio		-	-	13.989,94	0,069
Totale		20.345.267,38	100,000	20.345.267,38	100,000

RETIPIÙ SRL					
CAPITALE SOCIALE		AI 31.12.2019		AI 31.12.2018	
Soci		Valore Nominale	%	Valore Nominale	%
AEB S.p.A.		82.498.068,63	99,936	60.700.151,58	73,530
Gelsia Srl.		-	-	1.985.292,72	2,405
Comune di Lissone		-	-	9.341.940,43	11,317
ASSP S.p.A.		-	-	5.242.306,03	6,350
GSD Srl		-	-	4.974.806,50	6,027
Comune di Nova Milanese		-	-	156.995,38	0,190
Comune di Biassono		-	-	96.575,99	0,117
Comune di Macherio		52.539,06	0,064	52.539,06	0,064
Comune di Nova Milanese		-	-	41.804,29	0,205
Comune di Biassono		-	-	21.331,69	0,105
Comune di Macherio		-	-	13.989,94	0,069
Totale		82.550.607,69	100,000	82.550.607,69	100,000

GELSIA AMBIENTE SRL					
CAPITALE SOCIALE		Al 31.12.2019		Al 31.12.2018	
Soci	Valore	%	n. azioni	%	
AEB S.p.A.	3.269.854,39	70,000	2.521.413,25	53,978	
A2A Integrambiente Srl	1.401.366,10	30,000	1.401.366,10	30,000	
Comune di Lissone	-	-	331.633,30	7,100	
Comune di Biassono	-	-	3.428,39	0,073	
Gelsia Srl	-	-	413.379,45	8,849	
Totale	4.671.220,49	100,000	4.671.220,49	100,000	

01.02 Composizione del Gruppo

AEB S.p.A. è a capo di un Gruppo così composto:



Gelsia Srl: Società controllata interamente e operativa nei settori vendita di gas metano ed energia elettrica, produzione di energia elettrica e termica, teleriscaldamento e gestione calore.



Gelsia Ambiente Srl: Società controllata con una quota del 70% e operativa nei settori della raccolta e smaltimento dei rifiuti, pulizia strade.



RetiPiù Srl: Società controllata interamente e operativa nei settori della distribuzione del gas metano e dell'energia elettrica e illuminazione pubblica.

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

QUOTA POSSEDUTA AL 31.12.2019	DALL'AZIONISTA	DAL GRUPPO
RAGIONE SOCIALE E SEDE	%	società % di consolidamento
SOCIETÀ CAPOGRUPPO (HOLDING):		
AEB S.p.A. - Capitale Sociale euro 109.578.200 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)		
CONTROLLATE DIRETTE:		
Gelsia Srl - Capitale Sociale euro 20.345.267,38 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)	100,000	AEB S.p.A. 100,000
RetiPiù Srl - Capitale Sociale euro 82.550.607,69 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)	99,936	AEB S.p.A. 99,936
Gelsia Ambiente Srl - Capitale Sociale euro 4.671.220,49 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)	70,000	AEB S.p.A. 70,000



Di seguito si rappresenta la composizione del Gruppo partendo dai soci alla data di redazione del bilancio.

Cesano Maderno

Desio



5,1632%

5,2961%

Seregno	54,8587%	Verano Brianza	0,0319%
Lissone	10,0683%	Carate Brianza	0,0257%
Limbiate	4,1508%	Besana in Brianza	0,0145%
Seveso	3,3342%	Cesate	0,0068%
Trezzo sull'Adda	2,8081%	Albiate	0,0009%
Giussano	2,5146%	Briosco	0,0009%
Meda	2,2877%	Cogliate	0,0009%
Varedo	2,2294%	Misinto	0,0009%
Sovico	1,5997%	Rovello Porro	0,0009%
Cesano Maderno	1,7955%	Veduggio con Colzano	0,0009%
Bovisio Masciago	1,3227%	Renate	0,0009%
Cabiate	0,3785%	Triuggio	0,0009%
Biassono	0,2502%	Barlassina	0,0009%
Nova Milanese	0,2039%	Azioni proprie	1,5516%
Ceriano Laghetto	0,0998%		



7,18%



100%

100%

70%

30%



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

01.03 Attività di interesse della Società

Attività svolte dal gruppo AEB-Gelsia



- Vendita**
- Tutela gas metano
 - Maggior tutela riformato elettrico
 - Mercato libero gas metano
 - Mercato libero energia elettrica
 - Condizionatori, Caldaie, Fotovoltaico

- Gestione impianti**
- Cogenerazione
 - Teleriscaldamento
 - Mercato libero gas metano
 - Micro cogenerazione
 - Gestione calore
 - Rinnovabili termico e elettrico
 - Fibra ottica



- Distribuzione**
- Trasporto energia elettrica
 - Misura energia elettrica
 - Trasporto gas naturale
 - Misura gas naturale
 - Illuminazione pubblica



- Ambiente**
- Raccolta
 - Trasporto
 - Smaltimento
 - Pulizia Strade



- Farmacie**
- Farmacia Edison Seregno
 - Farmacia Santuario Seregno
 - Farmacia San Carlo Seregno
 - Farmacia San Siro Besana in Brianza
 - Farmacia Verri Biassono
 - Farmacia Bertacciola Bovisio M.
 - Farmacia Catalani Giussano

- Altre attività**
- Centro sportivo
 - Lampade votive

AEB Spa

Farmacie

La società gestisce sette farmacie, di cui tre site nel comune di Seregno, una nel comune di Biassono, una nel comune di Bovisio Masciago, una nel comune di Besana in Brianza e l'ultima in ordine di acquisizione nel comune di Giussano.

Servizi Intercompany

In funzione del suo ruolo di Capogruppo, AEB fornisce alcuni servizi intercompany alle altre società operative del Gruppo, quali la pianificazione economico-finanziaria e il controllo di gestione, l'amministrazione bilanci e fiscalità, gli approvvigionamenti, la gestione risorse umane e amministrazione del personale, l'internal audit, gli affari istituzionali, la qualità e sicurezza, gli affari legali e societari e la segreteria.

Altre attività

Altre attività residuali gestite sono:

- centro sportivo, con annesso palazzetto polifunzionale, Cav. "U. Trabattoni" di Seregno. Si tratta di un centro dove si pratica nuoto, tennis, rugby e calcetto (non gestito dalla società), che ha annesso un palazzetto polifunzionale utilizzato dalle società sportive e per manifestazioni e convegni. Il Comune di Seregno, proprietario, celebrerà, entro il 2020, la gara pubblica per l'affidamento della gestione;
- illuminazione votiva per i comuni di Seregno fino al 2050 e Giussano gestita in prorogatio

Gelsia Srl

Vendita di 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 (8,00 - 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 Srl possiede infrastrutture in fibra ottica a Seregno e nei comuni limitrofi che utilizza per i propri impianti e mette a disposizione, mediante 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.

RetiPiù Srl

Distribuzione gas metano

La società gestisce il servizio di distribuzione gas metano che consiste nel trasporto attraverso reti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR). Le reti gestite si collocano nelle province di Monza e Brianza, Milano e Como.

Distribuzione energia elettrica

La società si occupa del trasporto dell'energia elettrica nella città di Seregno, ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione. Si realizza attraverso la rete di distribuzione elettrica capillare che serve gli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD).

Attività residuali

Altre attività residuali gestite dalla società sono:

➢ Illuminazione pubblica

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

➢ Centro Ispezioni Metrologiche

Nel corso del 2019 è proseguita l'attività del Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPiù Srl che ha assicurato la copertura di tutte le esigenze aziendali in materia di operazione e verifica dispositivi di conversione del volume associato a contatori gas in conformità a quanto previsto dal D.M. 75/2012.

> Servizi specialistici intercompany

RetiPiù gestisce alcuni servizi intercompany finalizzati a fornire attività specialistiche alle altre società del Gruppo, quali la gestione delle infrastrutture informatiche di Gruppo

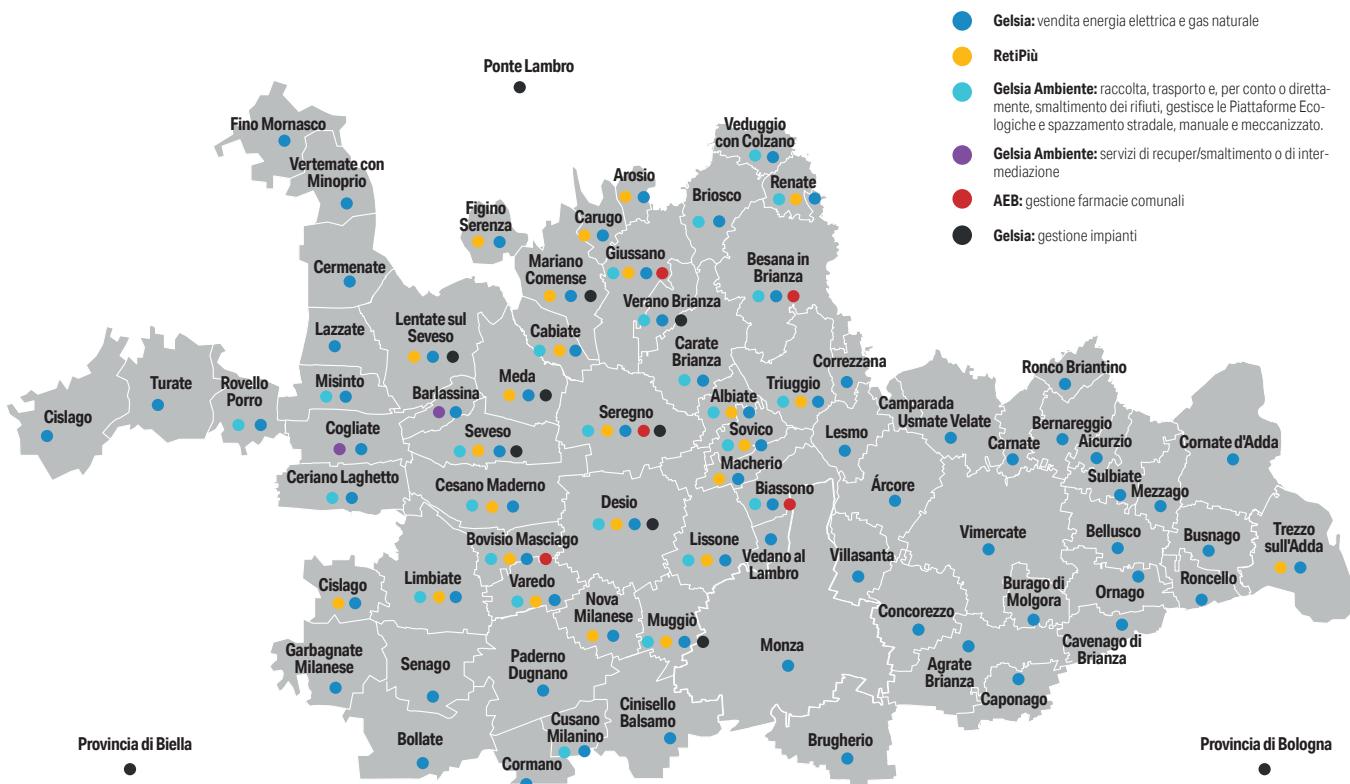
Gelsia Ambiente Srl

Igiene Ambientale

La società gestisce l'intera filiera del rifiuto in buona parte della Brianza. Pur non possedendo impianti in proprio, oltre alla raccolta, spazzamento, gestione isole ecologiche, gestisce anche gli smaltimenti tramite impianti terzi scelti con gara. Fornisce servizi personalizzati alle aziende private di raccolta e smaltimento dei rifiuti prodotti dalle stesse.

01.04 Aree geografiche di attività

Il Gruppo gestisce le proprie attività essenzialmente nel Nord Italia; la vendita serve anche clienti nel Centro - Sud Italia, anche se in numero limitato; la gestione impianti è operativa soprattutto in Brianza ma serve anche alcuni clienti con impianti di micro cogenerazione nel resto del Nord Italia.



0.2 Scenario e mercato

02.01 Normativa servizi pubblici

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. Il testo normativo è stato parzialmente modificato/integrato dal D.Lgs n. 100/2017.

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 comuni di Muggiò (1,911%) e Trezzo Sull'Adda (3,655%) per le partecipazioni detenute in AEB S.p.A. e dei comuni di Macherio (0,069% in Gelsia Srl e 0,064% in RetiPiù Srl) e Nova Milanese (0,205% in Gelsia Srl e 0,229% in RetiPiù Srl) per le partecipazioni detenute in Gelsia Srl e RetiPiù Srl, che ai sensi dell'art.4 c.1 e art.5 c.1 TUSP hanno deliberato l'alienazione delle partecipazioni.

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 e a fine 2019 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, che vedesse tutti i soci pubblici conferire le partecipazioni nelle società operative in AEB S.p.A. con l'obiettivo di semplificare la "governance" del Gruppo. Tale percorso si è perfezionato in data 30 dicembre 2019, allorquando l'assemblea dei soci di AEB ha deliberato un aumento di capitale sociale riservato agli enti che dovevano apportare partecipazioni in AEB immediatamente sottoscritto e liberato da questi ultimi.

Nel frattempo, il legislatore nella 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 cognizione.

Il Comune di Muggiò dopo aver bandito più volte, senza esito positivo, la gara per la cessione della partecipazione in AEB S.p.A., ha venduto la partecipazione alla stessa nel corso del 2019, ai sensi della vigente normativa.

Il Comune di Trezzo sull'Adda, ha bandito una gara per la cessione della partecipazione senza esito positivo. Attualmente ha in corso valutazioni sulla procedura da adottare, anche in considerazione delle modifiche normative intervenute con la Legge di Bilancio 2019.

Il Comune di Macherio ha venduto la partecipazione in Gelsia Srl. Per quanto concerne quella detenuta in RetiPiù, all'esito della procedura prevista dall'art. 24 del TUSP la società ha dovuto deliberare una riduzione di capitale sociale liquidando la partecipazione.

Il Comune di Nova Milanese, che si era riservato la facoltà di valutare, nell'ambito del processo di razionalizzazione del Gruppo AEB, di mutare la forma di razionalizzazione decisa per le società RetiPiù Srl e Gelsia Srl. Con delibera di Giunta del mese di aprile 2019 ha iniziato il percorso di revisione del piano di razionalizzazione per il conferimento delle parte-

cipazioni in AEB S.p.A. ed ha, infine, aderito al percorso di semplificazione della governance sopra delineato conferendo in AEB le partecipazioni detenute nelle società da questa controllate.

02.02 Andamento del mercato

Quadro macroeconomico

Il 2019 ha visto a livello mondiale e europeo un continuo deterioramento della situazione economica con contrazione della crescita dei PIL delle maggiori aree industriali. La locomotiva tedesca si è di fatto arrestata e questo, unito agli altri effetti a livello mondiale, ha condizionato molto il PIL Italiano, che dopo una lieve crescita nei primi tre trimestri dell'anno ha subito una battuta d'arresto nel quarto trimestre 2019. Il Prodotto interno lordo del IV trimestre è sceso dello 0,3% rispetto al terzo trimestre, portando ad un'invarianza su base annua. Lo rileva l'Istat diffondendo la stima preliminare del Pil (espresso in valori concatenati e corretto per il calendario e la stagionalità). Il trimestre precedente ha invece registrato un aumento dello 0,1% congiunturale e dello 0,5% tendenziale. Il 2019 - che con il dato del quarto trimestre risulta in crescita annua dello 0,2% - ha lasciato un'eredità negativa in termini di Pil.

Le proiezioni per l'economia italiana riflettono gli effetti della maggiore debolezza del quadro internazionale, in parte compensati, prima dell'effetto COVID 2019, dall'intonazione più espansiva della politica monetaria e dalle migliorate condizioni sui mercati finanziari italiani.

Le prospettive di crescita del commercio mondiale, incorporate nello scenario previsivo, erano già modeste prima dell'effetto COVID 19, nel corso del 2020, e si rafforzavano solo gradualmente nell'orizzonte di previsione.

Tutte le analisi e le proiezioni fatte sono saltate per l'effetto COVID 19, che determinerà per l'economia mondiale una recessione superiore a quella verificatasi nel 2009 e mai vista dopo la seconda guerra mondiale.

Il COVID 19 svilupperà i suoi effetti negativi per tutto il 2020 e secondo il Fondo Monetario Internazionale la contrazione del PIL Italiano si attesterà attorno al 9,1% nel 2020. L'economia mondiale è in recessione, con una contrazione del 3% per l'anno in corso, a cui si stima, segua un rimbalzo del 5,8% nel 2021. A gennaio, prima dello scoppio della pandemia, il Fondo Monetario Internazionale stimava per il 2020 una crescita del 3,3%. L'Italia, quindi risulta tra i Paesi più colpiti, solo la Grecia accuserà quest'anno una riduzione del Pil più acuta, con un calo del 10%. Oltre i confini europei, sono solo 3 i Paesi per i quali il Fondo monetario internazionale prevede uno shock peggiore: il Libano (-12%), il Venezuela (-15%, che però segue il -35% del 2019) e Macao (-29,6%). Per la Germania, la contrazione sarà del 7% quest'anno, seguita da un rimbalzo del 5,2% l'anno prossimo.

Nell'Eurozona, che nel complesso vedrà il Pil ridursi del 7,5% (con ripresa del 4,7% nel 2021), il Fondo raccomanda interventi mirati a sostegno dei Paesi più colpiti.

Per gli Stati Uniti, la contrazione sarà del 5,9%. La Cina si salverà dal segno meno, ma la sua crescita si fermerà quest'anno all'1,2%, per poi accelerare oltre il 9%.

Chiaramente gli effetti negativi sopra descritti non lasceranno indenne il nostro Gruppo che, per la parte energetica, è legata in parte ai consumi domestici che non dovrebbero subire contrazioni se non l'effetto della stagionalità, ed in parte ai consumi terziario e industriale che vedranno riduzioni importanti non solo nei mesi da marzo a maggio ma durante tutto l'anno in quanto la ripresa della produzione sarà lunga e difficoltosa.

Vendita Gas metano

Il 2019 ha visto una leggera crescita dei consumi di gas naturale in Italia: pari a 74,3 miliardi di metri cubi, con un incremento del 2,3% rispetto al 2018 (circa 1,6 mld mc in più).

L'incremento è da attribuire esclusivamente alla richiesta del settore termoelettrico, visto che gli altri settori lo scorso anno hanno visto la loro domanda ridursi.

Le importazioni di gas naturale si sono incrementate del 4,5% rispetto al 2018 e ammontano nel 2019 a 70,9 mld di m3. Pressoché stabile rispetto al 2018 è l'import dalla Russia, con circa 29,8 mld di m3 (+0,6%), la fonte di provenienza principale, con circa il 42% di tutto il gas estero. In calo del 40,3% l'import dall'Algeria, che lo scorso anno passa ad essere il nostro terzo fornitore con 10,2 mld di m3; al momento rappresenta il 14,5% sul totale (era al 25% nel 2018). Il secondo punto di importazione nel 2018 diventa così il Nord Europa (+43,4%). In leggera ripresa il volume che proviene dalla Libia (5,7 mld mc). Nel complesso si registra un significativo aumento del gas importato dai terminali GNL (circa 14 mld di m3) che è pari a quasi il 20% dell'import totale (era al 13% lo scorso anno).

La produzione nazionale è scesa ancora e di quasi l'11% sul 2018. Oggi rappresenterebbe appena il 6,5% della domanda nazionale.

Secondo i dati Snam Rete Gas e MiSE, nel 2019 sono aumentati di oltre 2,6 miliardi di mc (circa l'11% in più rispetto al 2018) i consumi delle centrali termoelettriche, arrivando a circa 25,7 miliardi di m3.

Rappresentano il 34,6% dei consumi totali di gas (erano al 31,8% nel 2018). La crescita può essere imputata alla riduzione del peso del carbone e al calo della generazione da idroelettrico, oltre che delle importazioni, che si sono registrati nel settore elettrico nazionale nel corso dello scorso anno (vedi QualEnergia.it).

In flessione del 2,3% la domanda della grande industria che è allacciata direttamente alle reti di distribuzione gas, mentre i consumi residenziali scendono del 2,1%; quest'ultimi, comunque, da soli costituiscono circa il 43% della domanda totale. Le temperature in Italia nel periodo gennaio-dicembre 2019 sono ancora salite (+0,95°C, pari a 2° più caldo).

Il 2019 ha visto i prezzi del gas metano in forte discesa (-16,1 € sul 2018) e i fattori che hanno determinato la riduzione delle bollette sono sostanzialmente due. Da un lato, una stagione invernale "con temperature non troppo rigide", come si legge nella nota ufficiale dell'Autorità per l'energia deputata per legge all'adeguamento trimestrale delle tariffe nel mercato tutelato. Dall'altra, una contrazione dei prezzi per l'approvvigionamento del gas sui mercati internazionali. In altre parole: il metano sul mercato all'ingrosso ha visto scendere le quotazioni, con l'aggiunta di una minore domanda dovuta alle temperature più elevate.

Vendita energia elettrica

Più gas e rinnovabili, meno carbone, consumi in leggero calo e prezzi in caduta: questa la direzione in cui si è mosso il sistema elettrico italiano nel 2019. In linea di massima la stessa direzione auspicata dalle politiche di settore, ma che sconta un progresso ancora lento, almeno rispetto agli ambiziosi obiettivi al 2030. I dati principali del 2019 hanno visto la Borsa elettrica registrare un prezzo unico di acquisto (Pun) medio di circa 52,33 €/MWh, in calo del 14,6% sui 61,31 €/Mwh del 2018 a fronte di volumi in leggero aumento (+0,1%). Il prezzo, che nell'anno ha oscillato tra 1 € registrati a dicembre e 108,38 €/Mwh a gennaio, è il quinto più basso dall'avvio del mercato, poco sopra quelli del 2004 e del 2014-15 nonostante le quantità significativamente maggiori.

La flessione del Pun è in linea con un contesto europeo di cali a doppia cifra, con la Francia che ha ceduto oltre il 21% a 39,5 €/Mwh circa e la Germania un 15,2% a 37,7 €/Mwh circa. Il differenziale medio tra prezzi italiani e francesi è cresciuto di circa 1,7 €/Mwh a 12,9 €/Mwh rispetto al 2018.

Un fattore decisivo che ha influenzato al ribasso il Pun è stato il sensibile calo delle quotazioni del gas (v. figure), anche in questo caso registrate tanto in Italia che in Europa. Nel 2019 il prezzo spot day ahead sul Psv italiano è diminuito di oltre il 33% a 16,1 €/MWh circa (rilevazioni di Alba Soluzioni), con una differenza di oltre 10 €/Mwh tra le quotazioni di fine 2018 e quelle di fine 2019 (-42%). Più pronunciato ancora il calo dei prezzi sul Ttf olandese, benchmark per l'Europa continentale: oltre -40% in media annuale a circa 13,6 €/Mwh, con una caduta di circa il 45% tra fine dicembre 2018 e 2019. Il delta tra l'Italia e il Nord Europa è cresciuto così in media di circa 1 €/Mwh a 2,5 €/Mwh. Il calo dei prezzi all'ingrosso di power e gas si è riflesso a più livelli: i consumatori domestici ad esempio a gennaio 2020 pagano l'elettricità fornita in servizio di tutela circa un 9,5% in meno di un anno prima (-21 €/MWh circa) e il gas un 12,2% in meno (circa 9,8 €/Mwh) in buona parte grazie all'andamento dei mercati wholesale.

Un altro effetto di rilievo si è avuto sugli operatori termoelettrici a gas, che dopo un 2018 particolarmente magro hanno visto una ripresa del clean spark spread (margini di generazione a gas inclusivo dei permessi di emissione) di oltre un 70% in media annuale (dati Alba Soluzioni), con punte in particolare nella stagione estiva, a cui è seguito però un nuovo crollo negli ultimi mesi dell'anno. Un ulteriore motivo di soddisfazione per i conti degli impianti a gas è venuto anche dalla vendita di servizi di flessibilità: nei primi 11 mesi del 2019 il corrispettivo uplift a consuntivo è aumentato di quasi il 9% a quasi 6,4 €/Mwh, spinto proprio dalle maggiori spese sostenute da Terna sul mercato del dispacciamento.

Discorso opposto, per la prima volta da anni, per i proprietari di centrali a carbone, che con la corsa dei prezzi dei permessi di emissione dell'ultimo biennio, dopo le misure di aggiustamento dell'Ets promosse dalla Ue, hanno visto precipitare i margini in tutta Europa, a volte anche su livelli negativi. Il clean dark spread in media annuale si è più che dimezzato. Tra le conseguenze di rilievo c'è stato il crollo dei tassi di utilizzo delle centrali - molte delle quali peraltro già prossime alla chiusura per obsolescenza - che nei primi giorni del 2020 risulta addirittura azzerato. Terna non fornisce tempestivamente i dettagli sui

diversi combustibili del termoelettrico, ma le vendite da carbone sul mercato GME evidenziano un calo di quasi un 40% nel 2019 rispetto all'anno precedente.

Infine uno sguardo ai consumi: dai dati attualmente disponibili emerge una richiesta di energia sulla rete nel 2019 pari a circa 319,4 TWh, in calo di circa 2,5 TWh o di uno 0,8% sull'anno precedente.

Guardando più nel dettaglio al mix, si evidenzia un complessivo incremento della produzione nazionale (circa 3,5 TWh in più, +1,4%) nonostante una significativa frenata dell'idroelettrico (-2,9 TWh o -5,8%). In calo ancora più deciso le importazioni nette, circa 5,8 TWh in meno (-13,2%), anche per le difficoltà del parco nucleare francese, che ha spinto l'export (+84% nei primi 11 mesi dell'anno). Le minori importazioni sono state compensate da una leggera ripresa della generazione termoelettrica non rinnovabile (+1,3 TWh o +0,9%) ma soprattutto da un importante incremento delle altre rinnovabili, in particolare eolico (quasi 2,5 TWh in più o +14%) e fotovoltaico (circa 2 TWh in più o +9,1%).

La produzione da rinnovabili registra complessivamente un incremento più modesto per via del tonfo dell'idro: 1,5 TWh in più o +1,4% arrivando così, sempre secondo i dati preliminari, a coprire un 35,5% circa della richiesta di elettricità nazionale contro il 34,9% del 2018.

Distribuzione gas metano

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

- la connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precise le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);
- la continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità). L'attuale normativa stabilisce le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi gestiti, le condizioni economiche e le tariffe da applicare, i livelli minimi di qualità dei servizi da garantire, gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità dei servizi erogati.

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

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

OPERATORI *	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Per numero	207	210	218	226	228	228	226	227	235	251
Molto grandi	7	7	8	8	8	7	8	9	9	9
Grandi	19	20	20	22	22	26	27	25	23	25
Medi	22	22	22	22	20	20	18	18	23	22
Piccoli	101	104	110	114	117	115	112	114	112	119
Piccolissimi	58	57	58	60	61	60	61	61	68	76
Per volume distribuito - M(m³)	32.116	31.654	31.078	31.184	29.470	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048
Molto grandi	20.498	19.967	19.511	18.375	17.414	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023
Grandi	6.052	5.941	5.843	7.099	6.754	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355
Medi	2.413	2.407	2.240	2.228	2.020	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574
Piccoli	2.963	3.141	3.290	3.297	3.105	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797
Piccolissimi	191	198	194	184	176	202	223	233	257	298

* Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: ARERA -Indagine annuale sui settori regolati.

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

GRUPPO	Volumi di gas distribuito in M(mc)
Italgas	9.121
2i Rete Gas S.p.A.	5.963
Hera	3.020
A2A	2.422
Iren	1.414
Ascopiaeve	1.020
E.S.Tr.A	623
Eg Holding	421
AGSM Verona	386
Acsm-Agam	372
AMBIENTE ENERGIA BRIANZA	360
Energei	336
Dolomiti Energia	313

GRUPPO	Volumi di gas distribuito in M(mc)
Gas Rimini	302
Edison	263
AIMAG	256
AIM Vicenza	254
Sime Crema	256
Gas Plus	236
AMGA - Azienda Multiservizi	210
Altri	4.771
TOTALE	32.116

SOCIETÀ	CLIENTI FINALI
Italgas Reti	6.621.838
2i Rete Gas	3.899.031
Unareti	1.214.272
Inrete Distribuzione Energia	1.118.211
Toscana Energia	794.456
Ireti	715.731
Acegasapsdamga	478.496
2i Rete Gas Impianti	460.686
Centria	405.023
Ap Reti Gas	341.719
Erogasmet	276.450
Ld Reti	265.446

SOCIETÀ	CLIENTI FINALI
RETIPIÙ	207.496
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	184.128
Adrigas	174.544
Amg Energia	157.374
Novareti	157.348
Megareti	156.818
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.505
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.678
Azienda Municipale del Gas	124.160
As Retigas	120.847

*Fonte: ARERA -Indagine annuale sui settori regolati

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

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

Il 1° aprile 2011 è entrato in vigore il Decreto 19 gennaio 2011, titolato "Determinazione degli ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale", che ha fissato in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi e stabilito l'impossibilità degli Enti Locali di indire individualmente la gara per l'affidamento delle concessioni gas.

Il 5 maggio 2011 è entrato in vigore il Decreto Interministeriale 21 aprile 2011, recante "Disposizioni per governare gli effetti connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164, recante norme comuni per il mercato del gas", che stabilisce l'obbligo di assunzione da parte del gestore di un numero complessivo di lavoratori determinato da un valore soglia minima di 1.500 PdR per addetto.

Il 29 giugno 2011 è entrato in vigore il D.Lgs 1 giugno 2011, n. 93, il cui art. 24, comma 4, stabilisce che "...a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222".

Il 18 ottobre 2011 è stato pubblicato il Decreto interministeriale contenente l'elenco dei comuni che rientrano in ciascuno dei 177 ATEM.

Con il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (di seguito: Regolamento gare). Tale Regolamento gare prevede che gli Enti locali concedenti, appartenenti a ciascun ambito, demandino, in linea generale, al Comune capoluogo di provincia il ruolo di stazione appaltante per la gestione delle gare per l'affidamento del servizio, che ha il compito di preparare e pubblicare il bando di gara e il disciplinare di gara e di svolgere e aggiudicare la gara per

delega degli Enti locali concedenti. In particolare, nello svolgere dette attività la stazione appaltante deve attenersi agli schemi e alle indicazioni del bando di gara tipo e del disciplinare di gara tipo - di cui, rispettivamente agli allegati 2 e 3 del medesimo Regolamento gare – giustificando eventuali scostamenti; al termine di tali attività, la stazione provvederà ad inviare il bando di gara e il disciplinare di gara, insieme alla nota giustificativa degli scostamenti, all'Autorità, la quale può inviare proprie osservazioni alla stazione appaltante, entro trenta giorni. Lo stesso Regolamento gare, all'articolo 3, ha previsto anche poteri sostitutivi della Regione, nel caso in cui gli Enti locali concedenti non abbiano identificato la stazione appaltante o qualora la stazione appaltante non abbia pubblicato il bando di gara, prevedendo specifiche scadenze dei termini. Nello specifico, l'Allegato 1 del Regolamento gare elenca, per ogni ambito, la data limite entro la quale la provincia, in assenza del comune capoluogo di provincia, convoca i comuni d'ambito per la scelta della stazione appaltante e da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento della Regione.

Successivamente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 è intervenuto a disciplinare il riconoscimento in tariffa del valore di rimborso delle reti esistenti (VIR) da riconoscere al gestore uscente, precisando che l'Autorità, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi, riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (RAB).

Il 13 dicembre 2012 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con la delibera n. 532/2012/R/gas ha dato attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7, del Decreto sui criteri di gara n. 226/11, stabilendone le regole, i dati ed i formati per l'invio dello stato di consistenza delle reti alle stazioni appaltanti.

Il 5 febbraio 2013 il Ministro dello Sviluppo Economico, su proposta dall'Autorità con la delibera n. 514/2012/R/gas del 6 dicembre 2012, ha approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, ha modificato in modo sostanziale l'art. 15, comma 5, D.Lgs. n. 164/2000, che stabiliva che al gestore uscente fosse riconosciuto un rimborso costituito dal cosiddetto V.I.R. (Valore Industriale Residuo). In particolare, il provvedimento stabilisce che il rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, anche per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, che il Ministero dello Sviluppo Economico può predisporre, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 98/13. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità, per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Delle osservazioni dell'Autorità terrà conto la stazione appaltante, ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara.

Con il decreto 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità con il Regolamento Gare, sono stati definite le linee guida, i criteri e le modalità operative da utilizzare per la valutazione del rimborso degli impianti di distribuzione. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lazio in data 19 settembre 2014.

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

Con la delibera 26 giugno 2014, n. 310/2014/R/GAS, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10% e le modalità operative per l'acquisizione da

parte dell'Autorità dei dati relativi al VIR, necessari per le verifiche di cui al DL 145/13. La deliberazione definisce inoltre le procedure per la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 1, comma 16, del medesimo decreto-legge. Successivamente, in data 7 agosto 2014, con la delibera n. 414/2014/R/GAS, l'Autorità ha definito i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari benchmark da utilizzare nell'analisi per indici di cui all'articolo 16, comma 1, della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, ai sensi dell'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 10 novembre 2014.

In data 24 luglio 2014, con delibera 367/2014/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro normativo per il quarto periodo regolatorio del servizio di distribuzione del gas naturale (2014-2019), integrando le disposizioni già approvate con la delibera 573/2013/R/gas con norme specifiche per le future gestioni d'Ambito. Il contenuto principale del provvedimento riguarda il riconoscimento tariffario dello stock di asset di proprietà del gestore uscente, che l'Autorità ha stabilito di differenziare distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 07 novembre 2014. Ricorso che è stato respinto con sentenza del 19 ottobre 2015. Sentenza appellata al Consiglio di Stato, in data 16 gennaio 2016.

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

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

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

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

L'autorità, il 27 gennaio 2016, ha reso pubblici ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara

per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara.

