30 giugno 2019

RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE CONSOLIDATA

Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

INDICE

L'operazione di Aggregazione

Il Gruppo e le Attività gestite

Organi sociali

Dati significativi

- sintesi dati economici, patrimoniali e finanziari
- margine operativo lordo, sintesi per *Business Unit*

Sintesi della gestione al 30 giugno 2019

Quadro Normativo e regolamentare di riferimento

Principali indicatori di performance riferiti alle singole *Business Unit*

- **VENDITA:** sintesi risultati economici e dati gestionali,
- **RETI:** sintesi risultati economici e dati gestionali,
- **ENERGIA E TECNOLOGIE SMART:** sintesi risultati economici e dati gestionali,
- **AMBIENTE:** sintesi risultati economici e dati gestionali,
- **CORPORATE:** sintesi risultati economici.

Altre Informazioni

- Investimenti
- Andamento del titolo
- Rapporti con parti correlate
- Continuità aziendale
- Azioni proprie
- Attività di ricerca e sviluppo
- Relazione sul Governo Societario
- Semplificazione normativa adottata dalla Consob: adesione al Regime opt-out
- Informazioni di rischio qualitative

Eventi rilevanti del primo semestre 2019 ed Eventi successivi

Evoluzione prevedibile della gestione

L'OPERAZIONE DI AGGREGAZIONE

I risultati 2019 si riferiscono al nuovo gruppo post operazione di Aggregazione realizzata lo scorso 1° luglio 2018, mentre quelli al 30 giugno 2018 si riferiscono al precedente perimetro, il confronto pertanto risulta non omogeneo.

Si ricorda che l'operazione di Aggregazione si è perfezionata sulla base di diversi passaggi, tra cui:

- le fusioni per incorporazione in Acsm-Agam S.p.A. di A2A Idro 4 S.r.l., ASPEM S.p.A., AEVV Energie S.r.l., ACEL Service S.r.l., AEVV S.p.A. e LRG S.r.l. (collettivamente, la "Fusione");
- la scissione parziale di A2A Energia a favore di Acsm-Agam avente ad oggetto il ramo d'azienda costituito da rapporti contrattuali con clienti della provincia di Varese nel settore energetico (la "Scissione"); e
- la riorganizzazione di Acsm-Agam a seguito della Fusione e della Scissione, consistente nella razionalizzazione degli *asset* mediante l'esecuzione di vari conferimenti in società di nuova costituzione (interamente controllate da Acsm-Agam) o in altre società esistenti già controllate da Acsm-Agam o di cui quest'ultima sia divenuta socia per effetto della Fusione (i "Conferimenti").

La realtà post Aggregazione costituisce pertanto un operatore quotato con la presenza, quale azionista di riferimento e partner industriale, di A2A che, in virtù del patto parasociale, la consolida integralmente, in assenza di attività di direzione e coordinamento.