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

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

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

Con la deliberazione 18 maggio 2017 344/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/gas per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico. Sono esclusi i casi in cui siano state applicate alcune disposizioni delle Linee guida 7 aprile 2014 in combinazione con valutazioni basate su accordi riportati nelle concessioni o in convenzioni tra le parti. Come indicato nella deliberazione le semplificazioni non si applicano per valori di rimborso relativi alle reti di distribuzione situate nel Comune dell'ambito con il maggior numero di punti di riconsegna e negli altri Comuni dell'ambito con oltre 100.000 abitanti e con oltre 10.000 punti di riconsegna. Nei casi in cui si applicano le semplificazioni l'Ente locale non deve trasmettere (per il tramite della stazione appaltante) la documentazione di dettaglio prevista dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione 310/2014/R/GAS, ma deve rendere disponibile, tale documentazione su richiesta dell'Autorità. Le previsioni della deliberazione 344/2017/R/gas si applicano a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione. Pertanto non si applicano ai Comuni già acquisiti a piattaforma informatica VIR-RAB prima della data di pubblicazione della medesima deliberazione (19 maggio 2017), per i quali è in corso l'iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB da parte degli Uffici dell'Autorità. L'articolo 1, comma 93, della legge 4 agosto 217 n. 124, integra le disposizioni del decreto legislativo 164/00 e, in particolare introduce ulteriori semplificazioni rispetto all'obbligo, posto in capo alle stazioni appaltanti, di trasmettere all'Autorità le valutazioni di dettaglio relative ai valori di rimborso (VIR) che risultino maggiori del 10 per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria. Inoltre, l'articolo 1, comma 94, della legge 124/17, ai fini dell'attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2, del regolamento di cui al decreto 226/11, prevede che l'Autorità, con propri provvedimenti, definisca procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, precisando che in ogni caso, con riferimento ai punteggi massimi previsti per i criteri e i sub-criteri di gara dagli articoli 13, 14 e 15 del citato regolamento di cui al decreto 226/11, la documentazione di gara non possa discostarsi se non nei limiti posti dai medesimi articoli con riguardo ad alcuni sub-criteri.

Il 7 agosto 2017 L'Autorità ha pubblicato i chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'articolo 15 del decreto 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'articolo 5, comma 16, del medesimo decreto. L'Autorità, con la deliberazione 613/2017/R/com del 7 settembre 2017, ha stabilito di avviare specifici procedimenti,

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

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

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

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

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

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

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

Con la Determina 11 luglio 2018 8/2018 – DIEU sono state aggiornate le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della deliberazione 905/2017/R/GAS e abrogata la determina 1/2015.

Con la Determina 07 agosto 2018 12/2018 – DIEU l'ARERA ha reso note le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 22 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara. La determinazione del valore netto parametrico delle immobilizzazioni di località avviene a partire dal valore dell'immobilizzato lordo ottenuto in applicazione della formula di cui all'articolo 22 della RTDG, suddiviso tra i soggetti proprietari (Ente/gestore) sulla base del rapporto tra VRN rispettivo di spettanza e VRN complessivo, e successivamente stratificato per anno e per cespiti in misura percentuale pari alla suddivisione percentuale dei valori costituenti la stratificazione del VRN, e poi degradato sulla base dei coefficienti di degrado riportati nell'Allegato B alla Determina (il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località, espresso a prezzi dell'anno 2012, va rivalutato con il deflatore degli investimenti fissi lordi ai fini di renderlo confrontabile con il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete).

Con la Determinazione 28 dicembre 2018 n. 15/2018 – DIEU, l'Autorità ha aggiornato, per gli anni 2017 e 2018, i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari da utilizzare nell'analisi per indici relativa alla verifica degli scostamenti VIR/RAB. L'aggiornamento viene effettuato applicando il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari, rispettivamente, allo 0,30% per l'anno 2017 e allo 0% per l'anno 2018. I valori di riferimento sono utilizzati dall'Autorità per la determinazione del costo medio benchmark:

- di costruzione condotte (fornitura e posa tubazioni, nonché scavo, rinterro e ripristino per grande Area geografica);
- degli impianti di derivazione d'utenza in bassa e media pressione, nonché per ogni metro aggiuntivo di allacciamento interrato e di parte aerea e per ogni PDR aggiuntivo;
- delle opere civili relative a impianti di derivazione d'utenza.

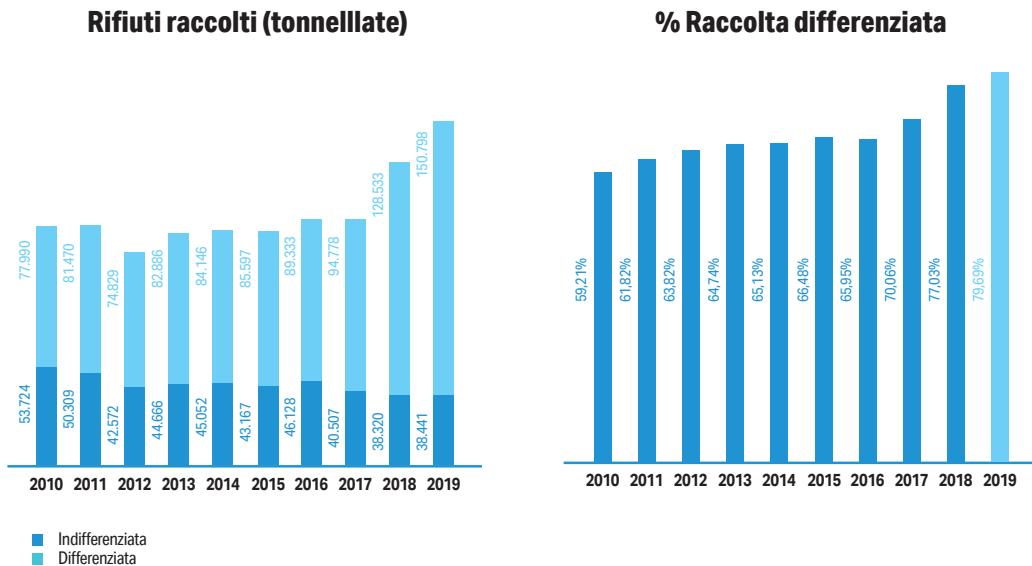
A fronte di un quadro normativo estremamente complesso e non ancora consolidato continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti.

Ad oggi dei 27 bandi di gara pubblicati, risultano esperite solo le seguenti tre procedure: ATEM "MILANO 1 – Città e Impianto di Milano" la cui aggiudicazione è stata successivamente annullata dal TAR di Milano con sentenza del 5 dicembre 2019; ATEM "TORINO 2 – Impianto di Torino" aggiudicato a Italgas Reti in data 23 aprile 2019; ATEM "Valle d'Aosta" aggiudicata ad Italgas Reti in data 2 gennaio 2020.

Igiene ambientale

La Società gestisce i servizi secondo il nuovo regime contrattuale, avviato a fare data dal 1 agosto 2018, basato sui nuovi contratti di servizio sottoscritti in conseguenza dell'aggiudicazione della gara a doppio oggetto.

L'implementazione del servizio di raccolta attraverso tecnologia Rfid è proseguita all'interno del proprio bacino di utenza. Nello specifico questo servizio è stato attivato all'interno dei comuni di Besana in Brianza, Briosco, Veduggio con Colzano, Varedo, Albiate, Renate e da ultimi a Carate Brianza e Misinto. L'estensione del servizio sacco blu "R-Fid" ai diversi comuni è sicuramente all'origine del miglioramento della percentuale di raccolta differenziata che ormai si appresta a superare quota 80%, attestandosi al 79,69%. Il dato complessivo dei rifiuti trattati dalla Società risulta pari a 189.239 tonnellate, considerando la totalità dei comuni gestiti. I risultati operativi sono esplicitati negli istogrammi di seguito riportati (in tonnellate).



Il 2019 risulta essere il quarto anno di esternalizzazione del servizio di call center; questa scelta era stata effettuata nell'ottica di un miglioramento della qualità commerciale del servizio offerto alla cittadinanza.

Il 2019 evidenza un sensibile incremento delle chiamate gestite e un leggero incremento delle chiamate abbandonate. Il livello di servizio passa dal 95,12% del 2018 al 94,1% del 2019. Il tempo medio di conversazione si conferma a 3,41 minuti

TABELLA ATTIVITÀ OPERATIVE SVOLTE TRAMITE CALL CENTER				
Descrizione	U.M.		Anno 2019	Anno 2018
Tempo medio di attesa	minuti		1,16	1,09
Totale chiamate ricevute	n° chiamate		69.113	63.013
Totale connesse con operatore	n° chiamate		65.032	59.941
Totale chiamate abbandonate	n° chiamate		4.081	3.072
Livello di servizio	%		94,10%	95,12%
Totale conversazione	minuti		221.746	204.115
Tempo medio conversazione	minuti		3,41	3,41

Farmacie

Il mercato italiano dei prodotti venduti in farmacia ha registrato nel 2019 un fatturato di 24,2 miliardi di euro, con una riduzione dello 0,7% rispetto al 2018. L'andamento è tuttavia differente tra il segmento "etico" - quello per medicine da prescrizione - e il segmento "commerciale".

Nel 2019, il segmento "etico" registra una diminuzione dell'1,3% a 14,2 miliardi di euro, (-2,4% in volumi), proseguendo il trend di flessione degli ultimi anni. In tale contesto, si segnala una riduzione della spesa farmaceutica netta convenzionata a carico del SSN da 7,78 miliardi di euro nel 2018 a 7,77 miliardi di euro nel 2019 (-0,2%), per effetto della diminuzione del numero di ricette (-1%). A livello regionale, i risultati del segmento "etico" mostrano differenze, anche marcate, passando dal -6,5% dell'Abruzzo al +2,4% di Emilia Romagna e Lombardia.

Per il segmento "commerciale" e di "automedicazione", si conferma un trend positivo in termini di valore, a oltre 10 miliardi di euro (+0,1%), mentre calano le vendite a volumi dell'1,9%. Diversamente, diminuisce il valore delle transazioni nei comparti "parafarmaco", che vale 1,6 miliardi di euro (-5,7% sul 2018) e dal "nutrizionale", che pesa per 400 milioni (-4,3%), il quale risente in modo particolare della concorrenza della grande distribuzione organizzata (GDO).

Un segnale positivo viene tuttavia dalle vendite "online", per le quali si stima un volume di affari 2019 pari a 240 milioni di euro (+54% sul 2018), sebbene rappresentino l'1,9% del totale del fatturato. Si tratta di una quota esigua, ma l'e-commerce è un servizio sempre più richiesto e che potrebbe rappresentare una prospettiva positiva per il futuro.

L'andamento del mercato farmaceutico negli ultimi anni ha portato i grossisti ad aggregarsi per far fronte alla riduzione dei margini e, contemporaneamente, ad entrare direttamente nel segmento finale riguardante la gestione delle farmacie per trattenere valore.

Molti Gruppi, anche internazionali, hanno deciso di investire nel settore rilevando le farmacie sia pubbliche (cedute con gara) che quelle dei privati. L'effetto principale di questo ingresso ha visto incrementare il valore di cessione delle singole farmacie; valore che negli ultimi anni aveva raggiunto i minimi storici.

Questi Gruppi stanno anche alzando il livello di concorrenza del mercato, anche con incremento delle aperture giornaliere fino ad arrivare all'apertura continuativa sull'intero arco della giornata per 365 giorni all'anno.

Nel territorio di riferimento la società è operativa nella gestione delle farmacie con sette punti vendita in Brianza. Nei primi mesi del 2019 si è completata, almeno nei comuni dove la società è presente, la liberalizzazione approvata a suo tempo dal Governo Monti, che ha visto nuove aperture di farmacie: 2 a Giussano; 3 a Seregno, 1 a Biassono, 1 a Bovisio Masciago; inoltre altre farmacie hanno aperto nei comuni limitrofi.

L'apertura di nuovi punti vendita all'interno di un mercato dalla domanda stabile, o in flessione, porta conseguentemente ad una riduzione del fatturato per singolo punto vendita.

La società, per salvaguardare le proprie quote di mercato, ha operato puntando sul rifacimento e ampliamento di alcuni punti vendita, sul miglioramento del servizio verso il cliente, introducendo anche maggiore flessibilità rispetto agli orari di apertura al fine di intercettare una sempre maggiore fascia di clientela, e su politiche di acquisto che consentano di migliorare la marginalità.

Il "progetto farmacie", sviluppato con gli obiettivi di cui sopra, si è completato nel corso del 2019.

La società gestisce anche il Centro Sportivo di Seregno, si tratta di un settore che richiede specializzazione e dimensioni importanti. L'attuale gestione scade a fine 2020 e il comune di Seregno sta predisponendo i documenti di gara per affidare il servizio.

Le altre attività operative della società sono residuali e non rientrano nei settori di sviluppo del Gruppo, ma, ad eccezione del servizio lampade votive, riguardano l'utilizzo, anche affidato a terzi, di immobilizzazioni di proprietà della società.

Cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico

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); l'Autorità sta completando 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.

Gli interventi ipotizzati sugli impianti esistenti che ne possono migliorare la redditività sono quelli legati al revamping delle sezioni cogenerative dove la miglior resa elettrica e termica consente di ottenere i cosiddetti certificati bianchi per un pe-

riodo variabile tra i 10 ed i 15 anni. Il mercato dei TEE risulta essere ad oggi l'unico in controtendenza. Il valore di borsa per singolo certificato ha raggiunto valori compresi tra i 250 / 300 €.

Altri interventi che rivestono un significato economico / ambientale sono quelli relativi alla possibilità di rendere le reti di teleriscaldamento meno dipendenti dai combustibili fossili promuovendo la generazione distribuita di calore da fonti rinnovabili tramite solare termico, fotovoltaico accoppiato a pompe di calore e microcogenerazione. Tali contributi consentono di ridurre i costi legati all'acquisto di quote CO2 che negli ultimi anni sono triplicati.

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.

Uno spiraglio si intravede nel breve periodo in relazione ai nuovi incentivi statali previsti per gli interventi di efficientamento energetico, isolamento termico, fotovoltaico, microcogenerazione e colonnine di ricarica.

Tali interventi possono essere realizzati con la cessione del credito pari al 110% della spesa sostenuta sia per unità unifamiliari che per condomini che per Istituti autonomi case popolari. I distributori energetici risultano soggetti che possono contribuire allo sviluppo dei suddetti interventi di efficientamento.

Infine, molti operatori energetici sono in attesa di conoscere le nuove disposizioni ARERA relative all'autoconsumo collettivo negli edifici fino a 200 kW connessi in bassa o media tensione fra soggetti che consumano in un edificio. Tale possibilità legata alla libertà di costituire comunità di energia rinnovabile costituite fra consumatori potranno aprire ad un nuovo sviluppo della generazione distribuita sia essa da microcogenerazione che da fonti rinnovabili.

Distribuzione energia elettrica

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

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

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

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

Centro Sportivo

Il contratto di servizio con il comune di Seregno scadrà il prossimo 31 dicembre 2020, in quanto la normativa sui servizi pubblici ha di fatto annullato tutti i contratti di servizio in essere. Attualmente la società sta gestendo in attesa che il Comune completi il percorso per le nuove modalità di gestione.

Illuminazione votiva

La società ha due contratti in essere rispettivamente con il comune di Giussano (scaduto ed in proroga in attesa di celebrazione della gara) e con il comune di Seregno che scadrà al 2050.

I due comuni dovranno celebrare apposita gara; il Gruppo deciderà se si tratta di un servizio di interesse e, in caso di interesse, quale società dovrà partecipare alla gara.

Fibra ottica

Gelsia Srl, e AEB S.p.A. possiedono infrastrutture in fibra ottica a Seregno e nei comuni limitrofi che utilizzano per i propri impianti e mettono a disposizione, mediamente pagamento di canone di utilizzo, di terzi. Gelsia Srl sta gestendo inoltre un

contratto per il comune di Seregno per il collegamento, tramite fibra ottica, di tutti gli edifici pubblici locali, che ha permesso notevoli risparmi sul traffico e un servizio di qualità a tutte le scuole presenti sul territorio altrimenti improponibile per gli elevati costi da sostenere.

0.3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle attività di interesse del Gruppo

I mercati di interesse della società sono stati oggetto di sviluppo normativo da parte dell'Europa. Per ciò che concerne il settore elettrico gli organismi europei preposti hanno approvato un pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" che si articola in otto atti legislativi che fanno riferimento a quattro ambiti di applicazione: mercato elettrico: norme comuni per l'intero mercato europeo, regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica, regolamento per la preparazione al rischio nel mercato elettrico e istituzione di una Agenzia per la cooperazione; Fonti rinnovabili: direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili; Efficienza energetica: direttiva 2018/2022 modifica della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica; Governance: regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione del clima. Questi regolamenti, dopo i dovuti passaggi presso gli organi europei e il recepimento, se dovuto, da parte dei singoli stati membri, dovranno essere recepiti tutti, a varie scadenze, entro il 30 giugno 2021.

Nel 2019 le istituzioni europee hanno inoltre modificato anche la direttiva gas 2009/73/CE riguardante le norme comuni del mercato europeo sulle infrastrutture da e per paesi terzi. Tali modifiche sono state approvate dal Parlamento e Consiglio Europeo il 5 aprile 2019 e il loro recepimento è previsto nove mesi dopo la loro entrata in vigore.

E' stata approvato inoltre la nuova direttiva rinnovabili (2008/28/CE) che sostituisce la direttiva 2009/28/Cee definisce il quadro europeo per la promozione delle energie rinnovabili con lo scopo di raggiungere al 2030 l'obiettivo del 32% del consumo di energia finale da fonti rinnovabili. La direttiva contiene misure specifiche allo sviluppo delle energie pulite nella generazione elettrica, nel raffreddamento e riscaldamento e nel settore trasporti. Per quanto di interesse la direttiva prevede l'obiettivo di incrementare l'energia rinnovabile anche attraverso la diffusione di sistemi di teleraffrescamento e teleriscaldamento definiti efficienti.

03.01 Vendita gas metano e energia elettrica

ARERA nel corso del 2019 ha continuato a deliberare nei settori di interesse della società (gas metano, energia elettrica, teleriscaldamento). Gli adeguamenti o nuove delibere comuni ai settori gas ed energia elettrica hanno riguardato le istruzioni operative annuali relative all'Indagine di soddisfazione per il 2019 e per gli anni successivi affidati a Direzione Advocacy Consumatori e Utenti (DACU), in collaborazione con la Direzione Mercati Retail e Tutela dei Consumatori di Energia (DMRT) (Delibera 623/2018/R/com).

Ha, inoltre, adeguato le disposizioni del TIRV in esito alla riforma dei processi di recesso e di switching nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale (Del. 684/2018/R/com) prevedendo in particolare l'abrogazione della previsione, di cui all'art. 14.1.b, secondo cui, in mancanza della richiesta di switching da parte del Venditore aderente alla procedura ripristinatoria ma in presenza della comunicazione di recesso del cliente finale formalizzata dal medesimo Venditore aderente nei confronti del Venditore precedente (il Venditore aderente era tenuto a comunicare al Venditore precedente che il recesso era stato erroneamente trasmesso; il Venditore precedente era tenuto ad annullare l'eventuale comunicazione di risoluzione contrattuale effettuata).

Ha allineato la bolletta 2.0 con le disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione elettronica per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e per la distribuzione del gas naturale (Del. 712/2018/R/com) stabilendo che i contenuti della bolletta sintetica e dei documenti di fatturazione emessi dall'impresa di distribuzione debbano risultare coerenti con

i contenuti del file fattura emesso per rispondere alla disciplina della fattura elettronica; che i venditori sono tenuti ad allegare alla fattura elettronica la bolletta sintetica e gli eventuali elementi di dettaglio (nei casi previsti dalla regolazione o dal contratto) in modo tale da rientrare nel medesimo file fattura. Allo stesso modo i distributori devono allegare alla fattura elettronica i documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione. Tale requisito è fissato per garantire un legame univoco, inequivocabile e indissolubile fra la fattura elettronica che transita per il Sistema di Interscambio dell'Agenzia delle Entrate e i documenti di fatturazione emessi nel rispetto dei requisiti di Bolletta 2.0. Nel caso in cui il limite dimensionale imposto dal Sistema di Interscambio non consenta di trasmettere (tutta o in parte) la documentazione aggiuntiva, venditori e distributori siano tenuti a utilizzare secondo la modalità disciplinata dalle Specifiche tecniche indicate al Provvedimento dell'Agenzia delle Entrate del 30 aprile 2018, il codice alfanumerico univoco, ottenuto mediante applicazione di algoritmo di hash SHA-256 (o analoga funzione crittografica di hashing che garantisca l'assenza di collisioni) e trasferiscano i relativi documenti regolatori, in base ai quali è stato calcolato il codice alfanumerico, preferibilmente mediante URL da inserire direttamente nel file fattura o eventualmente tramite canale informatico alternativo; con riguardo ai soli soggetti consumatori; la messa a disposizione di una copia della fattura elettronica ovvero in formato analogico ai sensi della Legge di bilancio 2018 soddisfa gli obblighi di trasmissione e/o messa a disposizione dei documenti di fatturazione ai clienti finali già fissati da Bolletta 2.0 purché avvenga con modalità identiche o comunque compatibili con quelle previste dalla regolazione, o cui la regolazione oltre che risultare particolarmente onerosa, confermando invece per i clienti diversi dai consumatori le attuali modalità di adempimento degli obblighi di Bolletta 2.0; eventuali ulteriori aggiornamenti in tema di fatturazione saranno oggetto di successivi provvedimenti ARERA.

Ha inoltre integrato le disposizioni in materia di modalità di esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas da parte dei clienti finali di grandi dimensioni (Del. 96/2019/R/com) apportando modifiche alla disciplina del recesso di cui all'Allegato A2 alla Del. 783/2017/R/com e prevedendo l'entrata in vigore, a partire dal 1° novembre 2019, del Titolo III del succitato provvedimento. Quest'ultimo detta disposizioni specifiche relative alla modalità di esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura da parte di clienti di grandi dimensioni. Più in dettaglio, ARERA ha confermato gli orientamenti delineati nel D.CO. 33/2019/R/com al fine di consentire ai clienti di grandi dimensioni di esercitare il recesso per cambio fornitore anche non contestualmente alla richiesta di switching, attraverso l'invio della comunicazione di recesso, secondo le modalità definite nel contratto, al venditore controparte del contratto di fornitura in essere, al fine di consentire un'operatività maggiormente flessibile ma che preservi le modalità semplificate previste dalla normativa vigente qualora compatibili con le esigenze dei clienti. La delibera prevede che la modalità di esercizio del diritto di recesso mediante comunicazione effettuata direttamente dal cliente di grandi dimensioni nei confronti del proprio venditore sia una facoltà e non un obbligo; prevede, inoltre, che nel caso in cui il cliente si avvalga della facoltà di esercitare direttamente il diritto di recesso per cambio fornitore nei confronti del venditore uscente, quest'ultimo sia tenuto a darne comunicazione al SII, attraverso una comunicazione di risoluzione contrattuale (per il settore EE, Titolo II dell'Allegato B alla Del. 487/2015/R/eel; per il settore GAS, Titolo II dell'Allegato B alla Del. 77/2018/R/com).

L'Autorità è intervenuta sulle garanzie tra distributore e venditore (delibera n. 655/2018/R/com). Il Codice di rete tipo si limita a definire alcune clausole connesse solamente agli inadempimenti degli utenti rispetto al rilascio delle opportune garanzie e al mancato pagamento delle fatture, introducendo specifici strumenti di tutela, tra cui la definizione di apposite clausole risolutive espresse. Inoltre viene lasciata una certa discrezionalità nella scelta delle forme di garanzia per le proprie obbligazioni (fideiussione bancaria o assicurativa o rating creditizio a secondo delle fattispecie), oltre ad una clausola risolutiva espressa in caso di inadempimento.

La Segnalazione 515/2019/I/com: Segnalazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito alla fine delle tutele di prezzo a favore dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e gas prevista dall'articolo 1, commi 59 e 60, della legge concorrenza. L'attuale contesto dei mercati retail e l'effettivo grado di maturità per l'accesso al mercato conseguito dai clienti di piccole dimensioni, dimostrano secondo l'Autorità che l'obiettivo individuato dal Legislatore della rimozione dei regimi di tutela nei mercati gas e power risulta ancora lontano dall'essere effettivamente raggiunto. Pertanto, a fronte della mancanza dei presupposti, l'Autorità invita a rimandare la rimozione delle tutele di prezzo inizialmente previste per il 01/07/2020, ed auspica l'avvio di un percorso graduale finalizzato al superamento dei regimi di tutela di prezzo in entrambi i settori di energia elettrica e gas naturale, per perseguire nel modo più efficace l'obiettivo di completa liberaliz-

zazione dei mercati dell'energia, nonché di una effettiva concorrenza tra gli operatori di mercato, garantendo condizioni economiche eque per i clienti di piccole dimensioni.

Adeguamenti tariffari

Gli adeguamenti trimestrali delle tariffe gas metano ed energia elettrica nel mercato tutelato (in tutte le sue componenti) hanno visto il seguente andamento:

	GAS METANO		ENERGIA ELETTRICA	
	Delibera	% Incremento/ Decremento	Delibera	% Incremento/ Decremento
I° trimestre 2019	667/2018/R/gas		670/2018/R/eel	
	707/2018/R/gas	-0,08%	706/2018/R/eel	+2,3%
	709/2018/R/gas		708/2018/R/eel	
II° Trimestre 2019	107/2019/R/com		711/2018/R/eel	
	108/2019/R/gas	-8,5%	107/2019/R/com	-9,9%
III° trimestre 2019	262/2019/R/com	-6,9%	109/2019/R/eel	+1,9%
	264/2019/R/gas		262/2019/R/com	
IV° trimestre 2019	382/2019/R/com		263/2019/R/eel	
	384/2019/R/gas	+3,9%	382/2019/R/com	+2,6%
I° trimestre 2020	571/2019/R/gas		383/2019/R/eel	
	572/2019/R/com		568/2019/R/eel	
	577/2019/R/gas	+0,8%	572/2019/R/com	
	578/2019/R/gas		576/2019/R/eel	-5,4%
			579/2019/R/eel	

La vendita dell'energia elettrica ha visto alcuni provvedimenti riguardanti gli oneri del sistema elettrico, aggiornato le tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2019, e presso decisioni in merito alle istanze per incentivi a specifici progetti con rischi elevati degli oneri per il dispacciamento (Delibera 670/2018/R/eel).

03.01.01 Quadro regolatorio del mercato della vendita di gas metano

Nel settore gas metano l'Autorità è intervenuta con la La Delibera 32/2019/R/gas – ha definito il percorso per il rimborso delle somme alle società di vendita riguardanti il periodo 2010 – 2012 (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, 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 per spingere a 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 merca-

ti 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 doveva avvenire mediante la presentazione di apposita istanza a CSEA entro il 31 maggio 2019, secondo le modalità fissate dalla stessa CSEA. La responsabilità di gestione del Meccanismo è attribuita a CSEA che ha pubblicato sul proprio sito internet la modulistica per la presentazione dell'istanza e verificare entro il 31 luglio 2019 la completezza delle istanze ai fini di ammissibilità, oltre a calcolare e comunicare ad ARERA e a ciascun venditore l'importo dell'ammontare Reintk. Gli importi quantificati dovranno essere liquidati 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 ha stabilito 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.

La **Delibera 132/2019/R/gas** nell'art. 7 del nuovo TISG attribuisce al SII, a partire dal 2019, la responsabilità di assegnazione a ciascun PDR di un profilo di prelievo standard, ai fini del suo utilizzo nell'AT successivo, prevedendo che (art 7.3) nel caso dei PDR con uso civile il profilo venga assegnato di default in base al CAPDR, fatta salva la possibilità di presentazione da parte del cliente finale di una dichiarazione sostitutiva di atto notorio (diversamente da quanto previsto in passato il nuovo TISG prevede quindi la possibilità di modifica della categoria d'uso anche da parte di tutti i titolari di PDR con uso civile indipendentemente dal livello di consumo); (art. 7.4) nel caso dei PDR con uso tecnologico spetti all'Utente della Distribuzione (UdD) richiedere il rilascio da parte del cliente finale della dichiarazione sostitutiva di atto notorio attestante la categoria d'uso del gas e la relativa classe di prelievo (n. giorni di prelievo settimanali 5/6/7); in mancanza della suddetta dichiarazione il SII provvederà ad attribuire la categoria d'uso T2 (tecnologico + riscaldamento) e la classe di prelievo 3 (5 giorni), salvo casi particolari per i PDR misurati mensilmente con dettaglio giornaliero; (art 7.5) sia onere dell'UdD trasmettere al SII, per gli scopi sopra descritti, entro il 10 giugno di ogni anno, a partire dal 2019, le dichiarazioni sostitutive dell'atto di notorietà attestanti l'utilizzo del gas per i PDR uso civile qualora il cliente finale abbia comunicato all'UdD eventuali modifiche dell'uso del gas stesso; per i PDR uso tecnologico qualora il cliente finale abbia trasmesso l'attestazione relativa alla categoria d'uso e alla relativa classe di prelievo da associare al/ai propri PDR a seguito di esplicita richiesta dell'UdD; le dichiarazioni di cui al precedente punto rimangano valide fino alla presentazione di una nuova dichiarazione recante variazioni della precedente trasmessa.

Complessivamente ARERA nell'Allegato A alla Del. 132/2019/R/gas conferma le disposizioni del nuovo TISG in riferimento all'assegnazione del profilo di prelievo prevedendo però che per l'AT 2019-2020 il SII non proceda al ricalcolo del CAPdR, qualora riceva dichiarazioni sostitutive oltre il 10 giugno 2019. È onere dell'impresa di distribuzione (entro il 30 giugno 2019) dare evidenza al SII dei PDR per i quali risulti una dichiarazione sostitutiva in corso di validità o trasmessa in corso d'anno; trasmettere al SII il codice del profilo di prelievo associato a tali PDR. Qualora il SII riceva nei tempi previsti dalla regolazione una dichiarazione sostitutiva dall'UdD considererà valida quest'ultima scartando quella inviata dall'impresa di distribuzione.

La **Del 147 /2019/R/GAS** che disciplina il conferimento agli utenti di capacità per il servizio di trasporto continuo presso i city gate con una capacità convenzionale associata ad ogni PDR. Definisce inoltre gli obblighi informativi del SII relati-

vamente a tale processo. La normativa è stata poi modificata con la Del 110/2020/R/gas che posticipa l'entrata in vigore prevista al punto 6.2 della deliberazione 147/2019/R/gas, rinviandola al 1° ottobre 2021.

La **Del 148/2019/R/GAS** "Riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto" approva il nuovo "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)", che sostituisce quello approvato con la deliberazione 72/2018/R/gas, in recepimento delle nuove discipline in tema di bilancio provvisorio e di gestione della filiera dei rapporti commerciali nell'ambito del Sistema Informativo Integrato.

La **Del 155/2019/R/gas** "Definizioni del processo di aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna della rete di distribuzione", invece contiene le disposizioni funzionali a consentire il processo di aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna della rete di distribuzione nell'ambito del Sistema Informativo Integrato.

03.01.02 Quadro regolatorio del mercato della vendita di energia elettrica

Le modifiche al sistema elettrico hanno riguardato la Delibera 677/2018/R/eel "Perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica: conferma, per l'anno 2019, dei fattori percentuali convenzionali di perdita e avvio di un procedimento per il perfezionamento della relativa disciplina". che ha confermato i fattori relativi alle perdite di rete nei punti di prelievo già fissati, con Del. 377/2015/R/eel, per il triennio 2016-2018, come riportati nella Tabella 4 del TIS, distinti in POD alimentati in BT, fattore pari a 10,4%; POD alimentati in MT, fattore pari a 3,8%; POD alimentati in AT/AAT, fattore pari a 0,7% per tensioni pari a 380kV; 1,1% per tensioni pari a 220kV; 1,8% per tensioni non superiori a 150 kV. L'avvio di un procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite di rete con l'obiettivo di valutare l'eventuale aggiornamento, dall'1 gennaio 2020, dei fattori di perdita standard di cui alla suddetta Tabella 4 TIS, tenendo conto dell'evoluzione delle perdite tecniche, anche per effetto dello sviluppo della generazione distribuita, e delle perdite commerciali.

La del. 39/2019/R/eel "Disposizioni funzionali all'estensione della verifica ex ante del valore di potenza media annua con riferimento alle richieste di switching presentate da ciascun utente del dispacciamento": Il provvedimento contiene le disposizioni funzionali all'estensione della verifica ex ante del valore di Potenza Media Annua con riferimento alle richieste di switching presentate da ciascun utente del dispacciamento. Definisce le modalità e le tempistiche di determinazione del valore di PMA per ciascun punto di prelievo da parte del SII.

La Del 197/2019/R/com: Avvio di un procedimento per la definizione di strumenti regolatori per l'informazione e l'empowerment dei clienti finali nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale da parte dei venditori. Integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 746/2017/R/com. Il provvedimento avvia il procedimento relativo alla definizione di strumenti regolatori per l'informazione e l'empowerment dei clienti finali nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale e introduce integrazioni alla deliberazione 746/2017/R/com nell'ambito degli obblighi di informazione, in capo ai venditori, in relazione al superamento delle tutele di prezzo, nei medesimi mercati (Seguita dal DCO 564/2019/R/com).

La Delibera 272/2019/R/eel ha invece fissato i requisiti per la determinazione da parte del SII del valore della PMA per ciascun POD prevedendo in particolare che sia aggiornato con frequenza annuale ed entro il 31 gennaio di ogni anno per i POD attivi con potenza impegnata minore o uguale a 30 kW; quadrimestrale ed entro l'ultimo giorno del primo mese di ciascun quadrimestre a partire dal mese di gennaio per i POD attivi con potenza impegnata superiore a 30 kW; calcolato in base ad un algoritmo che terrà conto del valore del Prelievo inteso come prelievo dei 12 mesi antecedenti al calcolo (o inferiore se il POD è stato attivato in corso d'anno) per i POD attivi con potenza impegnata minore o uguale a 30 kW; prelievo degli ultimi quattro mesi antecedenti al calcolo (o inferiore se il POD è stato attivato nel corso del quadrimestre) per tutti gli altri POD; determinato in base alla PMA di POD caratterizzati dall'applicazione della medesima tariffa di distribuzione e da un valore simile di potenza impegnata qualora non siano disponibili almeno due misure utili ai fini del calcolo dell'energia prelevata.

La Del 363/2019/R/eel: Parametri economici delle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023, di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 28 giugno 2019: Il provvedimento è volto a definire i parametri economici del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11, in relazione alle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2022 e 2023 (Capacity Market)

DCO 412/2019/R/eel: Modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico. Con il documento per la consultazione l'Autorità descrive i propri orientamenti in merito alla modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza al fine di limitare gli effetti, in termini di esposizione finanziaria, del rischio a cui è esposto il sistema date le attuali tempistiche di efficacia delle risoluzioni dei contratti di dispacciamento e trasporto. Modifiche rese operative con la Del 37/2020/R/eel che introduce modifiche ai processi di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza, finalizzate a ridurre l'esposizione finanziaria del sistema nei confronti dell'utente.

La Del 437/2019/R/eel: Disposizioni in tema di remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva, per gli anni 2020 e 2021: Il provvedimento aggiorna la disciplina transitoria della remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, per gli anni 2020 e 2021, definisce la capacità messa a disposizione e il valore dei corrispettivi per il biennio 2020-2021, vale a dire per il periodo transitorio antecedente a quelli di consegna del Capacity Market;(DCO 564/2019/R/com: Rafforzamento degli obblighi informativi del codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali del mercato retail). Il documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell'Autorità volti a rafforzare la trasparenza degli obblighi informativi dei vendori a vantaggio dei clienti finali nelle fasi precontrattuale e contrattuale mediante la revisione del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali. Gli obiettivi strategici sono aumentare la consapevolezza del consumatore e la trasparenza per una migliore valutazione del servizio, promuovere un funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato.

03.02 Quadro regolatorio della distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. L'Autorità è un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. In particolare compito dell'Autorità è quello di regolare tutti gli aspetti connessi all'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio, quali gli standard qualitativi minimi.

Linee guida del sistema regolatorio

Con il Documento di Consultazione 139/2019/A, pubblicato il 10 aprile 2019, l'ARERA ha presentato gli obiettivi strategici e le principali linee di intervento per il triennio 2019 – 2021, riassunti nei seguenti principi di carattere generale: garantire servizi energetici e ambientali accessibili per tutti i cittadini, efficienti, erogati con livelli di qualità crescenti e convergenti nelle diverse aree del Paese, inoltre sostenibili sotto il profilo ambientale, integrati a livello europeo e in linea con i principi dell'economia circolare, contribuendo al contempo alla competitività del sistema nazionale. Per quanto riguarda il ruolo dei distributori l'ARERA individua due obiettivi strategici:

- > regolazione per obiettivi di spesa e di servizio
- > promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione

La transizione dei sistemi energetici nella tripla dimensione della decarbonizzazione, digitalizzazione e decentralizzazione comporta un notevole sforzo di investimento per ricondizionare le reti, sia di trasmissione che di distribuzione di energia elettrica, ai nuovi assetti verso cui tende in particolare il sistema elettrico. Secondo l'ARERA la necessità di adeguare i meccanismi di riconoscimento dei costi risiede soprattutto nella necessità di orientare gli sviluppi e gli investimenti dei sistemi in modo trasparente, superando lo schema "RAB-based" attualmente vigente che può indurre sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all'utilità per il sistema. Per l'ARERA la transizione regolatoria deve essere compiuta gradualmente, tenendo conto sia del diverso grado di maturità dei piani di sviluppo e dei piani industriali nei diversi segmenti infrastrutturali delle due filiere, sia delle dimensioni dei soggetti regolati. Questo nuovo approccio integrato sarà focalizzato sui grandi operatori, mentre per gli operatori di media e piccola dimensione sono state già introdotte forme di riconoscimento parametrico dei costi che andranno consolidate ed estese.

Lo sviluppo della regolazione, per l'ARERA deve basarsi su una analisi di gap delle caratteristiche e performance delle attuali reti rispetto alle nuove esigenze, che derivano sia dal contesto di decentralizzazione delle risorse e di decarbonizzazione della generazione, che dalla necessità di aumento della resilienza per fronteggiare i rischi connessi agli eventi estremi. Secondo l'ARERA il quadro regolatorio dovrà tenere conto anche del nuovo ruolo che assumerà il distributore a fronte dello sviluppo crescente di risorse attive e rinnovabili connesse alle reti di distribuzione, nel quadro delle linee disegnate dal Clean energy package. Particolare attenzione dovrà essere rivolta allo sviluppo dell'innovazione, come modalità per affrontare le sfide della digitalizzazione e della decarbonizzazione, per realizzare soluzioni prototipali ispirate ai modelli dell'economia circolare. In questo contesto, deve essere migliorata anche la qualità dei servizi relativi alla misura, che sono parte essenziale di un mercato liberalizzato in cui la digitalizzazione può offrire importanti opportunità per il cliente finale e per gli operatori di mercato.

Regolazione tariffaria

La regolazione tariffaria rappresenta l'elemento più importante per le imprese di distribuzione, con essa infatti Autorità definisce tutti gli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio ed alla valorizzazione degli asset aziendali. Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (Regulatory Asset Base) determinato sulla base del tasso di remunerazione del capitale investito;
- gli ammortamenti, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Con la delibera 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015 e sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021. Il TIWACC riporta la formula per la determinazione del WACC e relativo aggiornamento, considerando i diversi parametri che lo compongono: tasso reale di rendimento del capitale proprio (sulla base del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, del livello di inflazione, del total market return TMR e del livello del premio per il rischio paese CRP); costo del debito in termini reali; aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio; aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari; livello di gearing per il servizio infrastrutturale regolato; fattore correttivo per la copertura delle imposte sui profitti nominali. Inoltre, individua i parametri specifici dei diversi servizi con riferimento al livello di gearing (rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e al parametro b (misura del rischio sistematico e non diversificabile per ciascun servizio) in vigore dal 1 gennaio 2016 (ad eccezione dei parametri b relativi al settore elettrico, la cui fissazione avverrà a breve nell'ambito delle decisioni di revisione del periodo regolatorio). Nell'Allegato alla delibera sono quindi riportate tabelle con i valori specifici di parametri base del WACC, del livello di gearing, del b e del WACC. L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

La delibera 639/2018/R/com del 6 dicembre 2018 ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di gearing, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC. Con il medesimo provvedimento vengono approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019.

La tabella sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infra-strutturali del settore gas.

SERVIZIO	2017	2018	2019
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,7%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	6,8%
Trasporto gas	5,4%	5,4%	5,7%
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,3%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,8%

Il 2019 è l'ultimo anno del quarto periodo regolatorio (2014-2019) del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dalla delibera 573/2013/R/gas e 367/2014/R/GAS, come modificata e integrata con le deliberazioni 455/2014/R/GAS, 634/2014/R/GAS, 280/2015/R/GAS, 373/2015/R/GAS, 396/2015/R/GAS, 427/2015/R/GAS, 554/2015/R/GAS, 583/2015/R/COM, 645/2015/R/GAS, 186/2016/R/GAS, 483/2016/R/GAS e 500/2016/R/GAS

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

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

Con la delibera 704/2016/R/gas del 1 dicembre 2016, "Disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale", l'Autorità ha avviato il tavolo di lavoro tecnico congiunto (tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità) allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018. Con la medesima deliberazione viene introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento a partire dagli investimenti del 2017.

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

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

La delibera 859/2017/R/gas 14 del dicembre 2017 fissa le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'aconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza

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

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

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

La delibera 859/2017/R/gas del 14 dicembre 2017 ha approvato le tariffe obbligatorie, gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché i valori delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, al servizio di misura, alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e della componente a copertura dei costi di capitale centralizzati per l'anno 2018.

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

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

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

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

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

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

La delibera 667/2018/R/gas del 18 dicembre 2018 ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2019. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare

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

La delibera 98/2019/R/gas del 19 marzo 2019 ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017.

La delibera 128/2019/R/gas del 9 aprile 2019 ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2018, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

La delibera 537/2019/R/gas del 17 dicembre 2019 ha riconosciuto alle imprese distributrici i costi operativi sostenuti per la realizzazione dei sistemi di telelettura/telegestione per gli anni 2011-2016; tali importi verranno erogati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) utilizzando il conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas di cui alla RTDG.

La delibera 570/2019/R/gas del 27 dicembre 2019, a conclusione del processo di consultazione sviluppato con i documenti per la consultazione n. 170/2019/R/gas e 410/2019/R/gas, ha approvato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025, che per il triennio 2020-2022 conferma una sostanziale continuità metodologica con il precedente periodo tariffario, rimandando al secondo triennio del periodo regolatorio gli interventi più innovativi, quali il riconoscimento degli investimenti effettuati a costi standard. Tuttavia già nel 2020 risultano di particolare impatto alcuni interventi quali la riduzione del livello di costi operativi per il servizio di distribuzione e i maggiori tassi di efficientamento richiesti alle imprese, nonché l'allineamento del tasso di remunerazione del servizio di misura al valore della distribuzione (6,3%).

La delibera 571/2019/R/gas del 27 dicembre 2019 ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2020.

La delibera 107/2020/R/gas del 1 aprile 2020 ha rettificato un errore materiale nella RTDG approvata con deliberazione dell'Autorità 570/2019/R/gas, rideterminando le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2019.

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

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

corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Per contro, la RQDG ha introdotto un meccanismo che riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli delle dispersioni, così da ridurne il numero di quelle segnalate da terzi, e del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dalla delibera. La RQDG è stata successivamente modificata ed integrata da vari provvedimenti emanati dall'Autorità: 64/2014/R/gas, 261/2014/R/gas, 117/2015/R/gas, 413/2016/R/com, 686/2016/R/gas, 795/2016/R/com, 522/2017/R/gas e 75/2019/R/gas

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

La delibera 569/2019/R/gas del 27 dicembre 2019 ha approvato la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

Servizio di Default

Con la delibera ARG/gas 99/11, pubblicata il 29 luglio 2011, l'Autorità ha introdotto il cosiddetto "Servizio di Default", che trasferisce dal venditore al distributore la titolarità di tutti i Punti di Riconsegna per i quali sia stata dichiarata la cessazione amministrativa, a seguito dell'impossibilità di dar seguito alla richiesta di sospensione delle forniture per morosità. Pertanto il distributore, si deve sostituire al venditore, ed effettuare ogni tentativo di disalimentazione, anche mediante iniziative giudiziarie finalizzate ad ottenere un provvedimento giudiziario di accesso forzoso, per non incorrere, dopo i 6 mesi dall'attivazione del "Servizio di Default", nell'obbligo di versamento alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di penali commisurate ai ricavi derivanti dalla componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione di cui all'articolo 10 del TIVG (Componenti fissate dall'Autorità ai sensi del RTDG) con riferimento ai Punti di Riconsegna cui è erogato il Servizio di Default. La delibera, in considerazione dei ricorsi proposti da molte imprese di distribuzione del gas tra i quali anche la nostra società e dei provvedimenti adottati dal giudice amministrativo, è stata successivamente modificata ed integrata da numerosi provvedimenti emanati dall'Autorità: 166/2012/R/ee, 352/2012/R/gas, 353/2012/R/gas, 540/2012/R/gas, 67/2013/R/com, 173/2013/R/com, 241/2013/R/gas, 533/2013/R/gas, 84/2014/R/gas, 134/2014/R/gas, 418/2014/R/gas, 501/2014/R/com, 258/2015/R/com, 17/2016/R/com, 465/2016/R/gas.

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

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

Smart meter gas

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

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

- il 3% installato entro il 31 dicembre 2014;
- il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- il 10% installato entro il 31 dicembre 2015;
- il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2016;
- il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2017;
- il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
- l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020.

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

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

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

Con la delibera di consultazione 487/2019/R/gas del 26 novembre 2019 l'ARERA ha presentato i propri orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli smart meter per l'utenza diffusa nel settore del gas naturale, all'aumento delle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della performance e allo sviluppo della regolazione tariffaria.

Biometano

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

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

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

La delibera 27/2019/R/gas del 29 gennaio 2019 aggiorna le direttive per le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale di cui alla deliberazione 46/2015/R/gas e attua le disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.

La delibera 64/2020/R/gas del 17 marzo 2020 aggiorna le direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, in relazione ai riferimenti della normativa tecnica per l'individuazione delle specifiche di qualità del biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Fatturazione elettronica

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

In particolare, il provvedimento prevede che:

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

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

La delibera 246/2019/R/Com integra e modifica le disposizioni della deliberazione dell'Autorità 712/2018/R/com in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, per un'attuazione più agevole per i diversi soggetti coinvolti, del coordinamento della regolazione dell'Autorità con le disposizioni legislative in tema di fatturazione elettronica.

03.03 Igiene ambientale

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

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

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

Con le successive deliberazioni 15 febbraio 2018, 82/2018/R/rif e 5 aprile 2018, 225/2018/R/rif e 226/2018/R/rif, sono stati avviati tre procedimenti per l'adozione di provvedimenti rispettivamente in materia di predisposizione di un sistema di tutele per la gestione dei reclami e delle controversie degli utenti; regolazione tariffaria; regolazione in materia di qualità del servizio.

Di seguito si segnalano le delibere adottate nel corso del 2019.

Delibera 303/2019/R/rif: "Unificazione dei procedimenti di cui alle deliberazioni dell'Autorità 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif, volti alla regolazione e al monitoraggio delle tariffe in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, con individuazione di un termine unico per la conclusione dei medesimi".

Al fine di accrescere l'efficacia della regolazione di settore, vengono riuniti i procedimenti avviati con le deliberazioni 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif, prevedendone la conclusione entro il 31 ottobre 2019.

Delibera 333/2019/A: Istituzione di un tavolo tecnico con Regioni ed Autonomie Locali in materia di ciclo dei rifiuti urbani ed assimilati.

Con il presente provvedimento si istituisce presso ARERA un tavolo tecnico-istituzionale di carattere permanente con Regioni ed Autonomie locali in materia di ciclo dei rifiuti urbani ed assimilati.

Delibera 355/2019/A: Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente dovuto per l'anno 2019 dai soggetti operanti nei settori di competenza.

Con il presente provvedimento vengono disposte le aliquote di contribuzione da parte dei soggetti regolati per l'esercizio 2019.

Delibera 443/2019/R/rif: Definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti, per il periodo 2018-2021.

Con il presente provvedimento vengono definiti i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021, adottando il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei Rifiuti (MTR). Il Metodo Tariffario stabilisce i limiti delle tariffe e predisponde quattro diversi schemi che Comuni, gestori e altri enti competenti potranno scegliere in base ai propri obiettivi di miglioramento del servizio al cittadino. I servizi regolati dal nuovo metodo tariffario sono:

- > spazzamento e lavaggio strade
- > raccolta e trasporto
- > trattamento e recupero dei rifiuti urbani

- > trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani
- > gestione tariffe e dei rapporti con gli utenti

Il metodo tariffario, impostando una stretta coerenza tra il costo e la qualità del servizio, introduce un sistema di copertura dei costi in grado di incentivare il sistema locale a gestire integralmente i rifiuti. La regolazione ha carattere graduale e asimmetrico, perché tiene conto delle diverse condizioni territoriali di partenza. La tempistica del provvedimento è scandita in particolare dall'esigenza dei Consigli comunali che, a normativa vigente, entro l'anno dovranno emettere provvedimenti relativi alla tariffa in coerenza con il metodo ARERA destinato ad omogeneizzare la complessa composizione tariffaria sui rifiuti urbani e assimilati.

La procedura di approvazione delle tariffe prevede che il gestore predisponga il Piano economico finanziario e lo trasmetta all'Ente territorialmente competente (Ente di governo dell'ambito, Regione, Provincia autonoma, Comune o altri), il quale - dopo le verifiche di correttezza, completezza e congruità dei dati – trasmette il Piano e i corrispettivi tariffari ad ARERA. L'Autorità provvede all'approvazione una volta verificata la coerenza regolatoria degli atti ricevuti.

Delibera 444/2019/R/rif: Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati

Con la presente deliberazione vengono definite le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° aprile 2020 - 31 dicembre 2023, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 226/2018/R/RIF. Nell'ambito di intervento sono ricompresi gli elementi informativi minimi da rendere disponibili attraverso siti internet, gli elementi informativi minimi da includere nei documenti di riscossione (avviso di pagamento o fattura) e le comunicazioni individuali agli utenti relative a variazioni di rilievo nella gestione.

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

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

03.04 Farmacie

Si tratta di un settore fortemente regolamentato dallo Stato che sostiene gran parte della spesa nazionale. La regolamentazione riguarda:

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

Lo Stato e le Regioni definiscono la marginalità disponibile per ogni segmento della filiera e, nel caso di sfornamento del tetto di spesa, possono richiedere una compartecipazione a tutti i soggetti presenti nella filiera del farmaco (produttori, grossisti, farmacie). Il settore commerciale e dei servizi è l'unico settore che può permettere crescita di fatturato e maggiori margini.

03.05 Quadro regolatorio teleriscaldamento e teleraffrescamento

La Direzione Teleriscaldamento e teleraffrescamento (DTLR) di ARERA ha organizzato un seminario a Milano, rivolto agli operatori del settore e alle associazioni dei consumatori, per presentare lo stato e le prospettive della regolazione del settore del telecalore.

Nel seminario sono stati illustrati i contenuti dei provvedimenti adottati nel corso del 2019 - soffermandosi anche sulle principali modalità applicative - relativamente alle seguenti tematiche: modalità di esercizio del diritto di recesso (delibera 25 giugno 2019, 278/2019/R/tlr), regolazione della trasparenza (delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tlr) e della qualità tecnica (delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tlr).

A seguito della pubblicazione del Decreto Legislativo 102/2014 in attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, l'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente ha iniziato ad emettere alcune deliberazioni anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Nel corso del 2019 ARERA ha pubblicato diversi provvedimenti in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Questi provvedimenti, oltre al differimento dei termini previsti dalla regolazione per i servizi ambientali ed energetici e

prime disposizioni in materia di qualità alla luce dell'emergenza da COVID-19, prevedono degli obblighi informativi nei confronti degli utenti del servizio circa la:

1. Modalità di presentazione della richiesta di allacciamento
2. Modalità di realizzazione degli allacciamenti
3. Modalità di presentazione della richiesta di recesso
4. Attività di disattivazione e collegamento

I provvedimenti in argomento stabiliscono che sul sito internet aziendale debba essere creata un'apposita area in cui vengano riportate le informazioni sopraelencate, che il cliente deve poter trovare con facilità.

ARERA ha definito il primo periodo di regolazione dal 1° luglio 2019 al 31 dicembre 2021; prevedendo quanto segue:

Servizio di pronto intervento

Obbligo di adozione di un numero telefonico gratuito di pronto intervento da riportare su ogni fattura per la segnalazione di dispersioni di acqua o vapore dalla rete, irregolarità o interruzioni nella fornitura, con servizio attivo 24 ore su 24 tutti i giorni dell'anno.

Sito internet

Gli esercenti devono indicare su sito almeno: recapito postale, recapito telefonico, fax e indirizzo email per l'invio di reclami e richieste di informazioni scritte da parte degli utenti; orari di apertura di: sportelli (se presenti), servizio telefonico e uffici; modulistica per richiesta di prestazioni da parte degli utenti; condizioni contrattuali di fornitura del servizio; informazioni relative a: standard specifici e generali di qualità commerciale di sua competenza, indennizzi automatici in caso di mancato rispetto standard specifici; numero telefonico dedicato per il servizio di pronto intervento.

Standard di qualità

Erogazione di un indennizzo automatico in bolletta all'utente per mancato rispetto dello standard della singola prestazione per cause imputabili all'operatore Standard generali.

Obbligo al rispetto dello standard per una quota minima del totale prestazioni richieste all'esercente nell'anno (90%).

Vengono classificate le cause mancato rispetto standard di qualità.

Registro

Predisposizione di un registro, anche informatico, di informazioni e dati sulle prestazioni soggette a livelli specifici e generali di qualità commerciale.

Comunicazione ad arera

Entro il 31 marzo di ogni anno gli esercenti sono tenuti a comunicare all'Autorità le informazioni e i dati di cui ai successivi commi del presente articolo, relativi all'anno precedente.

Per il periodo di regolazione dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2023 ARERA, in materia di trasparenza nel servizio, ha definito quanto segue:

Condizioni contrattuali

Contenuti minimi dei contratti di fornitura: possono essere riportati in allegato al contratto o direttamente sul sito internet i riferimenti agli standard di qualità commerciale e tecnica, oneri e modalità di verifica del misuratore e modalità di ricostruzione dei consumi, modalità di recesso. L'esercente è obbligato a comunicare per iscritto le variazioni unilaterali di contratto 60 gg prima dell'applicazione.

Documenti di fatturazione

Sulla fattura devono essere evidenziati (in carattere leggibile) i recapiti per pronto intervento, reclami e richieste di informazioni e alcuni elementi minimi. Inoltre, gli importi fatturati devono indicare nella sintesi almeno ogni componente della tipologia di prezzo, eventuali ricalcoli, partite diverse da fornitura energia termica, specificando la natura (es. no-leggio attrezzature, altri servizi, indennizzi automatici in attuazione della RQCT), le imposte (dettaglio aliquote IVA, base imponibile e totale), il totale fattura. Le bollette devono essere inviate senza oneri per l'utente.

Prestazioni ambientali

L'esercente ha la facoltà di pubblicare sul proprio sito internet; la tipologia di fonti energetiche utilizzate per la generazio-

ne dell'energia termica erogata e il risparmio di CO₂ conseguito dal servizio di telecalore rispetto all'utilizzo di una fonte di generazione di energia termica tradizionale. Le informazioni pubblicate devono riferirsi a ogni rete gestita dall'utente.

Trasparenza Prezzi Pubblicazione

La società deve pubblicare, in una sezione facilmente accessibile dalla home page del sito internet dell'esercente, le seguenti informazioni sui prezzi praticati: tipologia di prezzo (monomia, binomia, altro) ed eventuale denominazione commerciale; comuni nei quali si applica; decorrenza di applicazione; frequenza temporale di aggiornamento dei prezzi (se predefinita); componenti del prezzo e unità di misura; eventuale differenziazione del prezzo per fasce di consumo e/o di potenza; la tipologia di fornitura (riscaldamento, acqua calda sanitaria, raffrescamento, ecc.); la tipologia di utilizzo (residenziale, terziario o industriale).

L'esercente è obbligato a fornire le seguenti informazioni in sede di preventivo di allacciamento: condizioni economiche proposte di fornitura del servizio, comprensive dell'indicazione della metodologia di determinazione del prezzo, specificando se il prezzo è determinato sulla base del costo evitato, sulla base dei costi del servizio o altra metodologia; metodologia di aggiornamento del prezzo di fornitura; scheda informativa.

Per il periodo di regolazione dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2023 ARERA, in materia di qualità tecnica, ha definito quanto segue:

Cartografia

L'esercente deve predisporre la cartografia della rete indicando: formato elettronico o cartaceo, elementi minimi (diametro condotte, materiale, tipologia di fluido termovettore, perimetro rete, tratti di rete esistenti). In caso di modifica degli impianti dev'essere indicata la cartografia provvisoria dei tratti di rete modificati. La cartografia della rete dev'essere aggiornata entro il 31 dicembre dell'anno successivo.

Pronto intervento

Gli esercenti per il Pronto Intervento devono prevedere: dotazione recapiti telefonici, con linea fissa, dedicati esclusivamente al servizio di pronto intervento, dotazione di adeguate risorse per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento, in conformità alle norme.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni, inoltre, è prevista:

- la registrazione vocale garantita di tutte le chiamate pervenute al numero di pronto intervento;
- gli standard generali di tempo di arrivo sul luogo di chiamata.

Emergenze e incidenti

Gli esercenti devono seguire prescrizioni relative ad emergenze e incidenti per garantire tempestiva ed efficace gestione di emergenze e incidenti, in coordinamento con autorità locali e forze di pubblica sicurezza, in conformità le norme tecniche. Entro 90 giorni dev'essere inviato al CTI il rapporto indicante le cause dell'emergenza o dell'incidente e le misure adottate per garantire la sicurezza e la continuità del servizio.

Qualità del fluido termovettore

Gli esercenti devono seguire le seguenti prescrizioni relative al reintegro del fluido termovettore nell'impianto di distribuzione: la misura dell'acqua di reintegro, con registrazione del dato almeno trimestrale; i controlli della qualità del fluido nei tempi definiti da normativa tecnica (campionamento almeno annuale, in condizioni di normale esercizio e reintegro idrico); in caso di sfornamento dei limiti normativi, le azioni correttive in conformità alla normativa tecnica.

Ispezioni e dispersioni

Gli esercenti sono obbligati a ispezionare il 100% della rete ogni 5 anni mobili e alla messa in sicurezza tempestiva, comunque entro 24 h dalla localizzazione, in caso di dispersioni di massima pericolosità (classe T1).

Interruzioni

L'inizio di interruzione dell'erogazione dell'energia termica viene inteso come interruzione con preavviso. L'esercente documenta: l'istante di inizio della interruzione dell'erogazione di energia termica; l'istante della prima chiamata al numero di pronto intervento per interruzione dell'erogazione di energia termica; l'istante di segnalazione dell'evento rilevato dal sistema di telecontrollo o di inizio dell'interruzione; la fine dell'interruzione.

Obblighi di registrazione e comunicazione

L'esercente deve rispettare gli obblighi di registrazione e di comunicazione ad ARERA per consentire il controllo dell'attuazione della disciplina in tema di qualità tecnica e per il monitoraggio del settore. Al fine di consentire l'effettuazione di controlli dell'Autorità è previsto obbligo di conservazione ordinata e accessibile degli archivi per 5 anni. Devono essere comunicate le seguenti caratteristiche degli impianti: codice rete (Id Anagrafica Territoriale Telecalore); comuni serviti e numero utenti; energia termica immessa in rete ed energia termica fatturata [MWh]; lunghezza della rete [km] suddivisa in base al fluido termovettore ed al materiale del tubo di servizio.

03.06 Quadro regolatorio trasporto energia elettrica

Regolazione tariffaria

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

ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di gearing, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC. Con il medesimo provvedimento vengono approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019.

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

SERVIZIO	2017	2018	2019
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,6%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,9%

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

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

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

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

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

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

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

Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni viene introdotta una modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico). Le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno in ogni caso la possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualità aggiuntivi. La delibera 778/2016/R/eel del 22 dicembre 2016 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2017, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera dispone altresì la proroga al 31 dicembre 2017 del termine per la definizione di nuovi criteri di regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione e altissima tensione.

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

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

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

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

La delibera 594/2017/R/eel ha dettato alcune disposizioni volte a implementare il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e switching, consolidando la definizione delle responsabilità reciproche tra i soggetti coinvolti, e delineando il ruolo del SII nell'ambito dei processi di messa a disposizione delle misure, con particolare riferimento alle modalità e tempistiche di erogazione del servizio. La delibera stabilisce che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche, nonché dei dati scambiati in occasione di voltura e switching venga realizzato interfacciando le imprese distributrici con il SII: nel dettaglio si prevede che il SII acquisisca da parte delle imprese distributrici il dato, lo certifichi a garanzia degli operatori coinvolti e dell'affidabilità dei processi, e lo metta a disposizione degli utenti del trasporto. Con riferimento agli strumenti informativi previsti per lo scambio e l'archiviazione dei dati di misura, la delibera conferma di adottare l'architettura cloud based già implementata dal Gestore del SII in relazione ai dati di misura provenienti da sistemi di smart metering 2G, prevedendo, transitoriamente, la possibilità di servirsi dei canali di comunicazione standard attualmente utilizzati per la messa a disposizione dei dati da parte delle imprese distributrici che non riusciranno ad interfacciarsi fin da subito con il server cloud del SII.

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

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

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

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

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

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

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

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

Con la delibera 09 ottobre 2018 497/2018/R/eel sono state approvate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi

di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui al comma 8.1 del TIT e al comma 37.2 del TIME, per l'anno 2016, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.

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

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

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

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

La delibera 126/2019/R/eel del 9 aprile 2019 provvede ad avviare il procedimento per la formazione di provvedimenti relativi all'aggiornamento infra-periodo (2020-2023) della regolazione delle tariffe e della qualità per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

La delibera 566/2019/R/eel del 23 dicembre ha aggiornato, per il semiperiodo regolatorio 2020-2023, la regolazione dei premi-penalità della qualità del servizio. Il regolatore ambisce a migliorare il servizio per il cliente e a ridurre i divari ancora esistenti a livello territoriale; questo tramite l'adozione di una regolazione speciale per gli ambiti maggiormente critici e l'introduzione di forme di regolazione non ordinarie per esperimenti innovativi proposti dagli operatori.

La delibera 568/2019 del 27 dicembre 2019 ha approvato il testo unico per la regolazione tariffaria del semiperiodo regolatorio 2020-2023. Anche in questo caso il provvedimento è in sostanziale continuità di metodo con il primo semiperiodo, pur introducendo alcuni nuovi strumenti in chiave di sfruttamento di sinergie tra settori e di miglioramento del servizio offerto. È stato istituito, ad esempio, un meccanismo di sharing dei ricavi netti derivanti dal transito della fibra ottica nelle infrastrutture elettriche.

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

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

Il documento di consultazione 457/2019/R/eel del 12 novembre 2019 contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in

materia di regolazione output-based della qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-23.

La delibera 566/2019/R/eel del 23 dicembre 2019 approva la regolazione output-based della qualità dei servizi di distribuzione e misura per il semiperiodo di regolazione 2020-23.

La delibera 119/2020/R/eel del 7 aprile 2020 rettifica alcuni errori materia riscontrati nel TIQE 2020-23 e ne aggiorna alcuni aspetti in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste, regolazione individuale del numero di interruzioni per utenti MT (a seguito di aggiornamento della normativa tecnica a cura del Comitato Elettrotecnico Italiano), individuazione dei Giorni con Fulminazioni Eccezionali, regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso e Indice di Sistema di Registrazione.

Smart metering 2G

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

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

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

Con la delibera 10 novembre 2016 646/2016/R/eel, l'Autorità ha definito, per il triennio 2017-2019, il Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e altre disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione. L'intento dichiarato dall'Autorità è quello di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo, e l'efficacia in termini di prestazioni fornite, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di smart metering 2G, ottenibili con la sostituzione degli attuali contatori elettronici con quelli di seconda generazione (2G). La delibera prevede che, a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di criteri fondati sulla spesa totale (Totex). Inoltre, stabilisce che l'Autorità, tenuto conto degli effetti prodotti dalla disciplina approvata con la presente deliberazione ed eventualmente sulla base di specifiche analisi costi-benefici, anche a livello di sistema, con successivo provvedimento introduca obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale. Infine stabilisce che, con successivo provvedimento da adottarsi, verranno fissati: i criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo che non abbiano ancora avviato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G; gli specifici incentivi che favoriscano l'installazione di misuratori 2G prima dell'approvazione e dell'avvio del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G; i criteri di riconoscimento dei costi per l'installazione di sistemi di smart metering 2G per le imprese che servano meno di 100.000 punti di prelievo. Con il Documento di Consultazione 04 agosto 2016 468/2016/R/eel, l'Autorità identifica i miglioramenti nei servizi e nei processi esistenti, nonché i potenziali nuovi servizi, abilitati dalla diffusione della tecnologia smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, le cui specifiche funzionali sono state definite dalla deliberazione 87/2016/R/eel, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 104. Inoltre, il documento illustra i benefici sul sistema elettrico attesi ed evidenzia i corrispondenti ambiti di adeguamento della regolazione necessari al dispiegamento di tali benefici.

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

Con la Delibera 13 aprile 2017 248/2017/R/eel l'ARERA ha definito le modalità e le tempistiche di messa a disposizione

al SII e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G, in accordo con le funzionalità e i livelli attesi di performance definiti dalla deliberazione 87/2016/R/eel, nonché le modalità di aggiornamento del RCU a seguito dell'installazione di un sistema di smart metering 2G.

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

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

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

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

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

03.07 Illuminazione pubblica

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

Per questi motivi il 2019 è stato caratterizzato da una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore, che ha portato alla presentazione di progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50. Questi progetti sono stati focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti".

03.08 Altre attività

03.08.01 Centro Sportivo

Il contratto di servizio con il comune di Seregno scadrà il prossimo 31 dicembre 2020, in quanto la normativa sui servizi pubblici ha di fatto annullato tutti i contratti di servizio in essere. Attualmente la società sta gestendo il servizio in attesa che il Comune completi il percorso per le nuove modalità di gestione.

03.08.02 Illuminazione votiva

La società ha due contratti in essere rispettivamente con il comune di Giussano (scaduto ed in proroga in attesa di celebrazione della gara) e con il comune di Seregno che scadrà al 2050.

I due comuni dovranno celebrare apposita gara. Il Gruppo deciderà se si tratta di un servizio di interesse e, in caso di interesse, quale società dovrà partecipare alla gara.

03.08.03 Fibra ottica

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

0.4 Andamento della gestione

04.01 Dati di sintesi della Capogruppo e delle società consolidate integralmente

AEB S.p.A. ricopre il ruolo di holding del Gruppo, fornendo servizi amministrativi alle società controllate, e gestisce 7 farmacie, un centro sportivo e il servizio di illuminazione votiva in due Comuni.

Nel corso del 2019, la società ha conseguito ricavi delle vendite e prestazioni per 14.229 migliaia di euro e altri ricavi e proventi per 2.062 migliaia di euro; il valore della produzione ammonta a 16.291 migliaia di euro (13.786 migliaia di euro nel 2018). I costi operativi sono stati pari a 14.808 migliaia di euro, oltre ad ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti per 2.941 migliaia di euro.

L'EBIT è negativo per 1.458 migliaia di euro (-669 migliaia di euro nel 2018), in peggioramento di 789 migliaia di euro.

L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2019 è risultato pari a 4.616 migliaia di euro (32.130 migliaia di euro nel 2018, per la presenza di dividendi straordinari in natura a seguito di assegnazione delle partecipazioni detenute da Gelsia srl nelle società Gelsia Ambiente srl e RetiPiù srl).

L'utile netto è risultato pari a 4.760 migliaia di euro.

Di seguito si riportano i dati delle vendite della società, relativamente ai settori Farmacie e Centro sportivo.

PRODOTTI VENDUTI NELLE FARMACIE	31.12.2019		31.12.2018		DELTA 2019-2018	
	QUANTITÀ	%	QUANTITÀ	%	QUANTITÀ	%
N. pezzi venduti						
con ricetta SSN	461.122	50,1	497.421	50,8	-36.299	-7,3
con ricetta a pagamento	142.657	15,5	152.047	15,5	-9.390	-6,2
commerciale	316.037	34,4	330.679	33,7	-14.642	-4,4
Totale numero pezzi venduti	919.816	100,0	980.147	100,0	-60.331	-6,2
Numero vendite annuali	321.087		338.685		-17.598	-5,2
Fatturato medio giornaliero (€)	28.367		29.691		-1.324	-4,5
Ingressi medi giornalieri	1.093,9		1.164,1		-70,2	-6,0
Scontrino medio commerciale (€)	16,47		16,02		0,45	2,8
Giorni medi di apertura	292,8		288,3		4,5	1,6

BIGLIETTI - ABBONAMENTI CONVENZIONI SOCIETÀ SPORTIVE	31.12.2019	31.12.2018	Delta 2019-2018	
	N.	N.	N.	%
PISCINA				
Corsi di nuoto	4.027	3.604	423	11,7
Acquagym	310	250	60	24,0
Società sportive	354	371	-17	-4,6
Abbonamenti	2.452	2.395	57	2,4
Ingressi singoli	39.459	38.233	1.226	3,2
Ingressi gruppi	4.404	6.703	-2.299	-34,3
Affitto piscina	42	33	9	27,3
TENNIS				
Ingressi	1.108	1.315	-207	-15,7
Affitti campi tennis	20	17	3	17,6
CALCIO/RUGBY				
Affitto campo calcio/rugby	-	5	-5	-100,0
PALASPORT				
Palasport - convenzioni	41	32	9	28,1

Gelsia Srl gestisce direttamente la vendita di gas metano ed energia elettrica, la produzione di energia termica ed elettrica con sistemi di cogenerazione e impianti a fonti rinnovabili, il teleriscaldamento e la gestione calore.