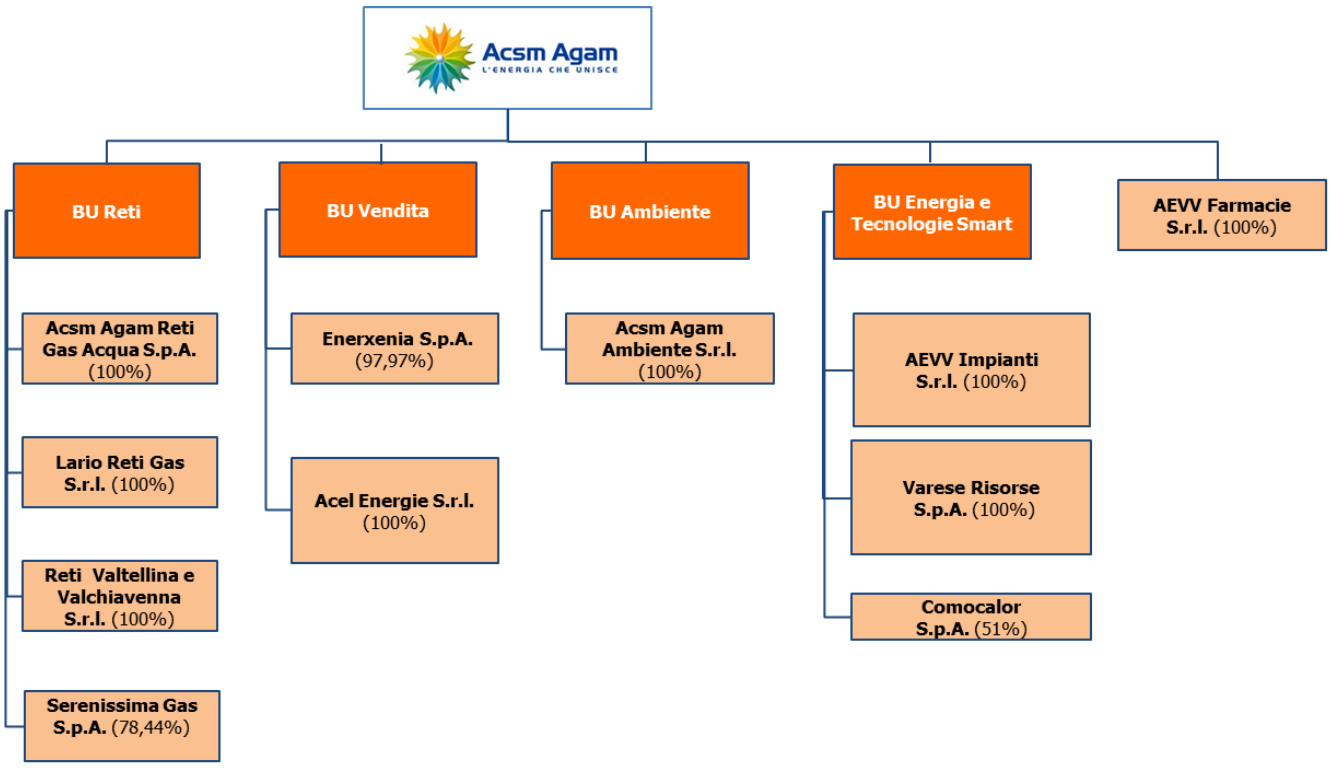
Per effetto dell'Aggregazione, il Gruppo Acsm Agam ha ampliato in modo importante l'ambito delle proprie attività, sia in termini territoriali che di business, ampliando i servizi pubblici gestiti: ed in particolare, risulta ora attivo nei seguenti settori:

- Vendita di gas e energia elettrica (ampliamento attività nelle province di Lecco, Varese e Sondrio, prima concentrate nelle province di Como, Monza e in Veneto);
- Reti idriche (ampliamento attività anche in provincia di Varese, in precedenza concentrata in provincia di Como);
- Reti gas e energia elettrica (quest'ultima attività in Sondrio mentre per le reti gas ampliamento attività nelle province di Lecco, Varese e Sondrio, prima concentrate nelle province di Como, Monza e in Veneto);
- Cogenerazione, teleriscaldamento, gestione del calore e efficienza energetica (ampliamento attività nelle province di Varese, Lecco e Sondrio, prima svolte unicamente nelle province di Monza e Como) e generazione elettrica, anche mediante produzione da impianti fotovoltaici e da 4 centrali idroelettriche in Provincia di Como e microcogenerazione (nuovi business gestiti a Lecco), fornitura gas metano per auto;
- Servizi ambientali tramite il termovalorizzatore di Como e i servizi di igiene urbana (quest'ultima nuova attività in provincia di Varese);
- Illuminazione pubblica (ampliamento attività in provincia di Sondrio) e c.d. *smart-city*;
- Farmacie (nuovi business gestiti a Sondrio);
- Parcheggi urbani (nuovi business gestiti a Sondrio).