Il capitale sociale della Società ammonta ad Euro 20.345.267 e non ha subito variazioni nel corso del periodo. I soci di minoranza, presenti nel precedente esercizio, hanno conferito le proprie quote azionarie nella Capogruppo AEB SpA in data 30 dicembre 2019, che pertanto ne è divenuta unico socio.

La società ha conseguito, nel corso dell'esercizio 2019, ricavi delle vendite e prestazioni per 166.478 migliaia di euro e altri ricavi e proventi per 6.162 migliaia di euro; il valore della produzione ammonta a 172.640 migliaia di euro (160.636 migliaia di euro nel 2018).

I costi operativi sono stati pari a 158.874 migliaia di euro, ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 4.736 migliaia di euro.

L'EBIT è pari a 9.030 migliaia di euro (6.868 migliaia di euro nel 2018), in miglioramento di 2.162 migliaia di euro.

L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2019 è risultato pari a 9.050 migliaia di euro (27.093 migliaia di euro nel 2018).

Il dato dell'esercizio precedente era originato da dividendi per 4.005 migliaia di euro (di cui 285 migliaia di euro da RetiPiù e 3.720 migliaia di euro da Gelsia Ambiente, per dividendo distribuito nell'ambito dell'operazione di ingresso nel capitale della società da parte del nuovo socio A2A Integrambiente s.r.l.) e da proventi relativi ad operazioni straordinarie 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.).

L'utile netto è risultato pari a 6.735 migliaia di euro.

Di seguito si riportano i dati delle vendite della società.

SINTESI NUMERO CLIENTI	UNITÀ	CONS. 31/12/2019	CONS. 31/12/2018	DELTA 2019/2018	%
Clienti gas metano	pdr	142.571	148.087	-5.516	-3,7%
Clienti elettrici	pod	56.496	51.374	5.122	10,0%
Clienti tlr e gestione calore	n.	456	532	-76	-14,3%
Totale		199.523	199.993	-470	-0,2%

SINTESI QUANTITÀ VENDUTE	U.M.	CONS. 31/12/2019	CONS. 31/12/2018	DELTA 2019/2018	%
AREA VENDITE					
gas metano venduto a clienti	Mc/000	193.903	207.567	-13.664	-6,6%
energia elettrica venduta a clienti	Mwhe	334.107	302.479	31.628	10,5%
GESTIONE IMPIANTI					
energia elettrica prodotta	Mwhe	15.826	26.512	-10.686	-40,3%
energia termica prodotta	Mwht	50.504	52.715	-2.211	-4,2%
vapore prodotto	Kg/000	10.871	11.052	-181	-1,6%

RetiPiù Srl, gestisce reti di distribuzione del gas metano, reti di distribuzione dell'energia elettrica e impianti di illuminazione pubblica.

La società dispone al 31.12.2019 di un capitale sociale interamente versato di Euro 82.550.608 detenuto, a tale data, per il 99,936% da AEB SpA.

La società ha conseguito, nel corso dell'esercizio 2019, ricavi da vendite e prestazioni per 32.634 migliaia di euro, altri ricavi per 1.578 migliaia di euro; il valore della produzione ammonta a 34.212 migliaia di euro (34.581 migliaia di euro nel 2018).

I costi operativi sono stati pari a 15.688 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 11.798 migliaia di euro.

L'EBIT è pari a 6.725 migliaia di euro (6.899 migliaia di euro nel 2018).

L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2019 è risultato pari a 6.529 migliaia di euro, mentre l'utile netto è risultato pari a 4.608 migliaia di euro (4.793 migliaia di euro nel 2018).

Di seguito si riportano i dati inerenti alle attività della società.

GAS METANO	2019	2018
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.330	207.498
Gas distribuito (smc)	320.678.069	337.249.663
Attività su richiesta dei clienti finali	1.128	835
Attività su richiesta delle società di vendita	13.401	17.083
Attività in pronto intervento	3.441	3.941
Switch gestiti	22.230	16.137
Bonus gas gestiti	6.815	6.432
Nuove pratiche di default	224	225
Pratiche di default gestite	636	684
Società di vendita attive	158	142

ENERGIA ELETTRICA	2019	2018
Concessioni gestite	1	1
POD	25.919	25.789
Energia elettrica distribuita (kWh)	138.812.854	140.068.711
Attività su richiesta dei clienti finali	99	75
Attività su richiesta delle società di vendita	2.717	3.649
Attività in pronto intervento	241	172
Switch gestiti	3.144	1.921
Bonus energia gestiti	883	830
Produttori gestiti	333	310
Nuovi produttori acquisiti nell'anno	23	34
Società di vendita attive	81	78

ILLUMINAZIONI PUBBLICA	2019	2018
Concessioni gestite	1	1
Contratti di manutenzione gestiti	2	1
Punti luce gestiti	14.021	8.950

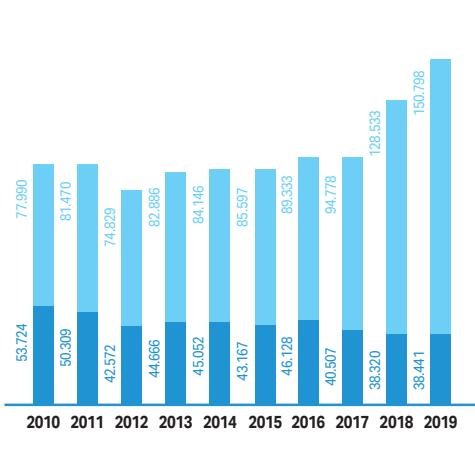
Gelsia Ambiente Srl gestisce servizi di raccolta, spazzamento, trasporto rifiuti urbani e gestione piattaforme ecologiche di 27 comuni della Lombardia, per un totale di circa 465 mila abitanti. Pur non avendo la proprietà di impianti di trattamento rifiuti, la società è operativa sull'intera filiera del rifiuto, stipulando contratti con i gestori di impianti di trattamento. La società dispone al 31.12.2019 di un capitale sociale interamente versato di Euro 4.671.221, detenuto per il 70% da AEB SpA. La società ha conseguito, nel corso dell'esercizio 2019, ricavi da vendite e prestazioni per 39.503 migliaia di euro e altri ricavi per 9.894 migliaia di euro; il valore della produzione ammonta a 49.397 migliaia di euro (38.141 migliaia di euro nel 2018). I costi operativi sono pari a 45.042 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 2.404 migliaia di euro.

L'EBIT è pari a 1.951 migliaia di euro (780 migliaia di euro nel 2018).

L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2019 è risultato pari a 1.864 migliaia di euro, mentre l'utile netto è risultato pari a 1.182 migliaia di euro (454 migliaia di euro nel 2018).

Il dato complessivo dei rifiuti trattati dalla Società risulta pari a 189.239 tonnellate (166.853 nel 2018, con un numero inferiore di Comuni gestiti). Dagli istogrammi di seguito riportati si evidenzia la costante crescita della raccolta differenziata, che ha raggiunto nel 2019 il 79,69%, anche grazie all'adozione, in un sempre maggior numero di Comuni (20 a fine 2019), della tecnologia Rfid nel servizio di raccolta indifferenziata.

Rifiuti raccolti (tonnellate)



% Raccolta differenziata



04.02 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo

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

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO (EURO '000)	ESERCIZIO 2019	%	ESERCIZIO 2018	%	DELTA 2019/2018	%
Ricavi delle vendite delle prestazioni	227.653	92,6	211.022	95,3	16.631	7,9
Altri ricavi e proventi	18.062	7,4	10.482	4,7	7.580	72,3
Totale ricavi operativi	245.715	100,0	221.504	100,0	24.211	10,9
Costi operativi	-173.831	-70,7	-155.465	-70,2	-18.366	11,8
Valore aggiunto	71.884	29,3	66.039	29,8	5.845	8,9
Costo del personale	-33.964	-13,8	-31.027	-14,0	-2.937	9,5
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	37.920	15,4	35.012	15,8	2.908	8,3
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	287	0,1	0	0,0	287	-
MOL post partite non ricorrenti	38.207	15,5	35.012	15,8	3.195	9,1
Amm.ti e svalutaz. di immobilizzazioni	-16.478	-6,7	-15.135	-6,8	-1.343	8,9
Accant.ti per rischi su crediti e diversi	-4.259	-1,7	-4.993	-2,3	734	-14,7
Margine Operativo Netto (Ebit)	17.470	7,1	14.884	6,7	2.586	17,4
Risultato gestione finanziaria	-311	-0,1	1.629	0,7	-1.940	-
Risultato ante imposte	17.159	7,0	16.513	7,5	646	3,9
Imposte sul reddito	-5.121	-2,1	-4.664	-2,1	-457	9,8
Risultato netto	12.038	4,9	11.849	5,3	189	1,6
Risultato netto del gruppo	11.681		8.867		2.814	31,7
Risultato netto di terzi	357		2.982		-2.625	-88,0

I risultati consolidati del Gruppo AEB relativi all'anno 2019 presentano:

- Ricavi operativi pari a 245,7 milioni di euro, in crescita di 24,2 milioni di euro (+10,9%) rispetto all'anno 2018, principalmente per l'aumento delle vendite di energia elettrica, dell'ampliamento del perimetro di attività nel settore dei servizi ambientali e di componenti straordinarie;
- Costi operativi, comprensivi del costo del personale, pari a 207,8 milioni di euro, in incremento di 21,3 milioni di euro (+11,4%) rispetto all'esercizio precedente;
- EBITDA ordinario a 37,9 milioni di euro, in aumento per 2,9 milioni di euro (+8,3%) rispetto al dato 2018;
- EBIT pari a 17,5 milioni di euro, in incremento di 2,6 milioni rispetto all'esercizio precedente (+17,4%);
- Gestione finanziaria negativa per 311 migliaia di euro, in riduzione di 1,9 milioni di euro per la presenza, nel 2018, della plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione nella società Commerciale Gas & Luce Srl;
- Risultato netto pari a 12 milioni di euro, (11,8 milioni di euro nel 2018); il carico fiscale è aumentato a 5,1 milioni di euro (+457 migliaia di euro), pari al 29,8% (28,2% nel precedente esercizio).

I numeri del Gruppo

Di seguito, si espone una tabella di sintesi dei principali dati economici, per gli anni 2019 e 2018.

DATI CONSOLIDATI (EURO '000)	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018	DELTA 2019/2018	DELTA % 2019/2018
Ricavi operativi	245.715	221.504	24.211	10,9%
Ebitda	37.920	35.012	2.908	8,3%
Ebit	17.470	14.884	2.586	17,4%
Risultato netto	12.038	11.849	189	1,6%

Ricavi settori energetici ed ambientali

DATI CONSOLIDATI ENERGIA AMBIENTE RICAVI (EURO '000)	ESERCIZIO		DELTA	DELTA %
	2019	2018	2019/2018	2019/2018
Gas trasportato e venduto	107.191	108.054	-863	-0,8%
Energia elettrica trasportata e venduta	62.556	51.700	10.856	21,0%
Cogenerazione e teleriscaldamento	4.601	4.880	-279	-5,7%
Gestione calore	388	430	-42	-9,8%
Igiene ambientale	49.029	37.704	11.325	30,0%
Totale	223.765	202.768	20.997	10,4%

I ricavi consolidati relativi ai settori energetici e ambientali ammontano a 223,8 milioni di euro, in incremento per 21,0 milioni di euro (+10,4%) rispetto all'esercizio precedente.

I settori che hanno apportato un contributo alla crescita sono:

- la distribuzione e vendita di energia elettrica (+10,8 milioni di euro, + 21,0%), grazie all'incremento di quantità vendute ad oltre 56 mila clienti (334 migliaia di Mwhe, +31,6 migliaia di Mwhe sul 2018, +10,5%); Retipiù Srl ha consegnato l'energia nel Comune di Seregno presso quasi 26 mila punti di riconsegna.
- il settore di igiene ambientale, (+11,3 milioni di euro, + 30,0%), per il maggior numero di Comuni serviti: 27 Comuni per una popolazione di oltre 460 mila abitanti e 189 milioni di kg. di rifiuti gestiti (+7 Comuni, +41 mila abitanti rispetto al 2018).

Stabili sono i ricavi delle altre attività gestite:

- la distribuzione e vendita di gas metano, settore nel quale Gelsia Srl ha venduto 194 milioni di mc. (-6,6% sul 2018) a 142 mila clienti finali, mentre la società di distribuzione ha distribuito 320 milioni di mc. (-4,9% sul 2018) in 25 Comuni presso 207 mila punti di riconsegna.
- la produzione di energia (15,8 migliaia di Mwhe, -10,7 migliaia sul 2018) e la vendita di calore da teleriscaldamento e da altri impianti (50,5 migliaia di Mwht, -2,2 migliaia sul 2018) da parte di Gelsia Srl.

Ricavi altri settori gestiti dal Gruppo

ALTRI SETTORI RICAVI (EURO '000)	ESERCIZIO		DELTA	DELTA %
	2019	2018	2019/2018	2019/2018
Canoni idrici	1.537	1.576	-39	-2,5%
Ricavi farmacie	8.525	8.846	-321	-3,6%
Ricavi gestione centro sportivo	884	852	32	3,8%
Ricavi gestione illuminazione pubblica	502	341	161	47,2%
Ricavi gestione lampade votive	209	210	-1	-0,5%
Totale	11.657	11.825	-168	-1,4%

I ricavi consolidati degli altri settori gestiti dal Gruppo sono pari a 11,7 milioni di euro, sostanzialmente costanti rispetto al dato 2018. Non si rilevano variazioni significative nei singoli settori, se non una leggera flessione nelle vendite di farmaci da parte della Capogruppo ed un incremento nel settore Illuminazione pubblica in Retipiù Srl.

Ricavi attività accessorie

ALTRI SETTORI RICAVI (EURO '000)	ESERCIZIO		DELTA	DELTA %
	2019	2018	2019/2018	2019/2018
Prestazioni diverse a clienti gas energia	1.673	1.808	-135	-7,5%
Contributi da clienti	486	430	56	13,0%
Contributi pubblici in c/esercizio	254	269	-15	-5,6%
Rilascio contributi c/impianti	612	621	-9	-1,4%
Ricavi e rimborsi diversi	1.157	820	337	41,1%
Proventi straordinari caratteristici	6.111	2.963	3.148	106,2%
Totale	10.293	6.911	3.382	48,9%

I ricavi consolidati da attività accessorie, 10,3 milioni di euro nel 2019, registrano un incremento pari a 3,4 milioni di euro rispetto al dato 2018, soprattutto per le componenti straordinarie rilevate da Gelsia Srl.

Personale

Segnaliamo che nel corso del 2019 non vi sono stati:

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

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

PERSONALE - NUMERO MEDIO						
		ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018	DELTA 2019/2018		
AEB	n.	90,02	13,9%	55,79	9,7%	34,23 61,4%
Gelsia	n.	66,81	10,3%	87,34	15,2%	-20,53 -23,5%
Gelsia Ambiente	n.	369,59	56,9%	305,48	53,2%	64,11 21,0%
RetiPiù	n.	122,61	18,9%	125,66	21,9%	-3,05 -2,4%
Consolidato AEB	n.	649,03 100,0%	574,27 100,0%	74,76 13,0%		

L'incremento medio in AEB Spa e la riduzione media in Gelsia Srl sono conseguenza del trasferimento del ramo amministrativo avvenuto in data 1 ottobre 2018; l'incremento in Gelsia Ambiente è conseguenza dell'ampliamento dei Comuni gestiti avvenuto nel biennio 2018/2019.

PERSONALE - INQUADRAMENTO AL 31 DICEMBRE						
		ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018	DELTA 2019/2018		
Dirigenti	n.	7 1,0%	7 1,1%	0 0,0%		
Quadri	n.	32 4,6%	34 5,2%	-2 -5,9%		
Impiegati	n.	246 35,2%	236 36,0%	10 4,2%		
Operai	n.	413 59,2%	378 57,7%	35 9,3%		
Consolidato AEB	n.	698 100,0%	655 100,0%	43 6,6%		

PERSONALE - DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE						
		ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018	DELTA 2019/2018		
AEB	n.	109 15,6%	115 17,6%	-6 -5,2%		
Gelsia	n.	72 10,3%	70 10,7%	2 2,9%		
Gelsia Ambiente	n.	390 55,9%	350 53,4%	40 11,4%		
RetiPiù	n.	127 18,2%	120 18,3%	7 5,8%		
Consolidato AEB	n.	698 100,0%	655 100,0%	43 6,6%		

Il personale indicato (698 risorse al 31 dicembre 2019, per un numero medio di 649,03, considerando personale a tempo parziale o che non ha lavorato nell'intero anno) comprende le risorse assunte attraverso contratti di somministrazione lavoro, pari complessivamente a 45 unità al 31 dicembre per un numero medio di 21,44 unità (rispettivamente 46 e 21,81 unità nel 2018).

Dati patrimoniali e finanziari

Di seguito si riporta una sintesi dei dati patrimoniali e finanziari, meglio dettagliati in una successiva tabella

DATI CONSOLIDATI (EURO '000)	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018	DELTA 2019/2018	DELTA 2019/2018
Partecipazioni e attività finanziarie	72	72	0	
Altro capitale immobilizzato	209.243	203.574	5.669	
Capitale circolante	39.880	34.464	5.416	
Capitale investito netto	249.195	238.110	11.085	4,7%
Patrimonio netto	244.901	240.548	4.353	1,8%
PFN corrente	-8.681	-15.339	6.658	
PFN non corrente	12.975	12.901	74	
PFN totale	4.294	-2.438	6.732	-276,1%

Gli investimenti

Il Gruppo ha realizzato investimenti per 18,0 milioni di euro (18,1 milioni di euro nel 2018), al netto dei Diritti d'uso per IFRS 16 e del consolidamento per operazioni intragruppo; questi investimenti sono stati realizzati da RetiPiù Srl per 12,8 milioni di euro, da Gelsia Srl per 530 migliaia di euro, da Gelsia Ambiente Srl per 2,9 milioni di euro, da AEB Spa per 2,6 milioni di euro.

INVESTIMENTI (EURO '000)	2019	2018	DELTA 2019/2018	DELTA % 2019/2018
Distribuzione e misura gas metano	9.750	10.232	-482	-4,7%
Distribuzione e misura energia elettrica	769	944	-175	-18,5%
Illuminazione pubblica	1.360	0	1.360	-
Lampade votive	8	11	-3	-27,3%
Cogenerazione, tlr, produzione energia	275	606	-331	-54,6%
Igiene Ambientale	2.877	4.995	-2.118	-42,4%
Centro sportivo	75	17	58	341,2%
Farmacie	985	144	841	584,0%
Sedi, IT, beni comuni e diversi	1.899	1.141	758	66,4%
Diritti d'uso IFRS 16	5.217	0	5.217	-
Totale investimenti	23.215	18.090	5.125	28,3%

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (EURO '000)	ESERCIZIO 2019	%	ESERCIZIO 2018	%	DELTA 2019/2018	%
Immobili, impianti e macchinari	203.141	81,5	202.398	85,0	743	
Avviamenti	4.109	1,6	4.109	1,7	0	
Altre attività immateriali	19.550	7,8	19.237	8,1	313	
Immobilizzazioni diritti d'uso	4.395	1,8	0	0,0	4.395	
Partecipazioni e altre attività finanziarie	72	0,0	72	0,0	0	
Altre attività/(passività) non correnti	-9.364	-3,8	-10.675	-4,5	1.311	
Attività/(passività) fiscali differite	10.543	4,2	9.778	4,1	765	
Fondi per il personale	-3.840	-1,5	-3.903	-1,6	63	
Altri fondi rischi	-19.291	-7,7	-17.370	-7,3	-1.921	
CAPITALE IMMOBILIZZATO	209.315	83,9	203.646	85,5	5.669	2,8
Rimanenze	5.084	2,0	4.782	2,0	302	
Crediti commerciali	69.493	28,0	70.910	29,8	-1.417	
Debiti commerciali	-37.823	-15,2	-40.702	-17,1	2.879	
Crediti/(debiti) per imposte	1.172	0,5	224	0,1	948	
Altre attività/(passività) correnti	1.954	0,8	-750	-0,3	2.704	
CAPITALE CIRCOLANTE	39.880	16,1	34.464	14,5	5.416	15,7
CAPITALE INVESTITO NETTO	249.195	100,0	238.110	100,0	11.085	4,7
Capitale	109.578	44,0	84.192	35,4	25.386	
Riserve e utili a nuovo	120.231	48,2	85.821	36,0	34.410	
Utile d'esercizio	11.681	4,7	8.867	3,7	2.814	
PATRIMONIO NETTO DEL GRUPPO	241.490	96,9	178.880	75,1	62.610	35
Capitale	3.054	1,2	58.686	24,6	-55.632	
Utile d'esercizio	357	0,1	2.982	1,3	-2.625	
PATRIMONIO NETTO DI TERZI	3.411	1,3	61.668	25,9	-58.257	-94,5
Finanziamenti a medio e lungo termine	12.975	5,2	12.901	5,4	74	
Finanziamenti a breve termine	4.467	1,8	3.861	1,6	606	
Disponibilità liquide	-13.148	-5,2	-19.200	-8,0	6.052	
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	4.294	1,8	-2.438	-1,0	6.732	-276,1
Fonti di finanziamento	249.195	100,0	238.110	100,0	11.085	4,7

Il capitale investito è pari a 249,2 milioni di euro, in aumento di 11,1 milioni di euro rispetto al dato 2018 (+4,7%); questo è il risultato di un incremento sia nella componente immobilizzata (+5,7 milioni di euro, +2,8%), sia del capitale circolante (+5,4 milioni di euro, +15,7%). La situazione patrimoniale del Gruppo è molto solida e vede un capitale netto investito quasi completamente finanziato dal capitale proprio.

Sul medio-lungo periodo il Gruppo ha in essere finanziamenti residui per 12,9 milioni euro. Considerando anche la posizione a breve (situazione di cassa positiva per 8,6 milioni di euro), la posizione finanziaria netta complessiva del Gruppo è pari a 4,3 milioni di euro, a fronte di una situazione di cassa complessivamente positiva per 2,4 milioni di euro nel 2018.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (EURO '000)	ESERCIZIO 2019	%	ESERCIZIO 2018	%	DELTA 2019/2018	%
Denaro e altri valori in cassa	102		88		14	
Depositi bancari e postali	13.046		19.112		-6.066	
Debiti verso banche a breve	-3.316		-3.408		92	
Debiti verso altri finanziatori a breve	-1.151		-453		-698	
PFN CORRENTE	8.681	-202,2	15.339	629,2	-6.658	-43,4
Debiti verso banche a medio lungo termine	-8.275		-11.503		3.228	
Debiti verso altri a medio lungo termine	-4.700		-1.398		-3.302	
PFN NON CORRENTE	-12.975	302,2	-12.901	-529,2	-74	0,6
PFN TOTALE	-4.294	100,0	2.438	100,0	-6.732	-276,1
PFN / Patrimonio netto	0,02		-0,01		0,03	
PFN / Capitale investito netto	0,02		-0,01		0,03	
PFN / Ebitda	0,11		-0,07		0,18	

04.03 Sintesi Relazione di Governo e performance del Gruppo

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

04.03.01 Corporate governance

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

1. Organizzazione della società

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

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

2. Organi di gestione e controllo operativi nella Società

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

2.1 Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

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

Nomina e durata in carica degli amministratori

Le società del Gruppo attualmente sono amministrate da Consigli di Amministrazione che da delibere dei soci sono così composti: 3 membri in RetiPiù Srl; 5 membri in AEB SpA, Gelsia Srl e Gelsia Ambiente Srl.

2.2 Collegio Sindacale

I collegi sindacali delle società del Gruppo sono composti da 3 membri effettivi e due supplenti ed hanno il compito di vigilare sulla gestione della Società e sulle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione.

2.3 Revisore Legale

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

2.4 Organismo di vigilanza

Gli Organismi di Vigilanza sono stati nominati dai Consigli di Amministrazione nel 2019 e rimarranno in carica fino a tutto il 2021. Sono composti da 2 professionisti esterni e da 1 membro interno e si rapportano con gli altri organismi societari e con le strutture della Società, con indipendenza economica e piena autonomia nello svolgimento delle proprie verifiche.

2.5 Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

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

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

2.6 Organismo Indipendente di Valutazione

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

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

I Consigli di Amministrazione, valutata la disponibilità degli Organismi di Vigilanza, hanno individuato negli Organismi di Vigilanza il soggetto cui attribuire i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione.

04.03.02 Sistemi di controllo

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

Controllo operativo della struttura

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

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

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

- Il Modello organizzativo 231 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 specifici 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.
- Il Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, aggiornato annualmente, 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 dalle società, di diritto privato in controllo pubblico, finalizzate alla prevenzione dei reati di corruzione. Ciascuna misura identificata è stata adattata alle specifiche esigenze operative delle società ed è il risultato dell'analisi delle aree a rischio specifiche di ogni società, ossia delle attività che, per i servizi erogati dalle società, sono state valutate più esposte alla commissione dei reati associati al fenomeno della corruzione. Il Piano, pur elaborato con la collaborazione di tutti i soggetti incaricati nelle diverse società per ridurre i costi di gestione, rappresenta uno strumento concreto e specifico di ogni società per l'individuazione di idonee misure da realizzare all'interno delle singole organizzazioni e da vigilare quanto ad effettiva applicazione e quanto ad efficacia preventiva della corruzione.

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

04.03.03 Programma di valutazione e rischio crisi

La crescita del PIL mondiale è scesa al +2,3% nel 2019, il livello più basso dalla crisi finanziaria globale del 2008-2009. Le motivazioni di questo rallentamento sono:

- > le barriere commerciali;
- > le tensioni geopolitiche;
- > la Brexit.

L'Italia si conferma fanalino di coda della UE, dopo il +0,9% del 2018, per il 2019 la crescita è stata pari a 0,3 %. A pesare è l'indebolimento della domanda interna, l'incremento della spesa pubblica e un contesto esterno più debole.

Successivamente alla data di redazione del bilancio, non deve essere sottovalutato un fattore di instabilità recentemente manifestatosi quale l'emergenza e la diffusione del Covid 19 che, nei primi mesi del 2020, ha impattato l'attività economica in Italia, oltre che l'attività economica mondiale.

Il Gruppo ha avviato la valutazione degli effetti di tale sviluppo sulle proprie attività per valutarne gli impatti e, in considerazione delle attività esercitate e della struttura patrimoniale e finanziaria, ritiene che non sussistano ad oggi elementi tali da far sorgere dubbi significativi circa la continuità aziendale.

1. Rischi connessi all'andamento della domanda

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

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

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

2. Rischi strategici

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

3. Rischi normativi

I rischi normativi riguardano il rispetto delle norme e dei regolamenti a livello nazionale, regionale e locale cui le società del Gruppo devono attenersi in relazione alle attività che svolge. L'eventuale violazione delle norme e dei regolamenti potrebbe comportare sanzioni penali, civili e/o amministrative nonché danni patrimoniali e/o economici. Inoltre, in relazione a specifiche fattispecie, che riguardano ad esempio la normativa a protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente, si possono manifestare rischi di sanzioni, anche rilevanti, a carico delle società in base alla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 231/2001. Al fine di mitigare i rischi in oggetto, le società del Gruppo hanno adottato e stanno aggiornando un Modello Organizzativo, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, idoneo ad individuare e prevenire le condotte penalmente rilevanti poste in essere dalla società o dai soggetti preposti alla sua direzione e/o vigilanza; il regolare funzionamento dello stesso è costantemente monitorato dall'Organismo di Vigilanza.

L'evoluzione dei settori di interesse è oggetto di continuo monitoraggio da parte delle strutture legali e di quelle deputate ai rapporti con i soggetti pubblici a ciò deputati. In questo contesto normativo l'atteggiamento delle società è ispirato ai generali criteri di trasparenza e di apertura, volto a rafforzare il dialogo con le Autorità cui sono soggette. L'emanazione di disposizioni normative e regolamentari applicabili alle società e ai servizi offerti, ovvero modifiche alla normativa

attualmente vigente nei settori in cui il Gruppo opera, potrebbe inoltre rendere necessaria l'adozione di nuovi assetti organizzativi.

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

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

4.1 Rischi operativi e andamento dei prezzi delle materie prime

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

4.2 Rischi di concentrazione del fatturato

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

4.3 Rischio cambi

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

4.4 Rischio credito

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

4.5 Rischio liquidità

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

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

Di seguito si presentano gli indicatori finanziari, di solvibilità e di redditività, che evidenziano:

- una struttura finanziaria equilibrata, con la possibilità di far fronte alle passività correnti con le attività correnti, con un margine pari al 93% (84% nel 2018);
- un attivo non corrente ampiamente finanziato da un passivo non corrente, proprio e di terzi, con una eccedenza di quest'ultimo di 48,6 milioni di Euro (49,8 milioni di Euro nel 2018);
- un basso livello di indebitamento: le fonti interne rappresentano il 98% delle fonti complessive di finanziamento (101% nel 2018), e il rapporto debito finanziario/equity costante rispetto all'esercizio precedente (pari a 0,07);
- indici economici in miglioramento per quanto riguarda ROI operativo, pari al 7,0% (6,3% nel 2018) e ROS operativo, pari al 7,1% (dato 2018: 6,7%); costante il ROE netto, pari al 4,9% (dato 2018: 4,9%);
- valore aggiunto generato dal singolo dipendente pari a 110,8 migliaia di Euro (dato 2018: 115,0 migliaia di Euro).

INDICI DI REDDITO (EURO '000)		2019	2018	2017
Risultato lordo	Utile prima delle imposte	17.159	16.513	16.238
Risultato netto	Utile dedotte le imposte	12.038	11.849	11.887

INDICI OPERATIVI		2019	2018	2017
EBITDA (Euro '000)	Risultato prima degli ammortamenti, accantonamenti, finanza e fiscalità	37.920	35.012	37.242
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	4,9%	4,9%	5,2%
ROI operativo (RCI x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	7,0%	6,3%	6,9%
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	7,1%	6,7%	7,7%

INCIDENZA DI DURATA CREDITI E DEBITI		2019	2018	2017
Giorni medi di incasso	360 / (Rapporto fra fatturato e crediti)	110	121	120
Giorni medi di pagamento	360 / (Rapporto fra acquisti e debiti)	66	80	80
Giorni CCN	Differenza tra giorni medi di incasso e pagamento	44	41	40

04.03.05 Indicatori di risultato (art. 2428, comma 2 C.C.)

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

FINANZIAMENTO DELLE IMMOBILIZZAZIONI (EURO '000)		2019	2018	2017
Margine primario di struttura	Differenza fra Mezzi propri e Attivo non corrente	-6.735	-2.252	-13.299
Quoziente primario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri e Attivo non corrente	0,97	0,99	0,95
Margine secondario di struttura	Differenza fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	48.562	49.804	51.406
Quoziente secondario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	1,19	1,21	1,21

STRUTTURA DEI FINANZIAMENTI		2019	2018	2017
Indebitamento complessivo	Rapporto fra Debito complessivo e Mezzi propri	0,44	0,46	0,52
Indebitamento finanziario	Rapporto fra Finanziamenti e Mezzi propri	0,07	0,07	0,14
Intensità dei finanziamenti	Rapporto fra Finanziamenti e Ricavi	0,07	0,08	0,15
Autonomia finanziaria	Rapporto fra Mezzi propri e Fonti totali	0,98	1,01	0,95
Copertura oneri finanziari	Rapporto fra Ebitda ed Oneri finanziari	87,40	75,04	69,15
Copertura finanziamenti	Rapporto fra Ebitda e Finanziamenti	2,17	2,09	1,19

STRUTTURA DEI FINANZIAMENTI		2019	2018	2017
Margine di disponibilità	Differenza fra Attivo corrente e Passivo corrente	48.562	49.804	51.406
Quoziente di disponibilità	Rapporto fra Attivo corrente e Passivo corrente	1,93	1,84	1,94
Margine di tesoreria	Differenza fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	43.478	45.021	47.067
Quoziente di tesoreria	Rapporto fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	1,83	1,76	1,86

INDICI DI REDDITIVITÀ (EURO '000)		2019	2018	2017
Valore aggiunto/N. medio dipendenti (Euro '000)	Rapporto fra Valore aggiunto e N. medio dipendenti	110,8	115,0	116,0
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	4,9%	4,9%	5,2%
ROI operativo (NAT x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	7,0%	6,3%	6,9%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	Rapporto fra Ricavi e Capitale investito netto operativo	0,99	0,93	0,88
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	7,1%	6,7%	7,7%

04.03.06 Ulteriori informazioni utili

Ambiente

Segnaliamo che nel corso del 2019 non vi sono stati danni causati all'ambiente; né sanzioni o pene inflitte alle società del Gruppo per reati o danni ambientali.

Operazioni atipiche o inusuali

Il Gruppo nel corso dell'anno ha realizzato le seguenti operazioni atipiche o inusuali:

- > ingresso dei terzi del gruppo (escluso A2A Integrabiente Srl) in AEB Spa tramite conferimento delle partecipazioni detenute in Gelsia Ambiente Srl, Gelsia Srl e Retipiù Srl;
- > acquisto da parte di AEB Spa delle azioni proprie detenute dal Comune di Muggiò, n. 16.087 azioni;
- > vendita da parte di AEB Spa di n. 10 azioni proprie al Comune di Barlassina.

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

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

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

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

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

0.5 Evoluzione prevedibile della gestione (art. 2428, comma 3, n.5 e n.6, C.C.)

La Capogruppo AEB nei primi mesi del 2020 ha definito un accordo con A2A SpA che, attraverso la scissione parziale di Unareti SpA, vede l'apporto al Gruppo del ramo distribuzione gas metano e del controllo integrale della società A2A Illuminazione pubblica Srl. L'ingresso dei nuovi asset incrementerà l'EBITDA a oltre 50 milioni di euro con consistenti incrementi dei dividendi nei prossimi 5 anni.

Le sinergie realizzabili con il socio industriale determineranno un consistente incremento sia degli investimenti sul territorio che dei risultati economici.

A questo si aggiunga la possibilità di aggregare realtà del territorio in accordo con il socio industriale.

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

- > vendita gas metano ed energia elettrica: crescita tramite point aziendali con propri account, agenzie e procacciatori; web; allargamento del territorio di interesse; accordi commerciali con soggetti terzi;
- > distribuzione gas metano: utilizzo di risorse finanziarie per le future gare ATEM e nel contempo ricerca di partner per condividere la partecipazione alle suddette gare;
- > distribuzione energia elettrica: ottimizzazione della gestione in attesa di verifica del sistema di funzionamento delle future gare;
- > illuminazione pubblica: partecipazione alle future gare degli enti locali, proponendo anche finanza di progetto;
- > igiene ambientale: incremento dei territori gestiti e dei servizi offerti con obiettivo di ulteriore aumento della raccolta differenziata;
- > farmacie: incremento dei servizi offerti e degli orari di apertura;
- > smart city: ingresso nel mercato dei servizi smart city posizionandosi come soggetto protagonista per l'innovazione in Brianza e sviluppando servizi ad alto contenuto tecnologico in ottica utility 4.0;
- > Altre attività gestite:
 - > centro sportivo: uscita entro il 2020
 - > lampade votive: progressiva uscita o cessioni a società del Gruppo;
 - > fibre ottiche: impegno per progetti legati agli impianti del Gruppo ed alle richieste degli enti locali; disponibilità a far utilizzare a titolo oneroso a società gestori.

Seregno, 29 maggio 2020

Il Direttore Generale
Dott. Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Avv. Loredana Bracchitta

Situazione Patrimoniale Finanziaria

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA
(VALORI ESPRESI IN EURO)

ATTIVITÀ		31.12.2019	31.12.2018
RIF NOTA	ATTIVITÀ NON CORRENTI		
01	Immobili, impianti e macchinari	203.140.678	202.397.799
02	Avviamento e altre attività a vita non definita	4.108.629	4.108.629
03	Altre attività immateriali	19.549.775	19.237.333
03 bis	Diritti d'uso	4.395.196	-
04	Partecipazioni	71.800	71.800
05	Altre attività finanziarie non correnti	-	-
06	Altre attività non correnti	6.297.805	3.586.758
07	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	14.072.525	13.398.232
08	Attività non correnti disponibili per la vendita	-	-
Totale Attività non correnti		251.636.408	242.800.551
RIF NOTA		ATTIVITÀ CORRENTI	
09	Rimanenze	5.084.347	4.782.364
10	Crediti commerciali	69.494.468	70.909.924
11	Crediti per imposte	3.995.556	2.040.780
12	Altre attività correnti	9.195.077	7.480.724
13	Altre attività finanziarie correnti	-	4.675.730
14	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	13.148.035	19.199.786
Totale Attività correnti		100.917.483	109.089.308
Totale Attivo		352.553.891	351.889.859

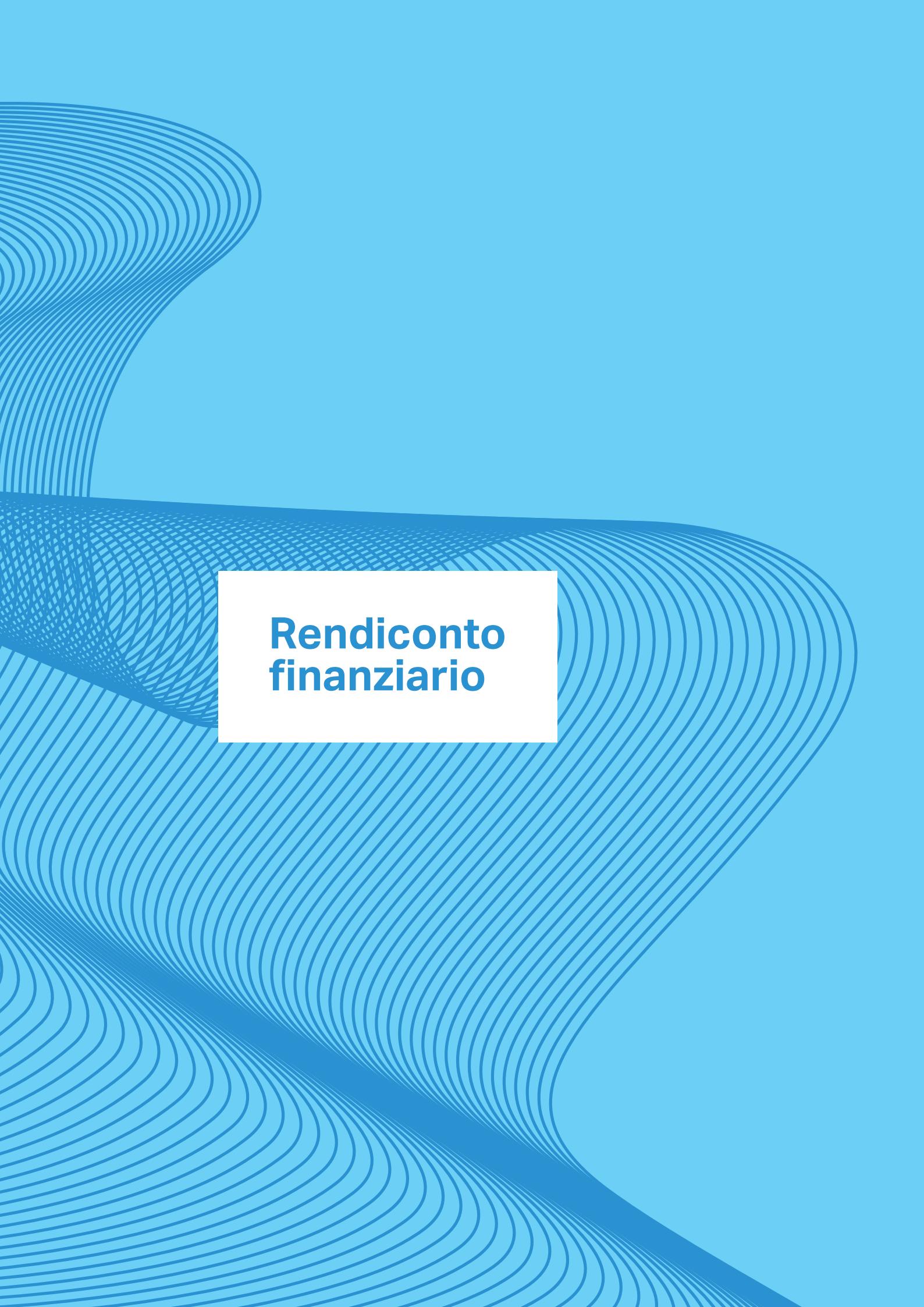
**SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA
(VALORI ESPRESI IN EURO)**

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		31.12.2019	31.12.2018
RIF NOTA	PATRIMONIO NETTO		
15	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	109.578.200	84.192.200
	Riserve	120.230.527	85.820.505
	Utile (perdita) dell'esercizio	11.680.522	8.867.426
	<i>Patrimonio netto di pertinenza del gruppo</i>	241.489.249	178.880.131
	Capitale e riserve di terzi	3.054.248	58.686.464
	Utile (perdita) dell'esercizio di competenza di terzi	357.415	2.981.956
	<i>Patrimonio netto di pertinenza di terzi</i>	3.411.663	61.668.420
	Totale Patrimonio netto	244.900.912	240.548.551
RIF NOTA PASSIVITÀ NON CORRENTI			
16	Finanziamenti	12.974.701	12.901.093
17	Altre passività non correnti	15.662.227	14.261.875
18	Fondi per benefici a dipendenti	3.839.861	3.902.652
19	Fondi per rischi ed oneri	19.291.456	17.370.445
20	Fondo Imposte differite passive	3.529.678	3.619.750
	Totale Passività non corrente	55.297.923	52.055.815
RIF NOTA PASSIVITÀ CORRENTI			
21	Finanziamenti	4.467.089	3.860.186
22	Debiti Commerciali	37.823.492	40.702.141
23	Debiti per imposte	2.823.256	1.816.506
23	Altri debiti	7.241.219	12.906.660
	Totale Passività corrente	52.355.056	59.285.493
	Totale Patrimonio netto e Passivo	352.553.891	351.889.859



Conto economico complessivo

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO (VALORI ESPRESI IN EURO)		31.12.2019	31.12.2018
RIF NOTA	RICAVI DELLE VENDITE		
26	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	227.653.615	211.022.437
26a	Variazione dei lavori in corso	-	-
27	Altri ricavi e proventi	18.061.708	10.481.802
	Totale Ricavi delle vendite	245.715.323	221.504.239
RIF NOTA	COSTI OPERATIVI		
28	Acquisti	(100.055.295)	(95.238.330)
29	Variazione delle rimanenze	301.983	442.780
30	Servizi	(83.126.642)	(69.653.077)
31	Costi per il personale	(33.964.379)	(31.026.676)
32	Altri costi operativi	(3.178.381)	(2.506.879)
33	Costi per lavori interni capitalizzati	12.227.201	11.490.163
	Totale costi operativi	(207.795.513)	(186.492.019)
	Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	37.919.810	35.012.220
RIF NOTA	AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, ACCANTONAMENTI, PLUSVALENZE/MINUSVALENZE E RIPRISTINI/SVALUTAZIONI DI VALORE DI ATTIVITÀ NON CORRENTI		
34	Ammortamenti e svalutazioni	(16.477.620)	(15.134.617)
35	Accantonamenti	(4.259.019)	(4.993.368)
36	Ricavi e costi non ricorrenti	286.563	-
	Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/ minusvalenze e ripristini/ svalutazioni di valore di attività non correnti	(20.450.076)	(20.127.985)
	Risultato operativo (EBIT)	17.469.734	14.884.235
RIF NOTA	GESTIONE FINANZIARIA		
37	Proventi da partecipazioni	34	1.983.894
38	Proventi finanziari	123.511	112.020
39	Oneri finanziari	(433.888)	(466.553)
40	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
	Totale gestione finanziaria	(310.343)	1.629.361
41	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-
	Risultato ante imposte	17.159.391	16.513.596
42	Imposte	(5.121.454)	(4.664.214)
	Utile (perdita) dell'esercizio	12.037.937	11.849.382
	<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>	357.415	2.981.956
	<i>Risultato di pertinenza del gruppo</i>	11.680.522	8.867.426
	Componenti del conto economico complessivo	-	-
	Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	12.037.937	11.849.382



The background of the image features a series of concentric, wavy blue lines that create a sense of depth and motion. The lines are最浓 at the edges and become lighter towards the center. In the center of this wavy field is a solid white rectangular box. Inside this box, the text 'Rendiconto finanziario' is written in a bold, blue, sans-serif font.

Rendiconto finanziario

RENDICONTO FINANZIARIO (VALORI ESPRESI IN EURO)		31.12.2019	31.12.2018
A. Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)			
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		12.037.937	11.849.382
Imposte sul reddito		5.121.454	4.664.214
Interessi passivi/(interessi attivi)		310.377	354.533
(Dividendi)		(34)	
(Plusvalenze cessione partecipazioni)			(1.983.894)
(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività		257.271	352.063
1. UTILE/(PERDITA) DELL'ESERCIZIO PRIMA DELLE IMPOSTE SUL REDDITO, INTERESSI, DIVIDENDI E PLUSVALENZE E MINUSVALENZE DA CESSIONE		17.727.005	15.236.298
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto</i>			
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri		3.448.819	4.438.468
Ammortamento delle immobilizzazioni		16.477.620	15.134.617
Altre rettifiche per elementi non monetari		480.160	522.074
Totale rettifiche per elementi non monetari		20.406.599	20.095.159
2. FLUSSO FINANZIARIO PRIMA DELLE VARIAZIONI DEL CCN		38.133.604	35.331.457
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>			
Decremento/(incremento) delle rimanenze		(301.983)	(442.801)
Decremento/(incremento) dei crediti commerciali		1.415.456	(2.813.855)
Incremento/(decremento) dei debiti commerciali		(2.878.649)	3.576.702
Altre variazioni del capitale circolante netto		(7.672.439)	(283.036)
Totale variazioni del capitale circolante netto		(9.437.615)	37.010
3. FLUSSO FINANZIARIO DOPO LE VARIAZIONI DEL CCN		6.314.474	1.178.344
<i>Altre rettifiche</i>			
Interessi incassati/(pagati)		(215.687)	(320.333)
Imposte sul reddito (pagate)/incassate		(1.195.795)	(1.376.251)
Dividendi incassati		34	250.000
(Utilizzo dei fondi)		(2.237.504)	(4.915.192)
Totale altre rettifiche		(3.648.952)	(6.361.776)
FLUSSO FINANZIARIO DELLA GESTIONE REDDITUALE (A)		25.047.037	29.006.691
B. FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO			
Variazione Immobilizzazioni materiali (Investimenti)		(19.795.891)	(15.750.874)
Prezzo di realizzo disinvestimenti		3.020	32.463
Variazione Immobilizzazioni immateriali (Investimenti)		(3.419.298)	(2.350.261)
Prezzo di realizzo disinvestimenti		-	790
Variazione Immobilizzazioni materiali (Investimenti)			

RENDICONTO FINANZIARIO (VALORI ESPRESI IN EURO)	31.12.2019	31.12.2018
Prezzo di realizzo disinvestimenti		
Variazione Partecipazioni e attività disponibili per la vendita (Investimenti)		
Prezzo di realizzo disinvestimenti	5.100.000	
<i>Altre attività e passività non correnti</i>	(1.310.695)	(1.619.342)
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)	(5.331.673)	(4.585.712)
C. FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO		
<i>Mezzi di terzi</i>		
Incremento/(decremento) debiti verso banche	-	(2.000.000)
Accensione finanziamenti verso banche		
(Rimborso) finanziamenti verso banche	(3.320.465)	(12.054.130)
Accensione / (rimborso) finanziamenti verso altri	4.000.976	(560.747)
<i>Mezzi propri</i>		
Altre variazione del patrimonio netto	(2.710.131)	2.841.000
Pagamento dividendi	(4.546.304)	(3.895.391)
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)	(6.575.924)	(15.669.268)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/- B +/- C)	(6.051.751)	(1.249.801)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	13.148.035	19.199.786
di cui denaro e valori in cassa	102.398	88.270
di cui depositi bancari e postali	13.045.637	19.111.516
DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	19.199.786	20.449.587
di cui denaro e valori in cassa	88.270	108.655
di cui depositi bancari e postali	19.111.516	20.340.932



Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO (VALORI ESPRESI IN EURO)												
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Riserve statutarie	Riserve IFRS/IAS	Altre riserve	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile (perdita) del periodo	Totale PN del Gruppo	Capitale e riserve di terzi	Utile (perdita) del periodo di terzi	Totale PN
PATRIMONIO NETTO AL 31.12.2017	84.192.200	17.074.704	12.783.747	9.455.908	1.755.977	23.686.500	13.885.491	8.954.850	171.789.377	55.032.650	2.931.526	229.753.553
Destinazione risultato esercizio precedente		249.857	749.572			-	5.224.226	(8.954.850)	(2.731.195)	1.764.354	(2.931.526)	(3.898.367)
Dividendo azioni proprie						-	2.984		2.984			2.984
Aumento PN Gelsia Ambiente Srl							799.926		799.926	2.041.074		2.841.000
Altri movimenti							151.613		151.613	(151.614)		(1)
Risultato dell'esercizio							8.867.426	8.867.426		2.981.956		11.849.382
PATRIMONIO NETTO AL 31.12.2018	84.192.200	17.074.704	13.033.604	10.205.480	1.755.977	23.686.500	20.064.240	8.867.426	178.880.131	58.686.464	2.981.956	240.548.551
Destinazione risultato esercizio precedente		1.589.693	4.769.078			22.541.949	(20.033.294)	(8.867.426)	-	2.981.956	(2.981.956)	-
Distribuzione dividendo							(2.731.195)		(2.731.195)	(1.870.280)		(4.601.475)
Dividendo azioni proprie						-	55.171		55.171			55.171
Effetto attuariale IAS 19							(54.507)		(54.507)			(54.507)
Aumento capitale sociale	25.386.000	42.521.550							67.907.550			67.907.550
Vendita (acquisto) azioni proprie		(2.710.131)							(2.710.131)			(2.710.131)
Altri movimenti							(11.538.292)		(11.538.292)	(56.743.892)		(68.282.184)
Risultato dell'esercizio							11.680.522	11.680.522		357.415		12.037.937
PATRIMONIO NETTO AL 31.12.2019	109.578.200	56.886.123	14.623.297	14.974.558	1.755.977	46.228.449	(14.237.877)	11.680.522	241.489.249	3.054.248	357.415	244.900.912



**Note
esplicative**

07.01 Informazioni societarie

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

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

Il bilancio consolidato del Gruppo AEB al 31.12.2019 evidenzia un utile netto di euro 12.037.937, di cui euro 11.680.522 di pertinenza del Gruppo ed euro 357.415 di pertinenza di terzi, ed un patrimonio netto di euro 244.900.912, di cui euro 241.489.249 di pertinenza del Gruppo ed euro 3.411.663 di pertinenza di terzi.

07.02 Appartenenza ad un Gruppo

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

AEB S.p.A., a partire dall'esercizio chiuso al 31.12.2013, ha esercitato la facoltà, unitamente alle sue controllate, ai sensi del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, di redigere il bilancio consolidato e di esercizio in conformità ai principi contabili internazionali. Il Gruppo al 31.12.2019 era composto da quattro società:

- **AEB S.p.A. (Holding)**, Capogruppo che gestisce sette farmacie, un centro sportivo, il servizio lampade votive, alcuni servizi di telecomunicazioni e detiene la proprietà di reti e impianti idrici del Comune di Seregno e altri comuni limitrofi; offre alle altre società del gruppo i servizi amministrativi, logistici e tecnici.
- **Gelsia Srl**, operativa nella vendita di energia elettrica e gas metano, cogenerazione e teleriscaldamento.
- **Gelsia Ambiente Srl**, società di scopo costituita alla fine dell'esercizio 2003 ed operativa nella gestione dell'igiene ambientale.
- **RetiPiù Srl**, società di scopo costituita alla fine dell'esercizio 2003 ed operativa, dal 16 Febbraio 2004, nella distribuzione di gas metano ed energia elettrica.

Il Gruppo detiene la partecipazione al 31.12.2019 nella seguente società:

- Sinergie Italiane in liquidazione Srl: la quota detenuta da AEB SpA al 31.12.2019 è pari al 7,182%. La società nata per operare sul mercato all'ingrosso del gas è in liquidazione. L'attività svolta si limita alla gestione del contratto pluriennale (take or pay) con Gazprom Export LLC di acquisto del gas metano e alla rivendita di tale gas alle commercial companies dei soci; alla gestione delle concessioni delle quote di capacità di TAG, gestore austriaco.

07.03 Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio consolidato, chiuso al 31 dicembre 2019, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ("IFRS/IAS") emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea, incluse tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC").

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

07.04 Applicazione dei principi contabili internazionali

Principio generale

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

Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

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

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

Area e metodi di consolidamento

Il bilancio consolidato trae origine dal bilancio d'esercizio di AEB S.p.A. (Holding) e delle Società nelle quali detiene direttamente la quota di controllo del capitale. Ai sensi dell'art. 38, 2° comma, del D.Lgs. 127/91 le società controllate incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale sono esposte nella seguente tabella:

QUOTA POSSESSUTA AL 31.12.2019	DALL'AZIONISTA		DAL GRUPPO % di consolidamento	
	Ragione sociale e sede	%		
SOCIETÀ CAPOGRUPPO (HOLDING):				
AEB S.p.A Capitale Sociale euro 109.578.200 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)				
CONTROLLATE DIRETTE:				
Gelsia Srl Capitale Sociale euro 20.345.267 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)	100,00	AEB S.p.A.	100,00	
RetiPiù Srl Capitale Sociale euro 82.550.608 Sede: Via Palestro, 33 Seregno (MB)	99,936	AEB S.p.A.	99,936	
Gelsia Ambiente Srl Capitale Sociale euro 4.671.221 Sede: Via Caravaggio26/a, Desio (MB)	70,00	AEB S.p.A.	70,00	

La variazione delle percentuali di possesso di AEB nelle società controllate, intervenuta nell'esercizio 2019, è di seguito dettaglia.

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Gelsia Srl	100,00	77,111
RetiPiù Srl	99,936	73,530
Gelsia Ambiente Srl	70,00	53,978

L'operazione straordinaria di aumento di capitale con conferimento di partecipazioni societarie, avvenuta in data 30 dicembre 2019 con Atto Notaio Roncoroni, ha significativamente modificato le percentuali di possesso di AEB nelle società controllate.

L'operazione, i cui effetti sul capitale di AEB e sulla relativa compagine azionaria verranno illustrati nella successiva Nota 15 "Patrimonio netto", ha comportato il conferimento in AEB da parte di diversi soggetti conferenti, in cambio di azioni di AEB di nuova emissione, delle seguenti partecipazioni:

- > Nr. 21.787.118,72 quote di capitale di RetiPiù Srl, pari al 26,392% del capitale della stessa, per un controvalore di Euro 42.772 migliaia;
- > Nr. 4.642.864,25 quote di capitale di Gelsia Srl, pari al 22,820% del capitale della stessa, per un controvalore di Euro 23.171 migliaia;
- > Nr. 746.192,7 quote di capitale di Gelsia Srl, pari al 15,974% del capitale della stessa, per un controvalore di Euro 1.965 migliaia.

Il valore dei suddetti conferimenti, pari a complessivi Euro 67.908 migliaia, è stato imputato per Euro 25.386 migliaia al Capitale e per Euro 42.522 migliaia alla Riserva Sovraprezzo, ed è stato determinato sulla base di apposite perizie redatte da esperti indipendenti, nel rispetto della procedura prevista dal Codice Civile per le operazioni di aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione (art. 2441 c.c.) in relazione all'emissione di nuove azioni che devono essere liberate mediante conferimenti in natura (art. 2440 c.c.).

In particolare, in base al disposto dell'art. 2440 comma 2 del Codice Civile, il Consiglio di Amministrazione di AEB ha deciso di sottoporre l'aumento di capitale mediante conferimento in natura alla disciplina prevista dal secondo comma, lettera b), dell'art. 2343-ter c.c., in forza del quale non è richiesta la relazione di stima di cui al primo comma dell'art. 2343 c.c. qualora il valore attribuito ai beni conferiti risulti da una valutazione precedente di non oltre sei mesi il conferimento e sia conforme ai principi e criteri generalmente riconosciuti per la valutazione dei beni oggetto dei conferimenti medesimi, effettuata da un esperto indipendente da chi effettua il conferimento, dalla società e da chi ne detiene il controllo, dotato di adeguata e comprovata professionalità; tale esperto è stato nominato nella persona del Dott. Enrico Rovere, domiciliato in Milano, iscritto all'Albo dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed al Registro dei Revisori Legali. Le operazioni suddette, finalizzate all'acquisizione dell'intero capitale di Gelsia Srl e di RetiPiù Srl, e di una quota pari al 70% del capitale di Gelsia Ambiente Srl, erano state precedute nel corso dell'esercizio 2019 dall'acquisizione a diverso titolo di altre quote minoritarie delle stesse società partecipate, per un valore di Euro 103 migliaia per quanto riguarda Gelsia Srl, Euro 20 migliaia per RetiPiù ed Euro 5 migliaia per Gelsia Ambiente.

Per effetto delle diverse operazioni sopra descritte, nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 le quote del patrimonio netto e del risultato d'esercizio corrispondenti alle interessenze di terzi sono costituite quasi interamente dalla quota di proprietà del 30% detenuta dal socio industriale di Gelsia Ambiente Srl.

07.05 Criteri di consolidamento

I principali criteri di consolidamento adottati sono i seguenti:

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

07.06 Principi contabili e criteri di valutazione adottati

Nel seguito vengono indicati i principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio consolidato che sono i medesimi impiegati per la predisposizione del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per l'adozione dal 1° gennaio 2019 degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati.

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2019" sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore da tale data e quindi applicati per la prima volta nel presente bilancio, con indicazione dei relativi effetti sul bilancio stesso.

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 2019, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

Principi, emendamenti ed interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2019

I seguenti principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS sono stati applicati per la prima volta dal Gruppo a partire dal 1° gennaio 2019:

Principio IFRS 16 "Leases"

L'IFRS 16 ha sostituito 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 contabile ha uniformato, in capo al locatario, il trattamento contabile dei leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16, infatti, impone al locatario di rilevare:

- nella situazione patrimoniale-finanziaria: i) una passività di natura finanziaria, che rappresenta il valore attuale dei canoni futuri che la società è impegnata a pagare a fronte del contratto di locazione, e ii) un'attività che rappresenta il "diritto d'uso" del bene oggetto di locazione;
- nel Conto Economico: i) gli oneri finanziari connessi alla summenzionata passività finanziaria e ii) gli ammortamenti connessi al summenzionato "diritto d'uso".

Il locatario rileva nel Conto Economico gli interessi derivanti dalla passività per leasing e gli ammortamenti del diritto d'uso. Il diritto d'uso è ammortizzato sulla durata effettiva del contratto sottostante.

Il Gruppo ha applicato il nuovo principio utilizzando il metodo prospettico ed escludendo i contratti short-term, ovvero con una durata inferiore ai 12 mesi ed i contratti low-value, ovvero aventi ad oggetto un bene di modesto valore, dal perimetro di applicazione avvalendosi degli espedienti pratici previsti dal paragrafo 6 dell'IFRS 16.

Gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 hanno comportato:

- l'incremento delle attività dovute all'iscrizione dei diritti d'uso;
- l'incremento delle passività derivante dall'iscrizione del debito finanziario per leasing a fronte dei pagamenti dei canoni;
- la riduzione dei costi operativi, relativa ai canoni di locazione;
- l'incremento degli oneri finanziari riconducibili agli interessi sulla passività per leasing e l'incremento degli ammortamenti relativi al diritto d'uso.

Più in dettaglio, il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 a partire dal 1° gennaio 2019 avvalendosi dell'approccio prospettico semplificato, che prevede l'iscrizione di una passività finanziaria pari al valore attuale dei canoni di locazione futuri e di un diritto d'uso di pari importo. Tale approccio non comporta pertanto un impatto sul patrimonio netto.

Gli effetti sullo Stato Patrimoniale e sul Conto Economico del Gruppo della prima applicazione del principio IFRS 16, non particolarmente rilevanti, sono evidenziati nel seguito della presente nota integrativa, in sede di commento delle voci interessate.

La prima applicazione dell'IFRS 16 ha comportato l'iscrizione di passività finanziarie per leasing pari a Euro 413 migliaia e di attività per diritto d'uso di pari importo nonché oneri finanziari per Euro 6 migliaia ed ammortamenti per Euro 87 migliaia.

Modifiche all'IFRS 9: Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa.

Ai sensi dell'IFRS 9, uno strumento di debito può essere valutato al costo ammortizzato o al fair value nel conto economico complessivo, a condizione che i flussi finanziari contrattualizzati siano "esclusivamente pagamenti di capitale e inte-

ressi sull'importo di riferimento" (criterio SPPI) e che lo strumento sia classificato nell'appropriato modello di business. Le modifiche all'IFRS 9 chiariscono che un'attività finanziaria supera il criterio SPPI indipendentemente dall'evento o dalla circostanza che causa la risoluzione anticipata del contratto e indipendentemente da quale sia la parte che paga o che riceve un ragionevole risarcimento per la risoluzione anticipata del contratto. Queste modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio del Gruppo.

Interpretazione IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito".

L'interpretazione definisce il trattamento contabile delle imposte sul reddito quando il trattamento fiscale comporta delle incertezze che hanno effetto sull'applicazione dello IAS 12. Al momento dell'adozione dell'interpretazione, il Gruppo ha esaminato la sussistenza di posizioni fiscali incerte e ha determinato che è del tutto probabile che i propri trattamenti fiscali saranno accettati dalle autorità fiscali. L'interpretazione, pertanto, non ha avuto alcun impatto sul bilancio del Gruppo.

Emendamento allo IAS 19 "Modifica del piano, riduzione o regolamenti".

L'emendamento chiarisce come si determinano le spese pensionistiche quando si verifica una modifica in un piano a benefici definiti. Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio in quanto il gruppo, nel periodo di riferimento, non ha registrato alcuna modifica, riduzione o regolamento dei suddetti piani.

Modifiche allo IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture".

Le modifiche in oggetto comportano la necessità di applicare l'IFRS 9, inclusi i requisiti legati all'impairment, alle altre interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture per le quali non si applica il metodo del patrimonio netto. Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio del Gruppo, in quanto lo stesso non detiene partecipazioni in società collegate joint venture.

Ciclo annuale di miglioramenti agli standard IFRS 2015-2017 (Reg. UE 412/2019).

L'obiettivo dei miglioramenti annuali è quello di risolvere questioni non urgenti relative a incoerenze riscontrate negli IFRS oppure a chiarimenti di carattere terminologico. Il Documento in esame apporta modifiche ai seguenti Principi:

- **IFRS 3 Business Combination:** le modifiche chiariscono che, quando un'entità ottiene il controllo di un business che è una joint operation, applica i requisiti per un'aggregazione aziendale che si è realizzata in più fasi, e nel fare ciò, l'acquirente rivaluta l'interessenza precedentemente detenuta nella joint operation.
- **IFRS 11 Joint Arrangements:** Le modifiche chiariscono che, per un'entità che partecipa in una joint operation senza avere il controllo congiunto, le partecipazioni precedentemente detenute in tale joint operation non sono rimisurate.
- **IAS 12 Income Tax:** le modifiche chiariscono che gli effetti delle imposte sui dividendi sono collegati alle operazioni passate o agli eventi che hanno generato utili distribuibili piuttosto che alle distribuzioni ai soci.
- **IAS 23 Borrowing costs:** le modifiche chiariscono che un'entità tratta come finanziamenti non specifici qualsiasi finanziamento effettuato che fin dal principio era finalizzato a sviluppare un'attività.

Le fattispecie sopra illustrate non rientrano attualmente nell'attività aziendale, e pertanto l'adozione delle disposizioni da parte del Gruppo non ha comportato effetti sul bilancio né cambiamenti nelle politiche contabili.

Principi, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo al 31/12/2019.

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

- Modifiche all'IFRS 3 "Definition of a Business". Ad ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche alla definizione di attività aziendale nell'IFRS 3 per supportare le entità nel determinare se un insieme di attività e beni acquisiti costituisca un'attività aziendale o meno. Poiché le modifiche si applicano prospetticamente alle transazioni o ad altri eventi che si manifestano alla data di prima applicazione o successivamente, il Gruppo non è impattato da queste modifiche.
- Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definition of Material". Ad ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 Presentation of Financial Statements e allo IAS 8 Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors, per allineare la definizione di "rilevante" negli standard e per chiarire taluni aspetti della definizione. L'applicazione è richiesta, prospetticamente, a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2020, non sono previsti effetti sul bilancio del Gruppo.

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

Alla data di riferimento del presente bilancio gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione dei seguenti principi e/o emendamenti:

➤ **Principio IFRS 17 "Insurance Contracts".** Nuovo principio contabile per la contabilizzazione dei contratti assicurativi che sostituirà l'IFRS 4. Il nuovo principio sarà efficace nella predisposizione del bilancio per gli esercizi che iniziano a partire dal 1° gennaio 2021, salvo eventuali successivi differimenti a seguito dell'omologazione del principio da parte dell'Unione Europea. Non sono previsti effetti sul bilancio del Gruppo.

I principi contabili ed i criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio consolidato al 31.12.2019 sono di seguito riportati:

07.06.01 Immobili, impianti e macchinari

Come richiesto dal principio contabile internazionale IAS 16, paragrafo 15, al momento della rilevazione gli Immobili, impianti e macchinari sono valutati al costo, determinato secondo le modalità previste dal paragrafo 16 e seguenti; detti beni, in applicazione del modello del costo previsto dal paragrafo 30, sono iscritti in bilancio al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite per riduzione durevole di valore accumulate.

In fase di prima adozione dei criteri di valutazione IFRS, limitatamente alle classi di immobili, impianti e macchinari il cui fair value può essere attendibilmente determinato, si è optato per la rideterminazione del valore secondo quanto previsto dal paragrafo n. 31 del principio contabile internazionale IAS 16; conseguentemente le classi di immobili, impianti e macchinari il cui fair value può essere attendibilmente determinato sono state iscritte a un valore rideterminato, pari al loro fair value alla data del 1° gennaio 2012, risultante da apposita perizia giurata redatta da esperti indipendenti all'uopo incaricati.

A tal fine sono stati conferiti incarichi a esperti professionalmente qualificati ed indipendenti per la determinazione del "fair value" degli immobili, impianti e macchinari di proprietà del Gruppo alla data di transizione, con specifico riferimento alla classe dei terreni e fabbricati di proprietà della Capogruppo AEBS.p.A. e alla classe degli automezzi specifici, della controllata Gelsia Ambiente Srl, necessari per lo svolgimento dell'attività caratteristica del settore Igiene Ambientale.

In conformità con quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 36, a seguito della rideterminazione del valore di un elemento appartenente alla classe sopra indicata l'intera classe alla quale quell'elemento appartiene è stata rideterminata.

La rideterminazione dei valori è avvenuta con specifico riguardo alle caratteristiche dei beni oggetto di valutazione e dell'attività svolta. A tal fine, per le proprietà immobiliari della Capogruppo e per gli automezzi specifici del settore Igiene Ambientale è stato determinato il loro "fair value".

I valori risultanti dalle perizie giurate sono stati contabilizzati in sostituzione dei precedenti valori contabili ed assoggettati ad ammortamento secondo uno specifico piano idoneo a ripartire sistematicamente i valori rideterminati durante la vita utile dei relativi beni.

Per quanto riguarda gli ammortamenti accumulati alla data di rideterminazione di valore, gli stessi sono stati eliminati a fronte del valore contabile lordo di ogni singola attività, e il valore netto della stessa è stato iscritto in bilancio in base al suo valore rideterminato, conformemente a quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 35.b.

Per quanto riguarda le altre classi della voce Immobili, Impianti e Macchinari, diverse dai terreni e fabbricati e degli automezzi specifici del settore Igiene Ambientale, in considerazione della loro natura, delle loro caratteristiche e della formazione storica si è ritenuto appropriato mantenere la loro iscrizione in bilancio al costo, al netto degli ammortamenti accumulati e di qualsiasi perdita di valore accumulata, secondo quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 30.

In particolare, per quanto riguarda gli impianti di distribuzione gas ed energia elettrica del Gruppo, alla luce delle complessità interpretative che caratterizzano la disciplina delle concessioni nell'attuale fase transitoria, pur in presenza di significativi plusvalori latenti, si è ritenuto preferibile applicare il criterio sopra indicato rispetto alla rideterminazione del valore, stante l'oggettiva incertezza riguardo alla possibilità di determinare in modo univoco il relativo fair value.

Processo di ammortamento

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

AEB S.P.A.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gelsia Srl

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

TERRENI E FABBRICATI	ALIQUOTE APPLICATE
Fabbricati	3,33
IMPIANTI E MACCHINARIO	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	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.

I costi di manutenzione ordinaria sono spesi nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespote 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 di vita utile.