IL GRUPPO E LE ATTIVITÀ GESTITE

Le attività del Gruppo Acsm Agam sono organizzate per *business* omogenei (v. *infra*, Principali indicatori economici e operativi riferiti alle singole *business unit*):

- Vendita: a questa *business unit* fanno riferimento Enerxenia S.p.A e Acel Energie S.r.l., società attive nella vendita di gas e energia elettrica.
- Reti: la *business unit* comprende Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A., Lario reti gas S.r.l., Serenissima Gas S.p.A.. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.. Le aziende svolgono servizi di distribuzione gas, energia elettrica e servizio idrico.
- Energia e Tecnologie Smart: questa *business unit* valorizza l'energia con attenzione all'ambiente occupandosi di efficienza energetica, generazione elettrica, gestione calore, nuovi servizi innovativi e smart city, illuminazione pubblica e teleriscaldamento. Alla *business unit* fanno riferimento AEVV Impianti S.r.l., Comocalor S.p.A. e Varese Risorse S.p.A..
- Ambiente: le attività di raccolta rifiuti e quelle di termovalorizzazione sono garantite da Acsm Agam Ambiente S.r.l..



Lo schema rappresentato non espone le partecipazioni non controllate detenute dal Gruppo Acsm Agam (c.d. "Partecipazioni collegate" e "altre partecipazioni").

Società controllate, soggette a direzione e coordinamento

ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Paolo Giuseppe Busnelli	*Presidente*
Marco Canzi	*Vice Presidente*
Marco Rezzonico	*Vice Presidente*
Paolo Soldani	*Amministratore Delegato*
Annamaria Arcudi	*Consigliere*
Maria Ester Benigni	*Consigliere*
Chiara Cogliati	*Consigliere*
Andrea Crenna	*Consigliere*
Alessandra Ferrari	*Consigliere*
Fausto Gusmeroli	*Consigliere*
Paola Musile Tanzi	*Consigliere*
Tommaso Nizzi	*Consigliere*
Fulvio Roncari	*Consigliere*

In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020.

COLLEGIO SINDACALE[1]

Lucia Milani	*Presidente*
Roberta Ricco	*Sindaco*
Paolo Lanzara	*Sindaco*

In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021.

SOCIETÀ DI REVISIONE[1]

E&Y S.p.A. In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2027

[1] Organi nominati dall'Assemblea dei soci in data 10 maggio 2019.

SINTESI DATI ECONOMICI

I risultati 2019 si riferiscono al nuovo Gruppo post Aggregazione, realizzata in data 1 luglio 2018, mentre quelli al 30 giugno 2018 si riferiscono al precedente perimetro, pertanto il confronto risulta non omogeneo.

Valori espressi in migliaia di Euro

Sintesi dati economici	**I sem 2019**	***% su ricavi***	**I sem 2018***	***% su ricavi***	***Delta% 2019/2018***
Ricavi delle vendite e delle prestazioni e altri ricavi e proventi[2]	234.365	100,0%	105.174	*100,0%*	n.s.
Margine Operativo Lordo [3] *ante partite non ricorrenti [4]*	36.911	15,7%	20.331	*19,3%*	81,6%
Margine Operativo Lordo [5] *post partite non ricorrenti*	36.276	15,5%	15.715	*14,9%*	n.s.
Margine Operativo Netto [6]	16.450	7,0%	4.549	*4,3%*	n.s.
Risultato ante imposte	16.663	7,1%	7.871	*7,5%*	n.s.
Utile netto complessivo	10.407	4,4%	6.094	*5,8%*	70,8%
Utile netto del Gruppo	10.076	4,3%	5.358	*5,1%*	88,1%
Risultato per azione	0,0511		0,0699		