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

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

Gelsia Ambiente Srl

Per Gelsia Ambiente Srl si segnala che:

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

DETTAGLIO CATEGORIE	REALIZZATI DALLA SOCIETÀ
Automezzi nuovi (per igiene urbana)	8,33
Container e cassoni	10,00
Attrezzature industriali specifiche	10,00
Attrezzatura d'officina	10,00
Hardware e software di base	20,00
Mobili e arredi	8,30
Telefonia	20,00

I costi di manutenzione ordinaria sono spesi nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespita 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 di vita utile.

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

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

RetiPiù Srl

Per RetiPiù Srl si segnala che:

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

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

DESCRIZIONE CATEGORIA CESPITE	ALIQUOTE
Impianti di decompressione	5
Rete distribuzione	2
Linee media tensione	3,33
Linee bassa tensione	3,33
Stazioni elettriche	3,33
Allacciamenti	2,5/3,33
Strumenti di misura e controllo	5/6,67
Attrezzature di reparto	12,5
Attrezzature comuni	12,5
Autovetture	20
Autoveicoli	20
Hardware e software di base	20
Mobili e arredi	8,3
Cartografia	10

07.06.02 Beni in leasing

Le immobilizzazioni acquisite tramite contratti di locazione finanziaria e che sostanzialmente trasferiscono alle società del Gruppo tutti i rischi ed i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato sono contabilizzate, secondo la metodologia finanziaria, alla data di inizio del leasing al valore equo del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni sono ripartiti pro quota fra quota di capitale e quota di interessi in modo da ottenere un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. In contropartita dell'iscrizione del bene vengono contabilizzati i debiti verso l'ente finanziario locatore. Gli oneri finanziari sono imputati direttamente a conto economico.

I beni sono esposti tra le attività al valore di acquisto diminuito delle quote di ammortamento. L'ammortamento di tali beni viene riflesso nei prospetti annuali applicando lo stesso criterio seguito per gli immobili, impianti e macchinari di proprietà.

07.06.03 Avviamenti e altre attività a vita non definita

L'avviamento rilevato in un'aggregazione aziendale è un'attività che rappresenta i benefici economici futuri derivanti da altre attività acquisite nell'aggregazione che non sono identificate individualmente e rilevate separatamente, al netto delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione. Detta voce rappresenta l'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla quota di pertinenza del valore equo netto delle attività e delle passività, anche potenziali, acquisite (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.

07.06.04 Altre attività immateriali

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

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

Per le immobilizzazioni conferite con i rami d'azienda e/o derivanti dalle fusioni completate a tutto il 31.12.2019, si è proseguito con i piani di ammortamento in essere; a meno di situazioni motivate e particolari che hanno determinato la necessità di utilizzo di aliquote più elevate.

In particolare:

- i diritti di brevetto e di utilizzazione di opere dell'ingegno (software) sono ammortizzati in cinque quote costanti;
- i costi dei diritti di brevetto relativi ai siti internet ed i marchi aziendali sono ammortizzati in 18 anni;
- i diritti di concessione, considerati gli impegni derivanti dai contratti di servizio, vengono ammortizzati o per il periodo contrattualmente stabilito o per un periodo inferiore nel caso in cui sussistano fondati motivi che possano prudentemente far ipotizzare una riduzione "ope legis" del periodo stabilito dal contratto; nel corso del 2019 AEB SpA ha sottoscritto il nuovo contratto per la gestione della farmacia sita in Bovisio Masciago con l'ente locale con scadenza al 31.12.2030;
- le manutenzioni straordinarie su beni di terzi in affitto sono esposte alla voce "altre" ed ammortizzate secondo il periodo più breve tra la durata del contratto e la stimata vita utile delle opere effettuate.
- i costi sostenuti per l'installazione di impianti fotovoltaici di proprietà di terzi sono ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i comuni proprietari;
- i costi sostenuti per l'adeguamento degli impianti dei clienti del teleriscaldamento, sono ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i clienti;
- le spese sostenute su fabbricati di terzi per la ristrutturazione delle piattaforme ecologiche:
 - sono ammortizzate in quote costanti negli esercizi 2018 e 2019 se sostenute prima della sottoscrizione dei nuovi contratti;
 - sono ammortizzate per la durata del contratto sottoscritto a seguito della gara a doppio oggetto se sostenute dopo la sottoscrizione di tale contratto;
 - sono ammortizzate per la durata del contratto di gara per i territori acquisiti mediante partecipazione a gara pubblica;
 - le altre spese pluriennali immateriali sono ammortizzate in base ai piani di ammortamento concordati con i comuni;
 - le spese relative alla campagna di rinnovo dei bidoni della raccolta differenziata dell'utenza, sostenute prima dell'avvio della gara a doppio oggetto, sono ammortizzate in tre quote costanti; le spese sostenute dopo l'avvio della gara a doppio oggetto sono ammortizzate in base ai piani di ammortamento concordati con i comuni;
 - le spese per la procedura della gara a doppio oggetto sono ammortizzate pro tempore dal 01.08.2018 al 31.07.2028, durata dei primi contratti sottoscritti con i comuni;
 - le manutenzioni straordinarie riguardanti il centro sportivo sono ammortizzate in cinque quote costanti, l'accordo con il Comune di Seregno prevede che gli investimenti vengano ceduti a titolo oneroso al soggetto che subentrerà nella gestione del servizio;
 - gli investimenti inseriti nella voce "Altre" e riguardanti il settore idrico-fognature vengono ammortizzati sulla base della durata residua dell'affidamento stabilito dal contratto;
 - le infrastrutture per accordi in concessione (IFRIC 12): il processo di ammortamento delle infrastrutture relative agli accordi in concessione è effettuato per quote costanti secondo le attese di ritorno di benefici economici futuri derivanti dal loro utilizzo e dal loro valore residuo a scadenza.

Perdite durevoli di valore

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

Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità generatrice di flussi finanziari) è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico.

07.06.04bis Diritti d'uso IFRS 16

Dal 1 gennaio 2019 è in vigore il nuovo principio contabile internazionale IFRS 16 "Leases" in materia di contabilizzazione di contratti di leasing. Il nuovo standard sostituisce lo IAS 17 con l'obiettivo di introdurre un modello di contabi-

lizzazione unico per tutte le tipologie di leasing, superando la precedente distinzione fra "leasing finanziario" e "leasing operativo". Tale modello è basato sulla rilevazione, in capo al conduttore (lessee) di un asset rappresentativo del diritto di utilizzo del bene (right of use) in contropartita ad una passività (lease liability) rappresentativa dell'obbligazione a eseguire i pagamenti previsti dal contratto.

Dalla data del 1 gennaio 2019, a seguito della prima applicazione del principio contabile internazionale IFRS 16, le società del gruppo hanno provveduto ad analizzare i contratti di locazione in essere ed hanno provveduto ad attribuire e rilevare nell'attivo un valore rappresentativo del diritto d'uso e nel passivo il debito derivante pagamenti dei canoni previsti dal contratto. Nel conto economico vengono contabilizzate separatamente le spese per interessi sulla passività e l'ammortamento del diritto di utilizzo dell'attività. Sono stati esclusi dall'applicazione: i contratti con durata inferiore o uguale a 12 mesi; i contratti relativi a beni di modesto valore unitario (inferiore a circa 5 migliaia di euro); i contratti ove non è previsto un controllo completo del bene da parte dell'utilizzatore e gli accordi per i servizi in concessione (IFRIC 12). I canoni di locazione relativi a contratti esclusi dall'applicazione del IFRS 16 vengono rilevati a conto economico nell'esercizio di competenza.

Le regole di prima applicazione hanno previsto la possibilità di scegliere tra due diversi metodi di applicazione:

- Metodo prospettico pieno: ogni contratto deve essere rilevato come se l'IFRS 16 fosse stato applicato da sempre;
- Metodo prospettico modificato: la passività finanziaria viene determinata sulla base del valore attuale delle rate residue da pagare al 1° gennaio 2019. Il diritto d'uso può essere determinato come se l'IFRS 16 fosse stato applicato da sempre oppure determinato in un valore corrispondente a quello della passività.

Le società del gruppo hanno applicato IFRS 16 con il metodo prospettico modificato optando per la valorizzazione del diritto d'uso pari alla passività finanziaria.

Le attività per il diritto d'uso IFRS16 (right of use) vengono ammortizzate per la durata del relativo contratto di locazione.

07.06.05 Partecipazioni

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

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

07.06.06 Altre Attività finanziarie non correnti

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

07.06.07 Altre Attività non correnti

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

07.06.08 Attività non correnti disponibili per la vendita

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

07.06.09 Rimanenze

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

07.06.10 **Crediti**

I crediti commerciali sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato, tenendo conto del fattore temporale e del valore di presumibile di realizzo. L'adeguamento al presumibile valore di realizzo è stato effettuato mediante lo stanziamento di un apposito fondo valutazione crediti calcolato a copertura dei crediti ritenuti inesigibili, nonché al generico rischio relativo ai rimanenti crediti. Per i crediti per i quali sia stata verificata l'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 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.

07.06.11 **Disponibilità liquide e mezzi equivalenti**

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

07.06.12 **Fondi per rischi e oneri**

I fondi per rischi ed oneri sono stanziati per coprire perdite e debiti, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura del periodo non erano determinabili l'ammontare o la data di sopravvenienza. Gli stanziamenti sono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria solo qualora esista una obbligazione legale o implicita che determini l'impiego di risorse atte a produrre effetti economici per l'adempimento della stessa e se ne possa determinare una stima attendibile dell'ammontare. Nel caso in cui l'effetto sia rilevante, gli accantonamenti sono calcolati attualizzando i flussi finanziari futuri stimati ad un tasso di attualizzazione stimato al lordo delle imposte, tale da riflettere le valutazioni correnti di mercato del valore attuale del denaro e dei rischi specifici connessi alla passività.

07.06.13 **Fondi per benefici ai dipendenti**

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

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

- l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;
- l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1 gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura;
- alcune società del Gruppo applicano annualmente 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 con il personale dipendente del CCNL Unico Gas Acqua, deve riconoscere, a tutti i dipendenti che cessano la propria attività lavorativa rispettando le condizioni previste dal contratto collettivo qui sopra richiamato, delle mensilità aggiuntive. Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato, contrariamente a quanto emerso negli anni precedenti, differenze di valutazione significative rispetto ai dati contabili. La società ha pertanto provveduto all'adeguamento della passività.

07.06.14 Debiti

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

07.06.15 Finanziamenti

I finanziamenti sono valutati inizialmente al costo. Tale valore viene rettificato successivamente per tenere conto dell'eventuale differenza tra il costo iniziale e il valore di rimborso lungo la durata del finanziamento utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

I finanziamenti sono classificati tra le passività correnti a meno che si abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

07.06.16 Riconoscimento dei ricavi

I ricavi sono iscritti al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita delle merci e la prestazione dei servizi.

I ricavi per la vendita sono riconosciuti quando l'impresa ha trasferito i rischi ed i benefici significativi connessi alla proprietà del bene e l'ammontare del ricavo può essere determinato attendibilmente.

I ricavi di natura finanziaria vengono iscritti in base alla competenza temporale.

07.06.17 Costi

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

07.06.18 Proventi finanziari

I proventi finanziari includono gli interessi attivi, le differenze di cambio attive, i dividendi da imprese partecipate e i proventi derivanti dagli strumenti finanziari, quando non compensati nell'ambito di operazioni di copertura.

Gli interessi attivi sono imputati a conto economico al momento della loro maturazione, considerando il rendimento effettivo.

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

07.06.19 Oneri finanziari

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

07.06.20 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile delle Società consolidate. Sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto, nei cui casi l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto ed evidenziato nelle altre componenti del conto

economico complessivo. Le altre imposte non correlate al reddito sono incluse tra gli oneri operativi. Le imposte differite sono stanziate secondo il metodo dello stanziamento globale della passività. Esse sono calcolate su tutte le differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività ed il valore contabile. Le imposte differite attive sulle perdite fiscali e sui crediti d'imposta non utilizzati riportabili a nuovo sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le attività e le passività fiscali correnti e differite sono compensate quando le imposte sul reddito sono applicate dalla medesima autorità fiscale e quando vi è un diritto legale di compensazione. Le attività e le passività fiscali differite sono determinate con le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze temporanee saranno realizzate o estinte. La Capogruppo AEB S.p.A. ha optato per il consolidato fiscale nazionale disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86, Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl, vi hanno aderito manifestando la necessaria opzione. I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

07.06.21 Continuità aziendale

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 è stato redatto nel presupposto della continuità aziendale.

A tale riguardo precisiamo che l'emergenza epidemiologica da Covid-19 venutasi a creare nel I trimestre 2020 ha generato una situazione di generale incertezza a livello nazionale e internazionale; di ciò viene dato conto nel paragrafo delle presenti Note Esplicative denominato "Fatti di rilievo verificatisi dopo la chiusura dell'esercizio" nonché, più ampiamente, nella Relazione sulla Gestione.

In proposito, pur ribadendo la perdurante situazione di incertezza che rende difficile la formulazione di previsioni circa i futuri andamenti del sistema economico generale, in considerazione dell'attività esercitata dal Gruppo e della sua struttura patrimoniale e finanziaria, si ritiene che non sussistano ad oggi elementi tali da far sorgere dubbi significativi circa il mantenimento del presupposto in oggetto.

07.06.22 Incertezza sull'uso delle stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte degli Amministratori l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data di bilancio. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per valutare le attività materiali ed immateriali sottoposte ad impairment test come sopra descritto oltre che per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, ammortamenti, svalutazioni di attivo, benefici ai dipendenti, imposte, altri accantonamenti e fondi. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico.

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

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

Fondo svalutazione crediti

Il Gruppo ha provveduto a costituire un consistente fondo svalutazione che al 31.12.2019 ammonta a 10.695 migliaia di euro. L'organizzazione per il recupero dei crediti si avvale, oltre che di legali esterni, anche di servizi legali interni, e sta svolgendo un'attività sempre più incisiva per ridurre i tempi di recupero e di conseguenza l'indice di morosità.

Fondi rischi ed oneri

Il Gruppo ha iscritto nella situazione Patrimoniale Finanziaria fondi per rischi e oneri per 19.291 migliaia di euro che rappresentano rischi e oneri connessi all'attività delle società consolidate e, in via residuale, rischi per benefici per il personale dipendente. La stima è stata fatta dal management tenendo conto delle vertenze in corso e dei potenziali rischi ed oneri inerenti la sua attività operativa.

Imposte differite attive

Il Gruppo evidenzia nella situazione patrimoniale - finanziaria imposte differite attive per 14.073 migliaia di euro. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata sui piani triennali della società e sui budget annuali, che hanno fatto emergere che non è necessario rettificare queste poste dell'attivo. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata anche sull'adesione al consolidato fiscale nazionale da parte delle società controllate.

07.07 Commenti alle principali voci di bilancio

Situazione Patrimoniale - Finanziaria

07.07.01 Immobili, impianti, macchinari e attrezzature

Saldo al 31/12/2019	Euro 203.141
Saldo al 31/12/2018	Euro 202.398
Variazione	Euro 743

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

MOVIMENTI	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	31.126	265.339	35.991	10.730	4.438	347.624
Fondi ammortamenti precedenti	-7.975	-116.353	-13.492	-7.406	0	-145.226
Valori al 31.12.2018	23.151	148.986	22.49	3.324	4.438	202.398
Acquisizioni	660	5.887	6.703	1.170	159	14.579
Spostamento di voci e/o riclassifiche	1.271	2.574	-	99	-3.682	262
Alienazioni e/o Svalutazioni	-	-556	-3.071	-97	-	-3.724
Decremento Fondi ammortamenti	-	343	2.160	47	-	2.550
Ammortamenti 2019	-656	-9.145	-2.229	-894	-	-12.924
Valori al 31.12.2019	24.426	148.986	26.062	3.649	915	203.141

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

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Terreni	9.870	9.870
Oneri urbanizzazione ex CRU 20	1.734	1.734
Fabbricati civili	2.449	2.519
Fabbricati industriali	1.390	1.475
Fabbricati sede/uffici	6.825	5.274
Fabbricato pozzi	627	753
Fabbricato cabine decompressione Gas metano	1.124	1.039
Fabbricato cabine sottostazione energia elettrica	138	146
Fabbricato cabine trasformazione energia elettrica	267	338
Costruzioni leggere	2	3
Totale	24.426	23.151

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

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Impianti generici fabbricati	193	200
Impianti industriali specifici	3.698	3.853
Imp.ti sollevamento/spinta acqua potabile e fognature	472	566
Impianti serbatoi acqua potabile	48	57
Impianti depurazione acqua potabile	152	183
Impianti decompressione gas metano	4.405	4.635
Impianti trasformazione energia elettrica	3.567	3.272
Impianti cogenerazione	6.330	6.929
Centrali termiche principali	1.408	1.516
Opere elettromeccaniche	982	1.083
Vapordotto	129	155
Impianti refrigerazione	5	4
Impianti Rete	78.029	78.193
Impianti rete allacciamenti	36.730	36.963
Automezzi specifici igiene urbana	9.131	8.184
Centrali termiche utenza	2.033	2.228
Impianti di controllo	432	589
Impianti rete di controllo	313	324
Impianto dist. rifornimento gas	27	36
Impianti controllo misuratori	5	16
Totale	148.089	148.986

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

Descrizione	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Misuratori dei consumi acqua, gas, energia, calore	24.756	21.234
Attrezzatura d'officina generica	148	182
Attrezzature industriali generiche	289	249
Container, cassoni igiene urbana	658	551
Cartografia	211	283
Totale	26.062	22.499

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

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Autoveicoli da trasporto	178	145
Autovetture	37	10
Hardware e software	948	976
Telefonia fissa e mobile	38	25
Mobili e altre dotazioni tecniche	2.399	2.107
Attrezzatura fissa	47	59
Impianti gratuitamente devolvibili	2	2
Totale	3.649	3.324

Le **Immobilizzazioni in corso** sono relative a impianti e progetti non ancora ultimati alla data del 31 dicembre 2019 e ammontano a 915 migliaia di euro (dato 2018: 4.438 migliaia di euro).

07.07.02 Avviamento e altre attività a vita non definita

Saldo al 31/12/2019	Euro 4.108
Saldo al 31/12/2018	Euro 4.108
Variazione	Euro 0

Le attività immateriali a vita non definita ad acquisizioni al netto degli ammortamenti accumulati sino all'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 2019 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 è stato conferito apposito incarico ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente per l'effettuazione dell'impairment test, al 31 dicembre 2019. Per lo svolgimento delle verifiche di impairment si è posto a confronto il

valore contabile della voce Avviamento e altre attività a vita non definita con il valore d'uso della/e Cash Generating Unit (CGU) individuata/e come componenti fondamentali delle attività gestite dal Gruppo.

Ai fini della determinazione del valore d'uso della CGU identificata come principale dagli esperti incaricati è stata utilizzata la metodologia dei flussi di cassa attualizzati DCF ("Discounted Cash Flow"), ispirata al concetto generale che il valore di una CGU è pari al valore attualizzato dei flussi di cassa che genererà in futuro. Al valore attuale dei flussi di cassa attesi dalla gestione operativa si aggiunge il valore attuale del complesso aziendale alla fine del periodo di riferimento della valutazione ("terminal value"). Quest'ultimo è stato calcolato capitalizzando, con la formula del valore attuale della rendita perpetua, un flusso di cassa finanziario medio sostenibile in perpetuo ed attualizzando il valore così determinato alla data di riferimento dell'analisi. Il valore attuale della rendita perpetua così ottenuta è stato calcolato utilizzando un costo medio ponderato del capitale ("WACC") derivante dalla somma del costo del capitale proprio e di quello di debito (quest'ultimo al netto degli oneri fiscali), ponderati in funzione della struttura finanziaria della Società assoggettata alla verifica di impairment (Gelsia S.r.l.). La verifica così effettuata ha condotto a determinare una complessiva valutazione della CGU operativa stimata largamente superiore al valore dell'avviamento e delle altre attività a vita utile non definita iscritte a bilancio. Pertanto non sono emerse riduzioni di valore.

07.07.03 Altre attività immateriali

Saldo al 31/12/2019	Euro 19.550
Saldo al 31/12/2018	Euro 19.237
Variazione	Euro 313

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

MOVIMENTI	Brevetti e altro	Concessioni e altro	Immobilizzazioni in corso	Altre immobilizzazioni	Software	Totale
Netto contabile 31.12.2018	81	14.378	78	2.830	1.870	19.237
Acquisizioni	59	2.038	446	245	632	3.420
Spostamento di voci	-	-	-41	-253	32	-262
Alienazioni/Svalutazioni	-	-134	-	-170	-	-304
Alienazione fondi	-	28	-	162	-	190
Ammortamenti 2019	-11	-1.234	-	-668	-818	-2.731
Netto contabile 31.12.2019	129	15.076	483	2.146	1.716	19.550

Nel dettaglio risultano così costituiti:

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Brevetti industriali	129	81
Totale	3.649	3.324

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

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Concessioni	5.802	6.091
Marchi	38	41
Cabine Decompressione gas metano	46	55
Impianti decompressione gas metano	716	787
Impianti rete gas metano	4.388	3.226
Impianti allacciamento gas metano	2.856	2.922
Impianti di controllo gas metano	42	57
Misuratori consumi gas metano	1.188	1.199
Totale Concessioni	15.076	14.378

Le **Concessioni** sono relative a:

- canone di concessione al Comune di Besana in Brianza per la gestione della farmacia dal 01.11.2012 (787 migliaia di euro) le cui condizioni economiche sono regolate da relativo contratto di servizio di durata pari ad anni 29;
- canone di concessione erogato al Comune di Biassono per la gestione della farmacia dal 2011 (1.034 migliaia di euro) le cui condizioni economiche sono regolate dal relativo contratto di servizio di durata pari ad anni 29;
- canone concessione erogato al Comune di Bovisio Masciago nel 2019 (137 migliaia di euro) a seguito di sottoscrizione di nuovo contratto per la gestione della farmacia con l'ente locale. Il nuovo contratto ha durata sino al 31.12.2030;
- importo residuale di 92 migliaia di euro relativo al Canone di concessione per le tre farmacie di Seregno;
- importo derivante dalla fusione, 2013, della Farmacia Comunale di Giussano Srl (1.153 migliaia di euro). Le condizioni economiche sono regolate dal relativo contratto di servizio avente durata di 29 anni;
- importo derivante dalla fusione, 2011, della società MBM Spa (870 migliaia di euro) e relativo alla farmacia comunale di Bovisio Masciago;
- gli oneri concessione gas metano costituiti dall'una-tantum corrisposto ad alcuni comuni per l'affidamento del servizio distribuzione gas metano per 1.729 migliaia di euro.

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

- lavori su beni di terzi (piattaforme ecologiche e centro sportivo) per 28 migliaia di euro;
- attività per l'implementazione di nuovi software per 79 migliaia di euro;
- attività per implementazione nuovo sistema gestionale SAP per 376 migliaia di euro.

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Spese incrementative fabbricati di terzi	1.158	1.672
Spese incrementative impianti di terzi	5	6
Altre immobilizzazioni immateriali	983	1.152
Totale altre immobilizzazioni immateriali	2.146	2.830

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

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

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Software di terzi illimitato	232	246
Software di terzi in licenza d'uso	1.484	1.624
Totale software	1.716	1.870

07.07.03bis Diritti d'uso IFRS 16

Saldo al 31/12/2019	Euro 4.395
Saldo al 31/12/2018	Euro -
Variazione	Euro 4.395

MOVIMENTI	Terreni e fabbricanti	Impianti e macchinari	Altri beni	Totale
Netto contabile 31.12.2018	-	-	-	-
Acquisizioni	4.550	216	451	5.217
Spostamento di voci /riclassifiche				-
Alienazioni/Svalutazioni				-
Alienazione fondi				-
Ammortamenti 2019	-623	-72	-127	-822
Netto contabile 31.12.2019	3.927	144	324	4.395

I diritti d'uso IFRS 16 sono relativi alla prima applicazione del nuovo principio IFRS 16 – Leases.

L'iscrizione si riferisce alle seguenti fattispecie contrattuali:

- Locazioni di fabbricati per 3.927 migliaia di euro;
- Locazioni di automezzi specifici (spazzatrici stradali) 144 migliaia di euro;
- Locazione di autovetture (contratti di noleggio a lungo termine di autovetture aziendali in uso promiscuo ai dipendenti) per 324 migliaia di euro.

07.07.04 Partecipazioni

Saldo al 31/12/2019	Euro 72
Saldo al 31/12/2018	Euro -72
Variazione	Euro 0

La partecipazione detenuta dal Gruppo è relativa alla società Sinergie italiane in liquidazione Srl.

Nel mese di gennaio 2020 i liquidatori hanno presentato il bilancio intermedio di liquidazione periodo 01.10.2018 - 30.09.2019 con un utile netto di 3,5 milioni di Euro. Nel bilancio intermedio citato i liquidatori hanno confermato le rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni di Euro. Si tratta di rettifiche rilevate in contropartita della svalutazione di immobilizzazioni immateriali già iscritte nei conti della società e dello stanziamento del Fondo per costi e oneri della liquidazione. Il bilancio di liquidazione evidenzia la riduzione dei rischi e delle attività della società; la società ha in essere esclusivamente il contratto con Gazprom Export LLC di acquisto del gas metano che attualmente rivende alle com-

mercial companies dei soci e le concessioni delle quote di capacità di TAG, gestore austriaco. Come gran parte degli operatori del settore che stanno gestendo con i propri fornitori contratti a lungo termine (cosiddetti take or pay), anche i liquidatori di SINIT Srl hanno rinegoziato il contratto di acquisto a far data dal 01.10.2015.

MOVIMENTI		AI 31/12/2019			AI 31/12/2018		
PARTECIPAZIONI		VALORI IMPRESE			VALORI CONSOLIDATO		
Società - denominazione - sede sociale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile o perdita	%	Valore all'ultimo bilancio approvato	Quota di patrimonio netto	Delta
SINIT Srl in liquidazione Via Turati, 6 Milano	1.000	-3.053	3.467	7,18	72	-219	-147

I dati di SINIT Srl in liquidazione si riferiscono all'esercizio 01.10.2018 – 30.09.2019 approvato dall'assemblea dei soci. SINIT Srl in liquidazione evidenzia una frazione di patrimonio netto di pertinenza di AEB S.p.A. negativo per 147 migliaia di Euro. La partecipata è iscritta in bilancio a 72 migliaia di Euro e non stata oggetto di svalutazione in quanto il piano di liquidazione prevede il sostanziale recupero del valore.

07.07.05 Altre attività finanziarie non correnti

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2019 che al 31 dicembre 2018.

07.07.06 Altre attività non correnti

Saldo al 31/12/2019	Euro 6.298
Saldo al 31/12/2018	Euro 3.587
Variazione	Euro 2.711

La tabella che segue ne dettaglia la composizione:

DESCRIZIONE	Valore netto al 31.12.2019	Valore netto al 31.12.2018
Crediti commerciali	355	182
Crediti v/CSEA	789	-
Crediti per depositi cauzionali passivi	4.118	2.330
Crediti v/personale dipendente	64	71
Crediti v/erario per IRES	272	309
Crediti diversi	6	-
Risconti attivi	694	695
Totale	6.298	3.587

La voce Depositi cauzionali è aumentata, rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto di versamento di deposito cauzionale per rinnovo contratto di dispacciamento prelievo energia elettrica.

I crediti v/CSEA rappresentano la quota esigibile oltre l'esercizio successivo dell'indennizzo riconosciuto dalla CCSEA derivante dalla rideterminazione del coefficiente K (art. 2, comma 5 Del. 32/2019/AR/GAS – ARERA) sui consumi fatturati agli utenti dal IV trimestre 2010 al III trimestre 2012.

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

07.07.07 Imposte differite attive

Saldo al 31/12/2019	Euro 14.073
Saldo al 31/12/2018	Euro 13.398
Variazione	Euro 675

La tabella che segue dettaglia la composizione:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Imposte differite attive per IRES	13.137	12.495
Imposte differite attive per IRAP	936	903
Totale	14.073	13.398

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

IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE	Imponibile IRES	Imposta IRES	Imponibile IRAP	Imposta IRAP	Totale imposte
Fondo Svalutazione crediti	9.747	2.339			2.339
Fondo Rischi	16.278	3.909	15.742	662	4.571
Ammortamento avviamento	3.683	700			700
Ammortamenti	23.309	5.658	6.431	269	5.927
Premi al personale	1.758	422			422
Rettifiche las	88	21	88	5	26
Oneri deducibili per cassa	286	88			88
Totale	55.149	13.398	22.261	936	14.073

07.07.08 Attività non correnti disponibili per la vendita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2019 che al 31 dicembre 2018.

07.07.09 Rimanenze

Saldo al 31/12/2019	Euro 5.084
Saldo al 31/12/2018	Euro 4.782
Variazione	Euro 302

Le rimanenze risultano essere così costituite:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.938	1.806
Lavori in corso su ordinazione	10	10
Merci da rivendere	3.136	2.966
Totale	5.084	4.782

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e manutenzione degli impianti e dai materiali necessari per l'operatività delle società del Gruppo. Le merci da rivendere si riferiscono alle rimanenze di fine anno di prodotti farmaceutici presenti nelle sette farmacie gestite dal Gruppo per complessivi 982 migliaia di euro (965 migliaia di euro nel 2018) e di gas nei siti di stoccaggio per 832 migliaia di euro (2.001 migliaia di euro nel 2018).

07.07.10 Crediti commerciali

Saldo al 31/12/2019	Euro 69.494
Saldo al 31/12/2018	Euro 70.910
Variazione	Euro -1.416

La composizione dei crediti commerciali è la seguente:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Crediti verso clienti	77.053	77.122
Crediti v/Servizio Sanitario nazionale	116	133
Crediti verso socio industriale	563	391
Crediti da Certificati verdi	1.184	1.184
Crediti v/controllante	1.273	1.976
Totale crediti commerciali	80.189	13.398
Fondo svalutazione crediti	-10.695	-9.896
Totale	69.494	70.910

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

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Crediti per fatture emesse	41.612	41.333
Crediti per fatture da emettere	35.441	35.789
Totale crediti	77.053	77.122
Fondo svalutazione crediti fiscale	-1.220	-858
Fondo svalutazione crediti non fiscale	-9.475	-9.038
Totale crediti al netto del fondo	66.358	67.226

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

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Crediti per fatture emesse	718	587
Crediti per fatture da emettere	555	1.389
Totale	1.273	1.976

07.07.11 Crediti per imposte

Saldo al 31/12/2019	Euro 3.996
Saldo al 31/12/2018	Euro 2.041
Variazione	Euro 1.955

La composizione dei crediti per imposte è la seguente:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Crediti IRES	2	836
Crediti IRAP	109	291
Credito verso erario per IVA	18	478
Credito per imposte consumo gas ed energia	3.609	237
Crediti per altre imposte	258	199
Totale	3.996	2.041

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

07.07.12 Altre attività correnti

Saldo al 31/12/2019	Euro 9.195
Saldo al 31/12/2018	Euro 7.481
Variazione	Euro 1.714

La composizione delle altre attività correnti è la seguente:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Crediti verso istituti previdenza	-	57
Crediti verso CSEA	6.245	4.028
Crediti verso comuni	475	475
Crediti diversi	175	148
Crediti v/controllante	90	90
Ratei e risconti attivi	2.210	2.683
Totale	9.195	7.481

I crediti v/CSEA sono costituiti principalmente da: da crediti per componente commercializzazione gas (830 migliaia di euro), crediti per bonus gas (266 migliaia di euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (419 migliaia di euro), crediti per TEE acquistati e non ancora annullati (1.283 migliaia di euro), crediti per rimborso oneri diversi (661 migliaia di euro), crediti per indennizzo riconosciuto dalla CCSEA derivante dalla rideterminazione del coefficiente K (art. 2, comma 5 Del. 32/2019/AR/GAS – ARERA) sui consumi fatturati agli utenti dal IV trimestre 2010 al III trimestre 2012 (2.591 migliaia di euro).

La voce crediti v/Comuni è relativa ai corrispettivi "una tantum" versati alle stazioni appaltanti incaricate di esperire le gare d' Ambito per il rinnovo delle concessioni gas per la copertura degli oneri di gara.

Nei ratei e risconti attivi sono ricompresi: oneri assicurativi per 576 migliaia di euro, provvigioni ad agenti per 644 migliaia di euro, sconti commerciali per 131 migliaia di euro, oneri per fidejussioni per 78 migliaia di euro spese pubblicitarie per 17 migliaia di euro, spese legali per 125 migliaia di euro, canoni e manutenzioni 269 migliaia di euro, altri costi di competenza esercizio successivo 339 migliaia di euro. Ratei per 31 migliaia di euro.

07.07.13 Altre attività finanziarie correnti

Tale voce che non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2019.

Al 31.12.2018 ammontava a 4.676 migliaia di euro. La voce accoglieva le partecipazioni in Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl assegnate ai soci mediante distribuzione del dividendo straordinario. Alla data del 31.12.2018 alcuni soci non avevano perfezionato l'acquisizione di tali partecipazioni. Per il medesimo valore nelle altre passività correnti era esposto il debito verso tali soci per dividendo non ancora liquidato.

07.07.14 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Saldo al 31/12/2019	Euro 13.148
Saldo al 31/12/2018	Euro 19.200
Variazione	Euro -6.052

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

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Denaro e valori in cassa	102	88
Depositi bancari e postali	13.046	19.112
Totale	13.148	19.200

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

Patrimonio Netto e Passività

07.07.15 Patrimonio Netto

Saldo al 31/12/2019	Euro 244.901
Saldo al 31/12/2018	Euro 240.548
Variazione	Euro 4.353

PATRIMONIO NETTO	di Gruppo	di terzi	totale
Saldo al 31/12/2019	241.490	3.411	244.901
Saldo al 31/12/2018	178.880	61.668	240.548
Variazione	62.610	-58.257	4.353

Il patrimonio netto è così composto:

PATRIMONIO NETTO	Parziali	Importo
CAPITALE		109.578
Riserva sovrapprezzo azioni		56.886
Riserva legale		14.623
Riserva statutaria		14.975
Altre riserve:		
Riserva da trasformazione D.Lgs267/00	6.812	
Fondo contributi in conto capitale per investimenti	1.291	
Riserva per imposte anticipate	1.022	
Riserva straordinaria	37.103	
		46.228
Riserva da transizione IFRS/IAS		1.756
Utili (perdite) consolidati a nuovo		-14.237
Utile (perdita) d'esercizio di Gruppo		11.681
Patrimonio netto di Gruppo		241.490
Patrimonio netto di Terzi		
Capitale e riserve di Terzi	3.054	
Utile (perdita) d'esercizio di pertinenza di Terzi		357
Patrimonio netto di Terzi		3.411
Patrimonio netto consolidato di Gruppo e di Terzi		244.901

Con Atto Notaio Roncoroni del 30 dicembre 2019 è stata realizzata un'operazione di "Aumento di capitale sociale con conferimento di partecipazioni societarie", già menzionata in precedenza, per effetto della quale il capitale di AEB è stato aumentato da Euro 84.192 migliaia a Euro 109.578 migliaia. L'aumento di capitale, con esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441 del Codice Civile, è stato sottoscritto e liberato da parte di alcuni Comuni e di due società parteci-

pate da Comuni mediante il conferimento delle partecipazioni dagli stessi detenute nelle società Gelsia Srl, RetiPiù Srl e Gelsia Ambiente, già controllate da AEB, allo scopo di consentire a quest'ultima di acquisire il controllo integrale delle prime due e di portare al 70% la quota di controllo nella terza.

L'aumento di capitale ha comportato l'emissione di n. 253.860 nuove azioni del valore nominale di Euro 100,00, maggiorate di un sovrapprezzo di Euro 167,50, interamente sottoscritte e liberate mediante conferimento di partecipazioni da parte dei Comuni di Lissone, Cesano Maderno, Nova Milanese, Varedo, Bovisio Masciago, Biassono e Ceriano Laghetto, e delle società ASSP S.p.A. e GSD S.r.l.

Le modalità di determinazione del prezzo di emissione delle nuove azioni di AEB SpA e la valutazione delle società coinvolte nell'operazione, a supporto della definizione del concambio azionario, sono state definite e quantificate sulla scorta della perizia di stima appositamente predisposta dall'Advisor indipendente "Archè Srl". Nel rispetto della disciplina prevista dall'art. 2441 c.c., sono state richieste e ottenute le previste relazioni da parte del Collegio Sindacale e della Società di revisione legale dei conti di AEB, che hanno entrambi confermato la congruità del prezzo di emissione delle azioni così determinato.

L'aumento di capitale in oggetto è stato sottoposto alla disciplina prevista dal secondo comma, lettera b), dell'art. 2343-ter c.c., con stesura di una relazione di stima del valore delle partecipazioni conferite da parte di un esperto indipendente. Come già illustrato nella Nota 6-04 "Partecipazioni", il valore complessivo dei conferimenti effettuati è stato determinato pari a complessivi Euro 67.908 migliaia, di cui Euro 25.386 migliaia a titolo di capitale ed Euro 42.522 migliaia a titolo di sovrapprezzo.

Nel corso dell'esercizio 2019, inoltre, AEB ha proceduto all'acquisto di azioni proprie per un controvalore complessivo di Euro 2.712 migliaia.

Tale operazione è stata eseguita, come da deliberazione Assembleare del 6 febbraio 2019, nei confronti del Comune di Muggiò, ed ha riguardato 16.087 azioni detenute da tale Ente, che AEB ha acquisito ad un prezzo unitario di Euro 168,58; l'operazione ha comportato l'iscrizione di una riserva negativa di patrimonio netto di importo pari al controvalore delle azioni acquisite, come sopra indicato.

Si segnala infine l'ingresso nella compagnia azionaria, avvenuto nel mese di giugno 2019, di un nuovo socio, il Comune di Barlassina, al quale sono state cedute n. 10 azioni proprie ad un controvalore unitario di Euro 188,00 come definito in data 6 febbraio 2019 dall'Assemblea dei soci.

Per effetto delle operazioni sopra descritte, il capitale di AEB S.p.A. al 31 dicembre 2019, interamente sottoscritto e versato, ammonta a Euro 109.578.200 ed è costituito da n. 1.095.782 azioni del valore nominale di Euro 100,00 cadauna.

La movimentazione del patrimonio netto è dettagliata nel prospetto specifico.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto della Capogruppo e patrimonio netto consolidato

Il prospetto di raccordo fra il risultato netto consolidato ed il patrimonio netto consolidato e l'ammontare dell'utile netto e del patrimonio netto risultanti dal bilancio d'esercizio della Società Capogruppo al 31.12.2019, comparato con quello al 31.12.2018, è il seguente:

DESCRIZIONE	31.12.2019		31.12.2018	
	Risultato esercizio	Patrimonio Netto	Risultato esercizio	Patrimonio Netto
SALDO DA BILANCIO D'ESERCIZIO AEB S.P.A.	4.760	250.270	31.794	183.044
ELIMINAZIONE VALORE DI CARICO PARTECIPAZIONI CONSOLIDATE				
Differenza fra valore di carico e valore pro-quota del patrimonio netto delle partecipate		10.268		15.790
Risultati pro-quota conseguiti dalle partecipate	12.168		27.512	
DIFFERENZA DI CONSOLIDAMENTO	-	1.292	-	1.292
ELIMINAZIONE OPERAZIONI INTERCOMPANY				
Eliminazione operazioni straordinaria di conferimento ramo d'azienda a Gelsia Energia realizzata nel 2003	-	(2.983)	-	(2.983)
Eliminazione contratti locazione Infragruppo IFRS16 da AEB a Gelsia e Gelsia Ambiente dal 2019	22,00	19,00	-	-
Eliminazione operazioni straordinaria di vendita impianto da AEB a Gelsia realizzata nel 2017	1,00	-5,00	1,00	-6,00
Eliminazione operazioni straordinaria di cessione rami amministrativi dalle società controllate ad AEB realizzata nel 2018	53,00	-198,00	-251,00	-251,00
Eliminazione operazioni straordinaria di conferimento ramo d'azienda a RetiPiù realizzata nel 2011	832	(17.173)	954	(18.005)
Eliminazione dei dividendi da controllate	(6.155)	-	(36.884)	-
Eliminazione plusvalenza cessione quote società controllate	-		(14.259)	
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto di pertinenza del GRUPPO	11.681	241.490	8.867	178.881
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto di pertinenza di terzi	357	3.411	2.982	61.668
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto Consolidati	12.038	244.901	11.849	240.549

07.07.16- 21 Finanziamenti

La composizione dei finanziamenti è la seguente:

VOCE DI BILANCIO	31/12/2019		31/12/2018	
	16	21	16	21
Tipologia	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti
Mutuo concesso da BPS (3,5 milioni)	1.034	273	1.307	265
Mutuo concesso da BPS (2 milioni)	722	150	872	146
Mutuo concesso da BPS (3,6 milioni)	1.186	317	1.503	308
Mutuo concesso da BPS (9 milioni)	2.395	930	3.325	914
Mutuo concesso da BPS (4 milioni)	1.064	413	1.477	406
Mutuo concesso da BPS (0,77 milioni)	243	79	322	77
Mutuo concesso da BPS (0,75 milioni)	350	75	425	74
Mutuo concesso da BPS (5 milioni)	1.281	1.010	2.273	1.014
Mutuo concesso da BCC Barlassina				116
Mutuo Bo-Dexia	921	293	1.213	286
Mutui concessi da CDP		52	52	50
Finanziamento TLR Regione Lombardia	66	66	132	66
Debiti per diritti d'uso IFRS16	3.713	740		
Finanziamento da fornitore				52
Ratei passivi su finanziamenti		69		86
Totale	12.975	4.467	12.901	3.860

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

TIPOLOGIA	SCADENZA				
	Entro l'esercizio successivo	Entro 2 anni	Entro 5 anni	Oltre i 5 anni	Totale
Mutui verso istituti di credito	3.247	3.308	4.843	124	11.522
Mutui verso altri finanziatori	411	366	621	0	1.398
Debiti per diritti d'uso IFRS16	740	766	1.995	952	4.453
Ratei passivi su finanziamenti	69	0	0	0	69
Totale	4.467	4.440	7.459	1.076	17.442

07.07.17 Altre passività non correnti

Saldo al 31/12/2019	Euro 15.662
Saldo al 31/12/2018	Euro 14.262
Variazione	Euro 1.400

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Depositi cauzionali da clienti	5.259	5.666
Risconto su contributo a fondo perso L. 488	210	240
Risconti su contributi c/impianti	10.164	8.299
Ratei e risconti passivi	29	57
Totale	15.662	14.262

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

07.07.18 Fondi per benefici ai dipendenti

Saldo al 31/12/2019	Euro 3.840
Saldo al 31/12/2018	Euro 3.903
Variazione	Euro -63

La Società, in applicazione dello IAS 19, ha incaricato un esperto indipendente per la valutazione attuariale dei debiti verso dipendenti a benefici definiti. Il saldo esposto nella voce in esame rappresenta il debito della Società verso i dipendenti in forza alla chiusura del periodo, quantificato in conformità allo IAS 19 secondo le risultanze dei calcoli attuariali appositamente predisposti.

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Saldo iniziale del valore delle obbligazioni relative al TFR	3.903	4.112
Benefici pagati	-488	-276
Obbligazioni relative al TFR cedute	-7	-
Variazione attuariale obbligazione IAS 19	376	-
Oneri finanziari sulle obbligazioni assunte	56	67
Totale	3.840	3.903

07.07.19 Fondi per rischi e oneri

Saldo al 31/12/2019	Euro 19.291
Saldo al 31/12/2018	Euro 17.370
Variazione	Euro 1.921

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

DESCRIZIONE	31/12/2018	Incrementi	Decrementi	31/12/2019
Fondo vertenze con il personale	85	15	0	100
Fondi per benefici ai dipendenti	985	0	-495	490
Fondo oneri contrattuali	16.300	3.434	-2.290	17.444
Altri fondi area personale	0	1.257	0	1.257
Totale	17.370	4.706	-2.785	19.291

L'incremento nella voce altri fondi area personale è dovuto all'esposizione dell'onere per la retribuzione incentivante così classificato in considerazione dell'iter di quantificazione ed approvazione che consente di giungere alla sua precisa definizione solo in un tempo successivo e variabile rispetto alla formazione del bilancio, seppur normalmente contenuto entro l'esercizio successivo.

Il fondo per benefici ai dipendenti copre benefici futuri sia al personale dipendente che pensionato.

Il fondo oneri contrattuali, destinato a coprire passività potenziali di natura contrattuale, è stato adeguato in base all'evoluzione delle vertenze e passività potenziali sorte in esercizi precedenti nonché a fronte di quelle manifestatesi nell'esercizio. In particolare è così costituito:

- per 226 migliaia di euro a copertura dei rischi derivanti dai conferimenti che hanno permesso la costituzione del Gruppo e delle successive operazioni di cessioni di attività a soggetti terzi;
- per 807 migliaia di euro a copertura di rischi inerenti l'ammortamento dell'avviamento derivante dalla valutazione della farmacia acquisita di Bovisio Masciago;
- per 1.872 migliaia di euro per oneri derivanti dalla sostituzione contatori gas metano nel rispetto degli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell'ARERA;
- per 158 migliaia di euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto "canone ricognitorio";
- per 608 migliaia di euro per oneri derivanti dalla perequazione del servizio gas ed energia elettrica;
- per 23 migliaia di euro per stima conguaglio 2018 polizza RCT/RCO;
- per 750 migliaia di euro per il minor valore stimato derivante dalla riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Macallè, Seregno;
- per 2.031 migliaia di euro per il minor valore stimato derivante dalla riclassificazione urbanistica del terreno in Lissone;
- per 963 migliaia di euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- per 200 migliaia di euro per rischi derivanti da contenziosi legali/tributari;
- per 2.496 migliaia di euro per sostituzione contatori gas elettronici e contatori elettrici 1G;
- per 1.173 migliaia di euro rischi da differenza tra il Valore di Indennizzo dei cespiti distribuzione gas ed il corrispondente valore a Patrimonio Netto;
- per 50 migliaia di euro per oneri collegati alle pratiche utenti in default;
- per 50 migliaia di euro per rischio applicazioni penali a seguito verifica odorizzante;
- per 5.484 migliaia di euro a copertura di passività potenziali di natura contrattuale e normativa anche in relazione ai procedimenti che le autorità regolatorie attivano periodicamente.

07.07.20 Fondi imposte differite passive

Saldo al 31/12/2019	Euro 3.530
Saldo al 31/12/2018	Euro 3.620
Variazione	Euro -90

La tabella che segue ne dettaglia la composizione:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Imposte differite per IRES	2.955	3.028
Imposte differite per IRAP	575	592
Totale	3.530	3.620
Totale	3.530	3.620

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

IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE	Imponibile IRES	Imposta IRES	Imponibile IRAP	Imposta IRAP	Totale imposte
Fiscalità latente da fusione	82	19	82	3	22
Ammortamenti	226	54	147	7	61
Rivalutazioni prima adozione IAS	2.878	692	2.878	112	804
Rettifiche prima adozione IAS	76	18	76	3	21
Dividendi	33	8			8
Plusvalori su beni conferiti	9.037	2.164	9.037	450	2.614
Totale	12.332	2.955	12.220	575	3.530

07.07.22 Debiti commerciali

Saldo al 31/12/2019	Euro 37.823
Saldo al 31/12/2018	Euro 40.702
Variazione	Euro -2.879

I debiti commerciali sono così composti:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Debiti verso fornitori per fatture ricevute	15.560	22.596
Debiti verso fornitori per fatture da ricevere	19.485	15.740
Debiti verso socio industriale	2.433	1.937
Debiti verso controllante	345	429
Totale	37.823	40.702

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

07.07.23 Debiti per imposte

Saldo al 31/12/2019	Euro 2.823
Saldo al 31/12/2018	Euro 1.816
Variazione	Euro 1.007

I debiti per imposte sono così composti:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Debiti per imposte consumo gas metano ed energia elettrica	308	608
Debiti per canone abbonamento televisivo	437	387
Debiti v/erario per ritenute alla fonte	816	724
Debiti per altre imposte	5	6
Debiti v/erario per IVA	306	
Debiti v/erario per IRES	757	-
Debiti v/erario per IRAP	194	91
Totale	2.823	1.816

07.07.24 Altri debiti

Saldo al 31/12/2019	Euro 7.241
Saldo al 31/12/2018	Euro 12.907
Variazione	Euro -5.666

Gli altri debiti sono così composti:

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Debiti v/INPS	1.252	1.227
Debiti v/INPDAP	432	504
Debiti v/INAIL	84	186
Fondi previdenza complementare	198	172
Debiti v/ENASARCO	22	14
Debiti verso soci per dividendi da liquidare	-	4.676
Debiti v/personale	1.443	2.098
Debiti v/Provincia per addizionali rifiuti	122	121
Acconti da clienti	-	4
Debiti v/CSEA	2.495	2.453
Altri debiti	288	250
Risconto su contributo a fondo perso L. 488	30	30
Risconti su contributi c/ impianti	630	1.082
Altri ratei e risconti	245	90
Totale	7.241	12.907

I risconti su contributi c/impanti riguardano i contributi ricevuti per la realizzazione di nuovi impianti che vengono rilasciati annualmente in quota parte con la stessa aliquota di ammortamento dei beni realizzati con il contributo stesso. Il decremento nella voce debiti verso il personale è dovuto alla diversa esposizione dell'onere per la retribuzione incentivante già commentata in relazione nei fondi rischi ed oneri.

Conto economico complessivo

07.07.26 Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Saldo al 31/12/2019	Euro 227.654
Saldo al 31/12/2018	Euro 211.022
Variazione	Euro 16.631

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

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Vendita e distribuzione gas metano	107.191	108.055
Vendita e distribuzione energia elettrica	62.384	504
Produzione teleriscaldamento ed energia da cogenerazione	4.601	172
Gestione calore e impianti	388	430
Igiene ambientale	39.486	32.391
Canoni idrici	1.537	1.576
Vendite e prestazioni farmacie	8.507	8.835
Centro Sportivo	845	826
Illuminazione pubblica	502	340
Lampade votive	209	210
Prestazioni alla clientela	1.475	1.560
Ricavi da altre attività	529	395
Totale	227.654	211.022

Il Gruppo AEB è operativo nella Lombardia occidentale.

Vendita, distribuzione e misura gas metano

I ricavi relativi al servizio gas metano sono costituiti dai corrispettivi per la vendita e per la distribuzione di gas metano. Il Gruppo, con le sue società, ha gestito entrambe le precipitate attività rilevando ricavi verso terzi per 107.191 migliaia di euro (108.055 migliaia di euro nel 2018) così composti:

- 11.910 migliaia di euro riguardano il servizio di distribuzione fatturato da RetiPiù a venditori terzi (11.249 migliaia di euro nel 2018);
- 3.599 migliaia di euro rimborsati da RetiPiù a CCSE per perequazione tariffaria (-4.041 migliaia di euro nel 2018);
- 98.880 migliaia di euro quale fatturato di settore di Gelsia Srl (100.847 migliaia di euro nel 2018), dei quali 4.947 migliaia di euro derivano da attività di vendita all'ingrosso, relativi a 26,7 milioni di metri cubi, e 93.933 migliaia di euro derivano da attività di vendita ai clienti finali esterni al Gruppo. Comprendendo anche gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di gas a consumatori finali ammontano a 97.378 migliaia di euro. I metri cubi standard complessivamente venduti da Gelsia Srl alla clientela finale, comprensivi degli autoconsumi del

Gruppo, ammontano a 193,9 milioni di metri cubi. I metri cubi trasportati complessivamente da RetiPiù Srl ammontano a 320,7 milioni di metri cubi standard.

Vendita, trasporto e misura energia elettrica

I ricavi relativi al settore elettrico comprendono sia la vendita che la distribuzione e riguardano sia il mercato vincolato che il mercato libero. Le attività sono svolte da due società del Gruppo e rilevano ricavi per 62.384 migliaia di euro (51.545 migliaia di euro nel 2018) di cui:

- 1.526 migliaia di euro riguardano il servizio di distribuzione fatturato da RetiPiù a venditori terzi (1.453 migliaia di euro nel 2018);
- 608 migliaia di euro rimborsati per perequazione tariffaria, di cui -162 migliaia di euro da RetiPiù e -446 migliaia di euro da Gelsia Srl (-517 migliaia di euro nel 2018);
- 61.466 migliaia di euro quale fatturato di settore di Gelsia Srl (50.609 migliaia di euro nel 2018), dei quali 810 migliaia di euro riguardano le vendite in borsa ed al Gestore del sistema, 60.656 migliaia di euro derivano da attività di vendita ai clienti finali esterni al Gruppo e attività di reselling. Comprendendo anche gli autoconsumi del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di energia elettrica a consumatori finali e reselling ammontano a 61.261 migliaia di euro per 334.107 Mwh; di questi sono relativi al mercato tutelato di Seregno 5.573 migliaia di euro per 24.760 Mwh, al mercato libero 53.944 migliaia di euro per 299.584 Mwh, all'attività di reselling 1.744 migliaia di euro per 9.763 Mwh.

Cogenerazione, microcogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico

I ricavi relativi alla cogenerazione elettrica ed al teleriscaldamento sono 4.601 migliaia di euro (4.859 migliaia di euro nel 2018) derivanti:

- dalla vendita di energia termica per teleriscaldamento per 3.655 migliaia di euro a 431 clienti, per fatturato principalmente composti da condomini, utenze artigianali ed industriali, enti pubblici (3.762 migliaia di euro nel 2018). Comprendendo anche gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di energia termica ammontano a 3.673 migliaia di euro per 47.610 Mwht, di cui:
- 3.068 migliaia di euro per 39.203 Mwht dall'impianto di cogenerazione di viale Cimitero a Seregno;
- 178 migliaia di euro per 2.116 Mwht dall'impianto presso il Centro sportivo di Seregno;
- 218 migliaia di euro per 2.906 Mwht dall'impianto di Giussano;
- 209 migliaia di euro per 3.385 Mwht da impianti di micro-cogenerazione;
- dalla vendita di energia elettrica prodotta e fatturata a terzi per 185 migliaia di euro (161 migliaia di euro nel 2018).

Considerando anche i corrispettivi autofatturati perché utilizzati dalla società per fornire i clienti elettrici, la produzione complessiva di 15.826 Mwhe ha generato ricavi per 1.176 migliaia di euro, di cui:

- 870 migliaia di euro per 14.659 Mwhe dall'impianto di cogenerazione di viale Cimitero a Seregno;
- 126 migliaia di euro per 450 Mwhe dall'impianto presso il Centro sportivo di Seregno;
- 19 migliaia di euro per 512 Mwhe dalla produzione di impianti fotovoltaici, a cui sono da aggiungere 122 migliaia di euro per contributi da tariffa incentivante;
- 39 migliaia di euro per 205 Mwhe dagli impianti di micro-cogenerazione già attivati;
- dalla vendita di vapore e calore da recupero a società specializzata nella produzione di detersivi per 414 migliaia di euro per 11 milioni di kg.;
- da prestazioni a clienti del teleriscaldamento per 347 migliaia di euro.

I ricavi per l'attività di gestione calore, consistente nella manutenzione degli impianti termici, nella fornitura di metano ad uso riscaldamento e nella effettuazione di lavori diversi, effettuata da Gelsia Srl a favore di 25 utenze e terzi, ammontano a 388 migliaia di euro, di cui 129 migliaia di euro per la realizzazione di opere (dato 2018: 430 migliaia di euro).

Igiene Ambientale

I ricavi per la gestione del servizio igiene ambientale derivano dai corrispettivi per la gestione dei servizi ambientali in ventisette Comuni. Gli stessi ammontano a 39.486 migliaia di euro (dato 2018: 32.391 migliaia di euro) dei quali 33.048 migliaia di euro da corrispettivi da prestazioni da enti locali, 3.306 migliaia di euro da contributi Conai e 3.132 migliaia di euro da vendite e prestazioni diverse.

Farmacie

I ricavi per la gestione del servizio farmacie, pari a 8.507 migliaia di euro (dato 2018: 8.835 migliaia di euro), di cui 8.297 migliaia di euro da vendite di prodotti, derivano dall'attività delle tre farmacie presenti sul territorio di Seregno oltre ai punti vendita di Biassono, Bovisio Masciago, Besana in Brianza e Giussano.

Illuminazione pubblica

I ricavi per il servizio dell'illuminazione pari a 502 migliaia di euro (dato 2018: 340 migliaia di euro) derivano dalla gestione della rete e dalla realizzazione degli impianti all'interno del Comune di Seregno e Cesano Maderno.

Altri settori

Settore idrico

I ricavi per l'utilizzo delle reti idriche di proprietà a Brianzacque Srl ammontano a 1.537 migliaia di euro (dato 2018: 1.576 migliaia di euro).

Settore Centro sportivo

I ricavi per la gestione del Centro sportivo di Seregno, pari a 845 migliaia di euro (dato 2018: 826 migliaia di euro) derivano dall'attività dell'impianto gestito dalla società Capogruppo e sono principalmente generati dalle piscine coperte e scoperte, oltre che dagli altri impianti (campi da tennis, palazzetto sportivo).

Settore lampade votive

I ricavi per il servizio lampade votive pari a 209 migliaia di euro (dato 2018: 210 migliaia di euro) derivano dalla gestione della rete dei cimiteri di Seregno e Giussano.

Prestazioni alla clientela e altri ricavi diversi

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

07.07.27 Altri ricavi e proventi

Saldo al 31/12/2019	Euro 18.062
Saldo al 31/12/2018	Euro 10.482
Variazione	Euro 7.580

Gli altri ricavi e proventi sono così composti:

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019		ESERCIZIO 2018	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Ricavi da locazioni immobili	16	22		
Rimborsi diversi	9.810	5.705		
Certificati verdi	0	0		
Altri ricavi e proventi	774	470		
Proventi straordinari	6.110	2.964		
TOTALE ALTRI		16.710		9.161
Utilizzo contributi c/impanti	613	621		
Contributi c/esercizio	739	700		
TOTALE ALTRI		1.352		1.321
ALTRI RICAVI E PROVENTI		18.062		10.482

L'incremento nella voce rimborsi è dovuto all'acquisizione, a seguito della liquidazione del Consorzio Provinciale Brianza Milanese, della gestione amministrativa degli smaltimenti per i Comuni partecipanti alla gara a doppio oggetto da parte di Gelsia Ambiente Srl. I ricavi sono esposti nella voce rimborsi ed i relativi costi nella voce delle prestazioni "smaltimenti".

07.07.28 Acquisti

Saldo al 31/12/2019	Euro 100.055
Saldo al 31/12/2018	Euro 95.238
Variazione	Euro 4.817

I costi per acquisti sono così composti:

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Acquisti gas metano	60.896	63.771
Acquisti energia elettrica	21.768	16.968
Acquisti prodotti farmaceutici	5.506	5.749
Acquisti macchinari e materiale di consumo	6.799	4.642
Acquisti sacchi e contenitori per igiene urbana	1.331	959
Acquisto carburante per autotrazione	1.706	1.471
Acquisto materiale per la filiera	1.927	1.279
Acquisti diversi	122	399
Totale	100.055	95.238

07.07.29 Variazione delle rimanenze

Saldo al 31/12/2019	Euro 302
Saldo al 31/12/2018	Euro 443
Variazione	Euro -141

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

Saldo al 31/12/2019	Euro 83.127
Saldo al 31/12/2018	Euro 69.653
Variazione	Euro 13.474

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 2019	ESERCIZIO 2018
Spese per lavori e manutenzioni	8.252	8.944
Spese per prestazioni tecniche e amministrative	5.263	4.154
Spese per pubblicità e promozione	1.941	1.372
Spese per vigilanza pulizie e simili	549	437
Spese per comunicazioni	1.628	1.387
Spese per trasporti	1.029	570
Spese per servizi per il personale	1.540	1.386
Spese per assicurazioni	984	1.035
Spese per consumi acqua, gas ed energia	144	99
Spese per trasporto su reti gas metano	9.201	7.192
Spese per trasporto su reti energia elettrica	31.687	25.845
Compensi organi sociali	370	364
Spese per smaltimento rifiuti	7.389	6.553
Canoni di manutenzione.	1.720	1.605
Spese per servizi diversi	5.707	2.396
Totale	77.404	63.339

COSTI PER GODIMENTO DI BENI DI TERZI	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Affitti sedi, uffici, magazzini	308	939
Noleggi impianti, macchinari, automezzi	918	604
Diritti affidamento servizio	4.451	4.430
Altri costi	46	341
Totale	5.723	6.314

La voce, a seguito dell'applicazione dello IFRS 16, accoglie esclusivamente gli oneri per il godimento delle seguenti tipologie di contratto:

- contratti con durata inferiore o uguale a 12 mesi;
- contratti relativi a beni di modesto valore unitario (inferiore a circa Euro 5 migliaia);
- contratti ove non è previsto un controllo completo del bene da parte dell'utilizzatore e gli accordi per i servizi in concessione (IFRIC 12).

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

SPESE FUNZIONAMENTO ORGANI SOCIALI	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Compensi CDA	166	167
Compenso Collegio Sindacale	119	124
Compenso Revisore Legale	49	49
Altri organi sociali	36	24
Totale	370	364

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

SPESE PRESTAZIONI TECNICHE E AMMINISTRATIVE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Prestazioni amministrative	1.780	1.205
Prestazioni tecniche	960	948
Prestazioni agenti e venditori	1.147	867
Prestazioni per recupero crediti	70	87
Prestazioni informatiche	370	275
Prestazioni legali	436	416
Prestazioni per farmacie	67	37
Lettura contatori	199	215
Stampa e imbustamento	194	78
Altre prestazioni	40	26
Totale	5.263	4.154

07.07.31 Costi per il personale

Saldo al 31/12/2019	Euro 33.964
Saldo al 31/12/2018	Euro 31.026
Variazione	Euro 2.938

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

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Salari e stipendi	23.667	21.227
Costo lavoro temporaneo	709	727
Oneri sociali	7.819	7.490
Trattamento di fine rapporto		
> Quota fondo tesoreria INPS	738	691
> Quota ai fondi pensione	746	635
Altri costi	285	256
Totale	33.964	31.026

Si segnala, separatamente per categorie, il numero dei dipendenti delle imprese incluse nel consolidamento con il metodo integrale presenti al 31.12.2019.

PERSONALE - NUMERO MEDIO

			Esercizio 2019		Esercizio 2018		Delta 2019/2018
AEB	n.	90,02	13,9%	55,79	9,7%	34,23	61,4%
Gelsia	n.	66,81	10,3%	87,34	15,2%	-20,53	-23,5%
Gelsia Ambiente	n.	369,59	56,9%	305,48	53,2%	64,11	21,0%
RetiPiù	n.	122,61	18,9%	125,66	21,9%	-3,05	-2,4%
Consolidato AEB	n.	649,03	100,0%	574,27	100,0%	74,76	13,0%

PERSONALE - DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE

			Esercizio 2019		Esercizio 2018		Delta 2019/2018
AEB	n.	109	15,6%	115	17,6%	-6	-5,2%
Gelsia	n.	72	10,3%	70	10,7%	2	2,9%
Gelsia Ambiente	n.	390	55,9%	350	53,4%	40	11,4%
RetiPiù	n.	127	18,2%	120	18,3%	7	5,8%
Consolidato AEB	n.	698	100,0%	655	100,0%	43	6,6%

PERSONALE - DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE

			Esercizio 2019		Esercizio 2018		Delta 2019/2018
Dirigenti	n.	7	1,0%	7	1,1%	0	0,0%
Quadri	n.	32	4,6%	34	5,2%	-2	-5,9%
Impiegati	n.	246	35,2%	236	36,0%	10	4,2%
Operai	n.	413	59,2%	378	57,7%	35	9,3%
Consolidato AEB	n.	698	100,0%	655	100,0%	43	6,6%

07.07.32 Altri costi operativi

Saldo al 31/12/2019	Euro 3.178
Saldo al 31/12/2018	Euro 2.507
Variazione	Euro 671

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 2019	ESERCIZIO 2018
Imposte e tasse	426	435
Contributi associativi	195	179
Liberalità	115	78
Altri oneri	1.327	852
Oneri straordinari	1.115	963
Totale	3.178	2.507

07.07.33 Costi per lavori interni capitalizzati

Saldo al 31/12/2019	Euro 12.227
Saldo al 31/12/2018	Euro 11.490
Variazione	Euro 737

I costi per lavori interni capitalizzati sono così composti:

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Costi per acquisti materiali	5.300	3.450
Costi per prestazioni di lavori	3.392	4.575
Costi del personale	3.517	3.453
Altri costi	18	12
Oneri straordinari	1.115	963
Totale	12.227	11.490

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

07.07.34 Ammortamenti e svalutazioni

Saldo al 31/12/2019	Euro 16.477
Saldo al 31/12/2018	Euro 15.135
Variazione	Euro 1.342

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza dell'esercizio, suddivise tra ammortamento delle attività immateriali, ammortamento delle attività materiali e ammortamento dei diritti d'uso IFRS16. Gli ammortamenti sono stati calcolati secondo quanto già descritto nel paragrafo relativo ai criteri di valutazione.

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019		ESERCIZIO 2018	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Amm.to diritti di brevetto e utilizzo opere ingegno	11	10		
Ammortamento concessioni, licenze e marchi	443	572		
Ammortamento infrastrutture per accordi in concessione	791	606		
Amm.to software	818	890		
Amm.to altre immobilizzazioni immateriali	668	758		
TOTALE AMMORTAMENTI ATTIVITÀ IMMATERIALI	2.731	2.836		
Ammortamento fabbricati	656	627		
Ammortamento impianti e macchinari	9.145	8.899		
Ammortamento attrezzature industriali-commerciali	2.229	1.902		
Ammortamento altri beni	894	871		
TOTALE AMMORTAMENTI IMMOBILI IMPIANTI MACCHINARI	12.924	12.299		
Ammortamento fabbricati	623			
Ammortamento impianti e macchinari	72			
Ammortamento altri beni	127			
TOTALE AMMORTAMENTI DIRITTI D'USO IFRS16	822	-		
TOTALE AMMORTAMENTI	16.477	15.135		

L'incremento è dovuto agli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio e alla prima applicazione del nuovo principio IFRS 16 – Leases.

07.07.35 Accantonamenti

Saldo al 31/12/2019	Euro 4.259
Saldo al 31/12/2018	Euro 4.993
Variazione	Euro -734

Gli accantonamenti sono così composti:

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Accantonamenti per rischi su crediti	810	555
Accantonamenti per rischi e oneri	3.449	4.438
Totale	4.259	4.993

07.07.36 Ricavi e costi non ricorrenti

Saldo al 31/12/2019	Euro 287
Saldo al 31/12/2018	Euro -
Variazione	Euro 287

La voce riguarda il rilascio di 287 mila euro dal fondo rischi, da parte delle società del gruppo Retipiù Srl, a seguito della chiusura di contenziosi legali ed al ricalcolo dei maggiori oneri derivanti dal collocamento in quiescenza del personale già inquadrato nel CCNL Elettrico.

Tale voce non presentava valori al 31 dicembre 2018.

Gestione finanziaria

07.07.37 Proventi da partecipazioni

Saldo al 31/12/2019	Euro -
Saldo al 31/12/2018	Euro 1.984
Variazione	Euro -1.984

I proventi da partecipazione del 2018 erano costituiti dalla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione nella società Commerciale Gas & Luce Srl.

07.07.38 Proventi finanziari

Saldo al 31/12/2019	Euro 124
Saldo al 31/12/2018	Euro 112
Variazione	Euro 12

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Interessi attivi su depositi bancari	5	7
Interessi da clienti per ritardato pagamento	101	90
Interessi da clienti per dilazioni pagamento	17	14
Interessi attivi da altri	1	1
Totale	124	112

07.07.39 Oneri finanziari

Saldo al 31/12/2019	Euro 434
Saldo al 31/12/2018	Euro 467
Variazione	Euro -33

Gli oneri finanziari sono così composti:

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Interessi passivi bancari	-	1
Interessi passivi su finanziamenti	204	329
Interessi passivi su leasing	-	1
Interessi passivi v/fornitori	3	2
Interessi passivi a clienti su depositi	36	12
Altri interessi passivi	35	32
Interessi su diritti d'uso IFRS16	89	0
Interest cost TFR	67	90
Totale	434	467

07.07.40 Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze cambio

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2019 che al 31 dicembre 2018.

07.07.41 Rettifiche di valore di partecipazioni e attività finanziarie

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2019 che al 31 dicembre 2018.

07.07.42 Imposte

Saldo al 31/12/2019	Euro 5.121
Saldo al 31/12/2018	Euro 4.664
Variazione	Euro 457

Le imposte sono così composte:

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Imposte correnti IRES	4.899	4.105
Imposte correnti IRAP	933	730
Totale imposte correnti	5.832	4.835
Imposte differite passive IRES	-73	-98
Imposte differite passive IRAP	-17	-22
Totale imposte correnti	-90	- 120
Imposte differite attive IRES	-589	-36
Imposte differite attive IRAP	-32	-15
Totale imposte differite attive	-621	- 51
Totale imposte	5.121	4.664

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

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

Informativa sull'impiego di strumenti finanziari

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

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

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

Classi di strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari iscritti nella situazione patrimoniale finanziaria sono così raggruppabili per classi. Il fair value degli strumenti finanziari non è stato calcolato puntualmente, poiché il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(IMPORTI ESPRESI IN MIGLIAIA DI EURO)	31/12/19								31/12/18	
	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammort.to	Totale	Fair Value alla data di bilancio	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammort.to	Totale	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITÀ FINANZIARIE										
Crediti commerciali	69.494		355	69.849	69.849	70.910		162	71.072	71.072
Altre attività correnti	9.195			9.195	9.195	7.480			7.480	7.480
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	13.148			13.148	13.148	19.200			19.200	19.200
PASSIVITÀ FINANZIARIE										
Finanziamenti M/L Termine		-12.856	-12.856		-12.856			-16.511	-16.511	-16.511
Finanziamenti breve Termine			0		0				0	0
Finanziamenti per diritti d'uso		-4.454	-4.454		-4.454				0	0
Altri debiti finanziari		-132	-132		-132			-250	-250	-250
Depositi cauzionali	-4.118			-4.118	-4.118	-5.666			-5.666	-5.666
Debiti commerciali	-37.823			-37.823	-37.823	-40.702			-40.702	-40.702

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito da parte del Gruppo è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali che non presentano una particolare concentrazione, essendo l'esposizione creditizia suddivisa su un largo numero di controparti e clienti.

Il Gruppo ha posto in atto azioni che permettono di gestire efficacemente i crediti commerciali attraverso un sistema che consente di raccogliere le informazioni necessarie per il monitoraggio e il controllo, oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione del credito. Le società consolidate accantonano un fondo svalutazione per perdite di valore che riflette la stima delle possibili perdite sui crediti commerciali, le cui componenti principali sono svalutazioni specifiche individuali di esposizioni scadute significative e svalutazioni generiche di esposizioni omogenee per scadenze. Di seguito viene fornita un'analisi dell'anzianità dei crediti commerciali e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo effettuati.

CREDITI COMMERCIALI (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/19	31/12/18
Crediti commerciali totali	80.544	79.101
Fondo svalutazione crediti	-10.695	-9.896
Crediti commerciali netti	69.849	69.205
Crediti commerciali totali	80.544	79.101
di cui scaduti da più di 12 mesi	10.140	10.591

FONDO SVALUTAZIONE CREDITI (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/19	31/12/18
Fondo inizio periodo	9.896	10.373
Accantonamenti	810	1.063
Utilizzi/rilasci	-11	-603
Fondo fine periodo	10.695	10.833

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

ESPOSIZIONE AL RISCHIO DI CREDITO (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/19	31/12/18
Crediti commerciali totali	80.544	79.101
Altre attività correnti	9.195	7.480
Crediti commerciali netti	89.739	86.581

GARANZIE RICEVUTE (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/19	31/12/18
Depositi cauzionali da clienti	4.118	5.666
Totale	4.118	5.666

Rischio di tasso

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

STRUMENTI FINANZIARI FRUTTIFERI (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/19	31/12/18
A TASSO FISSO		
Attività finanziarie	13.148	19.200
Passività finanziarie	-8.704	-5.916
Crediti commerciali netti	89.739	86.581
A TASSO VARIABILE		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie	-17.310	-16.511
Totale	-12.866	-3.227

STRUMENTI FINANZIARI INFRUTTIFERI (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/19	31/12/18
Attività finanziarie	79.044	78.552
Passività finanziarie	-37.823	-40.702

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)	31/12/19 effetto su		31/12/18 effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva Euribor	-43	-43	-41	-41
Riduzione di [25] bp della curva Euribor	43	43	41	41

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo abbia difficoltà ad adempiere alle obbligazioni associate a passività finanziarie. L'approccio del Gruppo nella gestione di questo rischio è descritto nella relazione sulla gestione. Di seguito viene fornita un'analisi per scadenza dei flussi di cassa a servizio delle passività finanziarie iscritte in bilancio.

PASSIVITÀ FINANZIARIE AL 31/12/2019 (IMPORTI ESPRESI IN MIGLIAIA DI EURO)	Valore contabile	Flussi contrattuali	< 1 Anno	Entro 2 anni	Entro 5 anni	Oltre 5 anni
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON DERIVATE						
Finanziamenti M/L termine	-12.856	-13.290	-3.826	-3.791	-5.548	-125
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-	-	-	-	-	-
Diritti d'uso	-4.454,00					
Altri debiti finanziari	-132	-421	-170	-119	-132	
Depositi cauzionali da clienti	-4.118	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-37.823	-37.823	-37.823			
Totale	-59.383	-51.534	-41.819	-3.910	-5.680	-125

PASSIVITÀ FINANZIARIE AL 31/12/2018 (IMPORTI ESPRESI IN MIGLIAIA DI EURO)	VALORE CONTABILE	FLUSSI CONTRATTUALI	< 1 ANNO	ENTRO 2 ANNI	ENTRO 5 ANNI	OLTRE 5 ANNI
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON DERIVATE						
Finanziamenti M/L termine	-16.511	-17.022	-3.856	-3.761	-8.698	-707
Deb. v/banche finanziamenti a breve	0					
Leasing	0	-4.701	-801	-836	-2.105	-959
Altri debiti finanziari	-250	-250	-116	-67	-67	
Depositi cauzionali da clienti	-5.666	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-40.702	-40.702	-40.702			
Totale	-63.129	-62.675	-45.475	-4.664	-10.870	-1.666

Accordi non risultanti dalla situazione Patrimoniale e Finanziaria

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

07.08 Rapporti con i soggetti controllanti

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

RAPPORTI ECONOMICI		Comune di Seregno	
CONTRATTI ATTIVI PER IL GRUPPO		2019	2018
Prestazioni		5.758	5.616
Varie			
Totale		5.758	5.616
CONTRATTI PASSIVI PER IL GRUPPO		2019	2018
Prestazioni		1.001	1.014
Varie			
Totale		1.001	1.014
Totale delta ricavi - costi		4.757	4.602

RAPPORTI PATRIMONIALI		COMUNE DI SEREGNO	
ATTIVI PER IL GRUPPO		2019	2018
Commerciali		1.272	1.976
Vari		90	90
Totale		1.362	2.066
PASSIVI PER IL GRUPPO		2019	2018
Commerciali		346	429
Utile da liquidare		-	-
Totale		346	429
Totale delta attivo - passivo		1.016	1.637

07.09 Impegni contrattuali e garanzie

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

DESCRIZIONE	ESERCIZIO 2019	ESERCIZIO 2018
Rete illuminazione cimiteriale	68	68
Centro sportivo in gestione	9.512	9.512
Avalli e fidejussioni	36.785	41.944
Totale	46.365	51.524

Ha ricevuto fidejussioni da clienti e fornitori per 5.082 migliaia di euro. Nel corso dell'esercizio non sono stati sottoscritti ulteriori impegni contrattuali.

07.10 Compenso amministratori, sindaci e società di revisione

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

DESCRIZIONE	31/12/2019	31/12/2018
Consiglio di Amministrazione	166	167
Collegio Sindacale	119	124
Totale	285	291

I corrispettivi spettanti alla società di revisione, relativi alla revisione legale dei conti annuali, sono pari a 49 migliaia di euro; non vi sono corrispettivi spettanti alla stessa per servizi di consulenza fiscale né per altri servizi diversi dalla revisione contabile.

I corrispettivi spettanti agli altri organi sociali sono pari a 36 migliaia di euro.

07.11 Informativa in materia di trasparenza delle erogazioni

Si riporta di seguito il dettaglio delle sovvenzioni, contributi, incarichi retribuiti e comunque vantaggi economici di cui alla L. 124/2017, art. 1, comma 25 ricevuti nel corso del 2019 dalle società del Gruppo.

AEB SpA

Per la gestione in via transitoria e in regime "di fatto" del centro sportivo il Comune di Seregno ha stanziato, per l'esercizio 2019, Euro 60.000 per la copertura dei costi vivi non coperti dai ricavi degli ingressi. La liquidazione di tale importo non è ancora avvenuta.

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 326.348.

Gelsia Ambiente Srl

Durante l'esercizio 2018 Gelsia Ambiente Srl 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 3.274.

La Società inoltre fruisce dell'agevolazione fiscale della riduzione dell'aliquota dell'accisa sul gasolio per autotrazione. L'importo a bilancio per competenza ammonta ad Euro 108.388; nel corso dell'esercizio sono stati utilizzati i crediti derivanti da tale agevolazione, mediante compensazione pari ad Euro 66.870.

I ricavi per l'attività di gestione del servizio di igiene ambientale sono tutti riferibili a contratti gestiti secondo le regole del mercato.

Gelsia Srl

Durante l'esercizio 2019 Gelsia Srl 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 991.

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 120.603; la tariffa incentivante incassata ammonta ad Euro 117.697.

RetiPiù Srl

Durante l'esercizio 2019 Retipiù srl ha ricevuto per il progetto Metrotranvia Parco Nord – Seregno FS il contributo di euro 1.730.764 dalla Città Metropolitana di Milano. Nel 2017 è stata sottoscritta una convenzione tra RetiPiù, Provveditorato alle OOPP di Lombardia ed Emilia Romagna del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti e Città Metropolitana di Milano, per la regolazione dei rapporti connessi alla mappatura, alla progettazione esecutiva e alla realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas ed energia elettrica in gestione o di proprietà di RetiPiù e la costruenda Metrotranvia Milano Parco Nord – Seregno.

Nell'ambito di lavori previsti dalla Provincia di Monza e della Brianza per il completamento della variante alla SP6 per il centro ospedaliero di Monza, nel 2013 si è provveduto a progettare ed eseguire gli interventi di risoluzione delle interferenze con le reti del gas di proprietà di RetiPiù in comune di Lissone. I lavori sono stati completati nell'anno 2018, mentre il relativo contributo di euro 22.977, erogato dalla Provincia di Monza e Brianza è pervenuto nell'anno 2019

07.12 Eventi di rilievo verificatisi durante l'esercizio

Inquadramento Strategico

Nel primo semestre 2019, è stato sviluppato con la collaborazione della società Arthur D. Little un progetto di inquadramento strategico dell'intero Gruppo AEB. Il progetto era propedeutico alla definizione degli indirizzi strategici per il futuro del Gruppo.

Studio di fattibilità con A2A S.p.a.

In data 17 ottobre AEB e A2A hanno firmato una lettera di intenti per l'avvio di uno studio di fattibilità che individui un percorso di crescita del Gruppo AEB grazie al supporto di A2A.

Variazioni della compagine societaria in Gelsia Ambiente s.r.l. e RetiPiù s.r.l.

Nel corso del 2019 si è perfezionata l'assegnazione della partecipazione detenuta in Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù S.r.l. da Gelsia Srl, deliberata da questa a fine 2018. In conseguenza di questo perfezionamento sono entrati a far parte della compagine societaria delle rispettive società:

- in data 5 febbraio il comune di Nova Milanese e il comune di Varedo;
- in data 17 aprile il comune di Bovisio Masciago;
- in data 24 aprile la società GSD Srl
- in data 27 giugno il comune di Cesano Maderno e alla società ASSP Spa;
- in data 11 novembre il comune di Ceriano Laghetto.

Riassetto societario

In data 30 dicembre è terminato il progetto riorganizzativo della struttura societaria del Gruppo, con il conferimento delle partecipazioni detenute dai soci delle società Gelsia S.r.l., RetiPiù S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l., tranne la società A2A Integrambiente S.r.l. alla società AEB S.p.a, a seguito del quale la Società detiene il 100% di Gelsia S.r.l., il 100% di RetiPiù S.r.l. e il 70% Gelsia Ambiente S.r.l

Nomina dell'O.d.V.

Nel mese di gennaio i Consigli di Amministrazione hanno nominato i rispettivi Organismi di Vigilanza, che svolgono anche funzioni di OIV, Organismo Interno di Valutazione.

Verifica agenzia delle entrate e accertamento Gelsia Srl

L'Agenzia delle Entrate, al termine di una verifica, iniziata nel mese di settembre 2019, mirata alla verifica dei rapporti tra Gelsia S.r.l. e Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione (SINIT) ai fini Ires, Irap e IVA per i periodi di imposta 2013 e 2014, ha rilasciato, in data 23/10/2019, Processo Verbale di Constatazione (PVC).

Gli accertatori hanno contestato a Gelsia che parte del prezzo pagato a Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione per la fornitura di gas sarebbe andata a coprire esigenze di quest'ultima alle quali, invece, i soci della stessa (tra i quali AEB S.p.A.) avrebbero dovuto far fronte mediante il meccanismo del finanziamento, non deducendo i costi. La conseguenza fiscale sarebbe il mancato versamento di Ires, Irap e IVA, che dev'essere recuperata.

In base alle risultanze del PVC, in data 24/12/2019 l'Agenzia delle Entrate ha notificato a Gelsia S.r.l. e ad AEB S.p.A. (per via del consolidato fiscale) una serie di avvisi di accertamento per euro 2,8 milioni.

Contenzioso fiscale RetiPiù Srl

In data 5 dicembre 2018 l'Agenzia delle Entrate ha notificato a RetiPiù Srl ed AEB S.p.A., in quanto consolidante fiscale, avviso di accertamento per l'anno 2013 per maggiori imposte IRES ed IRAP pari complessivamente a circa 39 mila euro, oltre ad interessi e sanzioni. In data 29 gennaio 2019 RetiPiù Srl e AEB S.p.A. hanno presentato ricorso innanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano.

In data 21/10 la commissione ha pronunciato sentenza di accoglimento del ricorso, annullando il provvedimento impugnato.

Impugnazione Linee Guida ANAC n. 11

AEB SpA e RetiPiù Srl, unitamente ad altre società del settore, hanno impugnato le linee guida in materia di applicazione dell'articolo 177 del D.lgs 50/2016. Sono pendenti giudizi sia innanzi al TAR Lazio sia avanti al Consiglio di Stato.

Contenzioso con Edilombarda avverso a procedimento del comune di Seregno

La società in oggetto ha presentato ricorso avverso all'ordinanza del Comune di Seregno di demolizione di opere realizzate nei primi anni 2000, in assenza di provvedimento autorizzativo. Il ricorso è stato notificato anche ad AEB S.p.A. in qualità di gestori di servizi a rete. La società si è costituita in giudizio evidenziando la propria estraneità rispetto alle contestazioni. Il giudizio di merito è pendente. Il TAR ha respinto l'istanza cautelare di Edilombarda. Quest'ultima ha presentato ricorso per motivi aggiuntivi riproponendo istanza cautelare, accolta dal TAR.

Acquisto partecipazione comune di Muggiò

In data 4 marzo è stato sottoscritto l'atto di acquisto di azioni proprie relative alla partecipazione detenuta dal comune di Muggiò pari al 1,911%, per un valore di 2,712 mln€.

Contenzioso TEA S.p.A.

Nel contenzioso instaurato dai soci di SINIT nei confronti del socio TEA S.p.A., per il mancato rispetto degli impegni contrattuali assunti, il Tribunale ha rigettato la domanda principale delle attrici, ha accolto in parte la domanda subordinata ed ha risolto l'accordo per inadempimento di TEA S.p.A., limitatamente al rapporto contrattuale tra quest'ultima e le attrici, ha rigettato la domanda di condanna generica ex art 278 c.p.c. (nei confronti di TEA S.p.A.), ha condannato TEA S.p.A. a rimborsare alle attrici il 50% delle spese processuali. I soci di SINIT hanno proposto appello avverso la sentenza del tribunale.

Progetto Farmacie

In data 6 maggio è stata riaperta la farmacia di S. Valeria nel comune di Seregno, chiusa per 3 settimane a seguito di ristrutturazione. In data 22 luglio è avvenuta l'apertura della nuova farmacia di via Colzani nel comune di Seregno.

Acquisto partecipazione in Gelsia S.r.l.

In data 10 maggio, è stato sottoscritto l'atto di acquisto della partecipazione detenuta dal comune di Macherio/Canarbinò in Gelsia, pari allo 0,069% del capitale sociale, per un valore di euro 103 migliaia.

Ingresso nella compagine societaria del comune di Barlassina

In data 27 giugno il comune di Barlassina è entrato nel capitale sociale con l'acquisto di 10 azioni al prezzo di 188 euro codauna del valore nominale di 100 euro.

Composizione Consiglio di Amministrazione

In data 29 luglio l'Assemblea dei soci ha risolto il rapporto con il Consiglio di Amministrazione in vigore e ricomposto il Consiglio di Amministrazione con presidente Loredana Bracchitta e consiglieri Maurizio Lissoni, Federico Maffezzini, Leonardo Solera, Patrizia Ombretta Samantha Goretti. Ne è nato un contenzioso con due dei componenti uscenti riguardante i corrispettivi mancati fino alla conclusione del periodo di nomina dei Consiglieri che riguardava l'approvazione del bilancio 2019. L'importo in questione è pari a Euro 22.640.

Passerella via allo Stadio

La società ha affidato l'appalto per la sistemazione della passerella di via allo stadio. I lavori si completeranno nel mese di maggio.

Verifica ispettato 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. La vertenza è stata definita senza sostanziali oneri per la società.

Verifica GSE per conferma certificati verdi da teleriscaldamento e per il riconoscimento della qualifica CAR

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. Con lettera del 30.08.2019 il GSE ha richiesto alla società il ritorno dei certificati verdi per n. 23.596 certificati verdi per euro 1.863.239,28 oltre euro 590.957,27 per l'anno 2016 (INCENTIVO GRIN). La società ha accantonato integralmente la somma a fondo rischi (2,5 milioni di euro). Nella vicenda de qua la società è assistita dallo studio legale Gianni Origoni Grippo Cappelli & Partners che ha provveduto a presentare ricorso avverso alle conclusioni del GSE. I procedimenti sono in corso.

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 QEti 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 potevano partecipare. Le società aderenti hanno inviato della documentazione a CSEA entro il 31 maggio 2019, secondo modalità che la stessa CSEA aveva fissato. La responsabilità di gestione del Meccanismo è attribuita a CSEA che entro il 30 aprile 2019 aveva il compito di pubblicare sul proprio sito internet la modulistica per la presentazione dell'istanza e 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.

Le relative partite verranno liquidate 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. Per quanto concerne la società con lettera del 31-07-2019 CSEA ha riconosciuto alla società un rimborso pari a 3,1 milioni di euro, la prima tranne di 789 mila euro è già stata erogata nei primi mesi del 2020.



Incarico a Bain e Company per la verifica della posizione della società rispetto al mercato.

I tratti salienti dell'analisi hanno evidenziato una base cliente molto fedele alla società, la necessità di offerte chiare ed economiche, servizi aggiuntivi nelle offerte, migliorare la penetrazione nel settore vendita energia elettrica.

Variazione del Consiglio di Amministrazione

In data 3 giugno è stato nominato consigliere di amministrazione Marcello Milani, in sostituzione del consigliere Mauro De Cillis.

Nomina del Collegio Sindacale

In data 30 aprile l'Assemblea ordinaria di Gelsia Ambiente ha nominato il nuovo Collegio Sindacale così composto:

- Riccardo Tofani, Presidente;
- Ivana Brivio, Sindaco effettivo;
- Giampaolo Dessi, Sindaco effettivo.

Nuovi servizi attivati ai Comuni

Nel corso dell'anno sono la società ha ampliato il suo perimetro di attività, stipulando convenzioni con i comuni come di seguito:

- in data 01 gennaio è stato attivato il servizio di raccolta e spazzamento per il comune di Briosco;
- in data 01 febbraio è stato attivato il servizio di raccolta e spazzamento per il comune di Veduggio;
- in data 01 febbraio è stato attivato il servizio di raccolta e spazzamento per il comune di Renate;
- In data 01 giugno è stato attivato il servizio di raccolta per il comune di Misinto;
- In data 01 luglio è stato attivato il servizio di smaltimento/trattamento per il comune di Barlassina;
- In data 01 luglio è stato attivato il servizio di raccolta e spazzamento per il comune di Carate Brianza.

Accordo transattivo con Lura Maceri Srl

In data 15/03/2019 è stato sottoscritto un accordo transattivo con la società Lura Maceri Srl volto a definire l'esposizione debitoria. L'accordo prevede la dilazione del pagamento

07.13 Eventi di rilievo verificatisi dopo la chiusura dell'esercizio

Emergenza Covid 19

Successivamente alla data di redazione del bilancio, non devono essere sottovalutato un fattore di instabilità recentemente manifestatisi quale l'emergenza e la diffusione del Covid 19 (di seguito "Coronavirus") che, nei primi mesi del 2020, ha impattato l'attività economica in Italia, oltre che l'attività economica mondiale.

Il fenomeno Coronavirus si è manifestato in Cina a ridosso della data di riferimento del bilancio, ma solo nella prima parte del 2020 che l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha dichiarato l'epidemia da COVID-19 un'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale.

Il Gruppo ha avviato la valutazione degli effetti di tale sviluppo sulla propria attività per valutarne gli impatti e, in considerazione dell'attività esercitata e della struttura patrimoniale e finanziaria, ritiene che non sussistano ad oggi elementi tali da far sorgere dubbi significativi circa la continuità aziendale.

Inoltre, al fine di garantire la salute dei propri dipendenti, nonché della cittadinanza servita, ha adottato misure per la riduzione del rischio di contagio nel rispetto delle linee guida emanate dal governo italiano.

Le misure consistono nell'adozione di procedure atte al contenimento del rischio di contagio durante l'attività aziendale, alla fornitura di dpi per i propri dipendenti, alla fornitura di disinfettanti e al rafforzamento della pulizia e sanificazione degli uffici e mezzi, riduzione degli accessi agli uffici sia dei terzi che del personale utilizzando call e video conference e l'applicazione estesa del lavoro agile.

Aggregazione AEB S.p.A- A2A S.p.A.

AEB S.p.A. e A2A S.p.A. hanno deciso di intraprendere un progetto comune di sviluppo, avente come obiettivo principale la condivisione di linee strategiche di crescita volte - attraverso la valorizzazione delle singole società di settore, dei loro brand e del loro attuale presidio territoriale -all'attivazione di sinergie commerciali, industriali ed operative, tramite un'aggregazione industriale e societaria.

In data 27 gennaio 2020 il Consiglio di Amministrazione di AEB ha approvato un progetto societario di natura straordi-

naria che prevede l'ingresso nel capitale sociale di A2A S.p.A. tramite la scissione di un Ramo di Azienda di Unareti S.p.A. contenente attività di distribuzione del gas naturale e la partecipazione della società A2A Illuminazione Pubblica S.r.l. In data 30 aprile l'Assemblea dei soci di AEB S.p.A. ha approvato il progetto di scissione. A seguito dell'approvazione del progetto, la società ASSP S.p.A. e il comune di Meda hanno comunicato la loro volontà di recedere dal capitale della Società.

Verifica agenzia delle entrate e accertamento

Allo stato attuale, AEB S.p.A. e Gelsia S.r.l. hanno presentato istanza di accertamento in adesione per vagliare la disponibilità dell'Agenzia a definire la vertenza. In data 14/02/2020 si è tenuto il primo incontro interlocutorio con l'Agenzia delle Entrate e ne seguiranno altri.

Attualmente è in corso la valutazione della convenienza di una chiusura in adesione o, in alternativa, quella di impugnare gli avvisi.

L'agenzia delle entrate stante la pubblicazione del Decreto "Rilancio" e la norma di cui all'art. 158 ivi contenuta, che non dà più spazio a dubbi circa la cumulabilità della sospensione dei termini di impugnazione in presenza di procedura di adesione con le sospensioni introdotte dai Decreti "Cura Italia" e "Liquidità", hanno convenuto con la società di proseguire nel tentativo di raggiungere un accordo in adesione come ha mandato dato al professionista.

Il professionista ha verbalmente confermato i motivi che ci portano a ritenere infondati gli avvisi di accertamento dell'Agenzia e manifestato la volontà – a parole condivisa dall'Ufficio – di voler chiudere la controversia in adesione. Alcune simulazioni interne con i consulenti potrebbero determinare una prima proposta di adesione all'Agenzia delle Entrate fondata sul criterio di abbattimento della marginalità ritratta da Sinergie Italiane in relazione alle vendite di gas (Gazprom) nei confronti delle Commercial Companies, con un onere ipotizzabile tra 174.500 euro circa (sanzioni e interessi compresi) e euro 50.000.

Verifica GSE per conferma certificati verdi da teleriscaldamento

Il contenzioso con il GSE per la richiesta di restituzione di parte dei certificati verdi è in essere. Inoltre, nel mese di gennaio 2020 sul portale del GSE, notificato anche via pec, ha accettato il conguaglio relativo all'anno 2017 per euro 1,3 milioni di euro da liquidarsi nel 2020 (credito iscritto in bilancio 1,18 milioni di euro).

Obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica

Con la determinazione n. 1/2020 – DMRT del 31 gennaio 2020, parzialmente rettificata con determina 14 aprile 2020 4/2020 – DMRT, l'Autorità ha definito gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2020 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2018. Per RetiPiù Srl, l'obbligo quantitativo per l'anno 2020 è fissato in 46.292 Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi).

Con il documento di consultazione DCO 47/2020/R/EFR del 20 febbraio 2020, l'Autorità, ha presentato i propri orientamenti in merito al contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE, in considerazione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019, confermando sostanzialmente il quadro definito sino ad oggi.

Seregno, 29 maggio 2019

Il Direttore Generale

Dott. Paolo Cipriano

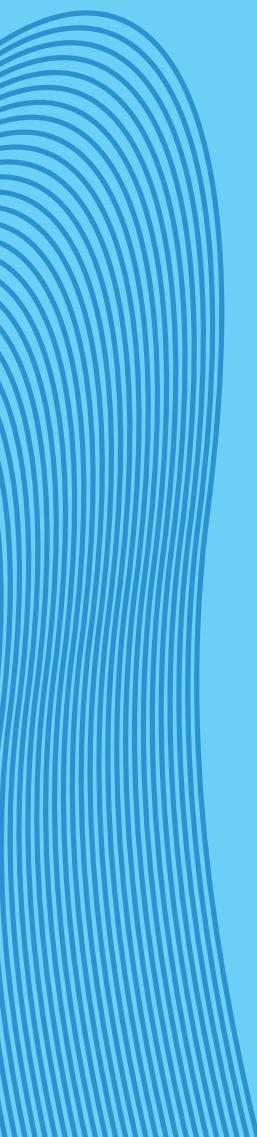
Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Avv. Loredana Bracchitta



Allegati



Relazione Collegio Sindacale

A.E.B. SPA
Ambiente Energia Brianza Spa

Sede Legale: Seregno – Via Palestro, 33
 Capitale Sociale: Euro 109.578.200,00= i.v.

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

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

Signori azionisti, il collegio sindacale, nell'esercizio chiuso al 31.12.2019, ha svolto le funzioni previste dagli artt. 2403 e seguenti C.C.; avendo preventivamente rinunciato ai termini previsti dagli art. 2366 1° c. e 2429 1° c. del Codice Civile, il collegio ha preso in esame il progetto di Bilancio così come approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 29 Maggio 2020.

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

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

La relazione della Società di Revisione legale ex art. D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 relativa al bilancio chiuso al 31.12.2019 è stata predisposta in data 12.06.2020 e non evidenzia rilievi per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

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

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

- Il collegio sindacale tenuto conto della tipologia di attività svolta dalla società e della sua struttura organizzativa e contabile e anche delle dimensioni e problematiche dell'azienda, ha attuato una pianificazione dell'attività di vigilanza, in un'ottica di valutazione dei rischi intrinseci e criticità rispetto alle caratteristiche proprie della stessa.
- È stato, quindi, possibile rilevare che: l'attività tipica svolta dalla società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto all'oggetto sociale; l'assetto organizzativo della società è rimasto sostanzialmente invariato ma si segnala che l'Assemblea degli azionisti in data 29 Luglio 2019 ha provveduto a risolvere il Consiglio di Amministrazione in carica ricomponendolo poi nella composizione di n. 5 membri compreso il Presidente. Le strutture informatiche sono state implementate a fronte dell'adozione da parte della società del sistema informatico "SAP" il cui costo complessivo è stato capitalizzato fra le immobilizzazioni immateriali in corso per un importo pari ad euro 324.000. Il personale è rimasto pressoché invariato con una riduzione di n. 6 addetti a fronte però di un aumento di costi rispetto all'esercizio precedente a fronte della contabilizzazione dei costi di competenza per l'intero esercizio diversamente da quanto avvenuto per il 2018, in cui in corso d'anno era avvenuta la cessione dei rami d'azienda amministrativo-contabili da parte delle società controllate ad AEB. Parte di tali costi sono oggetto di riaddebito alle società controllate.

- È inoltre possibile rilevare come la società abbia operato nel 2019 in termini confrontabili con l'esercizio precedente e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dell'esercizio precedente.
- Riguardo alla struttura societaria si sottolinea che con atto del 30.12.2019 del Notaio Dott. Roncoroni è mutata la compagine sociale, a fronte dell'emissione di n. 253.860 azioni è intervenuto un aumento di capitale in natura al fine di razionalizzare l'assetto partecipativo del gruppo e facendo diventare di fatto AEB S.p.a. una holding controllante al 100% Gelsia S.r.l. e RetiPiù S.r.l. ed al 70% Gelsia Ambiente S.r.l. mediante conferimento in natura delle relative partecipazioni da parte degli azionisti. In relazione a tale evento il Collegio Sindacale ha rilasciato parere positivo sulla congruità del prezzo di emissione delle azioni.
- La presente relazione riassume, quindi, l'attività concernente l'informativa prevista dall'art. 2429, c. 2 C.C. e più precisamente: sui risultati dell'esercizio sociale; sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla norma; sulle osservazioni e le proposte in ordine al bilancio, con particolare riferimento all'eventuale utilizzo da parte dell'organo di amministrazione della deroga di cui all'art. 2423, c. 5 C.C.; sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei soci di cui all'art. 2408 C.C. Si resta, in ogni caso, a completa disposizione per approfondire ogni ulteriore aspetto in sede di dibattito assembleare. Le attività svolte dal collegio hanno riguardato, sotto l'aspetto temporale, l'intero esercizio e nel corso dell'esercizio stesso sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'art. 2404 C.C. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali debitamente sottoscritti per approvazione unanime.

Attività svolta

- Durante le verifiche periodiche, il collegio ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.
- Il collegio ha quindi periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale dell'impresa e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze minime postulate dall'andamento della gestione.
- I rapporti con le persone operanti nella citata struttura - amministratori, dipendenti e consulenti esterni - si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati, avendo chiarito quelli del collegio sindacale.
- In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il collegio sindacale può affermare che:
 - le decisioni assunte dai soci e dall'organo di amministrazione sono state conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere definitivamente l'integrità del patrimonio sociale;
 - sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società;
 - le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge e allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'assemblea dei soci o tali da compromettere l'integrità

del patrimonio sociale; non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;

- nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta:
 - non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiedere la segnalazione nella presente relazione;
 - non si è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 C.C.;
 - non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 C.C.;
 - non sono state fatte denunce ai sensi dell'art. 2409, c. 7 C.C.; come accennato in precedenza il Collegio Sindacale in data 12 Novembre 2019 ha provveduto a rilasciare un parere sulla congruità del prezzo di emissione delle azioni in caso di aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione

A2) Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Bilancio d'esercizio

- Abbiamo esaminato il progetto di bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2019 che è stato messo a nostra disposizione nei termini di cui all'art 2429 C.C., in merito al quale riferiamo quanto segue. Non essendo a noi demandata la revisione contabile del bilancio, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.
- Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2019 è stato approvato dall'organo di amministrazione e risulta costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario e dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, nel rispetto di quanto prescrive l'art. 2423 C.C. e secondo gli schemi previsti dagli articoli 2424 e 2425 C.C.
- L'organo di amministrazione ha altresì predisposto la relazione sulla gestione di cui all'art. 2428 C.C.; tali documenti sono stati consegnati al collegio sindacale in tempo utile affinché siano depositati presso la sede della società corredati dalla presente relazione, e ciò indipendentemente dal termine previsto dall'art. 2429, c. 1 C.C.
- È stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, sulla sua generale conformità alla legge per quello che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- È stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- L'organo di amministrazione, nella redazione del bilancio, non ha derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, c. 4 C.C.
- È stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del collegio sindacale e a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni.

- È stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nella nota integrativa per quanto attiene l'assenza di posizioni finanziarie e monetarie attive e passive sorte originariamente in valute diverse dall'euro.
- Gli "impegni contrattuali e garanzie" risultano esaustivamente illustrati.
- Abbiamo acquisito informazioni dell'organismo di vigilanza e non sono emerse criticità rispetto al modello organizzativo adottato che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- In merito alla proposta dell'organo di amministrazione circa la destinazione del risultato netto di esercizio esposta in chiusura della relazione sulla gestione, il collegio non ha nulla da osservare, facendo peraltro notare che la decisione in merito spetta all'assemblea dei soci.
- Il risultato netto accertato dall'organo di amministrazione relativo all'esercizio chiuso al 31.12.2019, come anche evidente dalla lettura del bilancio, risulta essere positivo per € 4.759.745. Il collegio concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli amministratori in nota integrativa.

Bilancio consolidato

Abbiamo altresì esaminato il progetto di bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019 e messo a nostra disposizione nei termini di cui all'art. 2429 C.C. e approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 29 maggio 2020. La data di chiusura dei bilanci delle società incluse nel consolidato coincide con quella del bilancio della società che procede al consolidato.

Il bilancio consolidato è stato redatto conformemente a quanto dispone D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, e si chiude con un utile di euro 12.037.937.

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

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

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

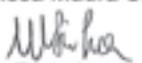
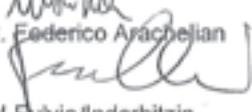
Osservazioni

- Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta il collegio propone all'assemblea di approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2019, così come redatto dagli amministratori.

Seregno, 12 Giugno 2020

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Maura Silva


Dott. Federico Aracchellian

Dott. Fulvio Inderbitzin


Relazione revisore legale

AMBIENTE ENERGIA BRIANZA S.p.A.

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

Bilancio consolidato al 31 Dicembre 2019

SDB/GRO/cpt - RC075582019BD2411

BDO



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

Viale Abruzzi, 94
 20131 Milano

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

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

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. (il Gruppo), costituito dalla situazione patrimoniale - finanziaria al 31 dicembre 2019, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

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

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

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

Gli amministratori della Ambiente Energia Brianza S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del gruppo Ambiente Energia Brianza al 31 dicembre 2019, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato del gruppo Ambiente Energia Brianza al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione sopra richiamata è coerente con il bilancio consolidato del gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. al 31 dicembre 2019 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 giugno 2020

BDO Italia S.p.A.

Simone Del Bianco
Socio

Ambiente Energia Brianza Società Per Azioni
Sede Sociale: Via Palestro, 33 - 20831 Seregno (MB)
Registro Imprese: MB N° 02641080961
R.E.A: N° 1518951
Codice Fiscale e Partita IVA: 02641080961