* Si segnala che a partire dal secondo semestre 2018, è variato il criterio di esposizione dei certificati ambientali. La modifica ha comportato sul 2018 minori "altri ricavi" per 3,6 milioni di Euro, minori "costi operativi" per 3,9 milioni di Euro e il differenziale, pari a 0,3 milioni di Euro, come accantonamento a fondo rischi). Si segnala, inoltre, che a partire dal secondo semestre 2018 gli accantonamenti a fondi rischi sono riclassificati sotto il Margine Operativo Lordo, unitamente agli ammortamenti e svalutazioni, con impatto positivo per complessivi 0,3 milioni di Euro.
n.s. = non significativo, variazione superiore al 100%.

SINTESI DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI

Valori espressi in migliaia di Euro

Sintesi dati patrimoniali e finanziari	**30.06.2019**	**31.12.2018**
Capitale Investito Netto [7]	551.240	562.317
Patrimonio Netto del Gruppo e di Terzi	478.829	489.504
Posizione Finanziaria Netta[8]	(72.411)	(72.813)
Flusso di cassa del periodo	4.427	6.202

[2] Ricavi complessivi prima delle partite non ricorrenti.

[3] Margine Operativo Lordo (MOL) o EBITDA = Indicatore alternativo di performance operativa, definito come Utile Operativo Lordo, calcolato come la somma del "Risultato operativo netto" (MON o EBIT), calcolato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi), a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e, dal 30 settembre 2018, anche gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle poste non ricorrenti.

[4] Partite (o Poste) non ricorrenti = Transazioni che hanno caratteristica di non ripetibilità negli esercizi futuri.

[5] Margine Operativo Lordo (MOL) = Indicatore alternativo di performance come sopra definito, dopo le partite non ricorrenti.

[6] Margine Operativo Netto (MON) o "Risultato operativo netto" o EBIT= Indicatore alternativo di performance (MON o EBIT), calcolato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi dopo le partite non ricorrenti.

[7] Comprende il capitale immobilizzato (ovvero immobilizzazioni, avviamento, altre attività ed altre passività immobilizzate, fondi rischi e oneri, fondi relativi al personale) e il capitale circolante (rimanenze, crediti commerciali e altri, debiti commerciali e altri).

[8] Posizione Finanziaria Netta: definita in base allo schema contenuto nella comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28-7-2006.

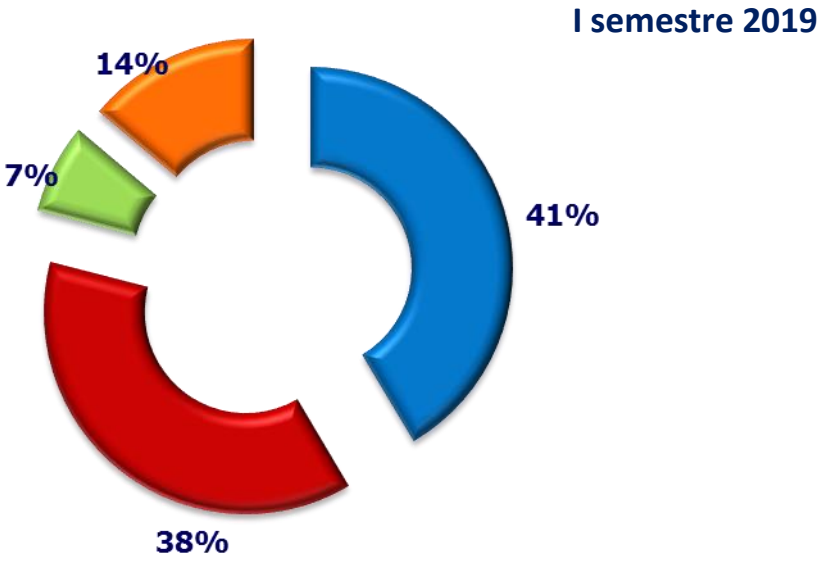
MARGINE OPERATIVO LORDO

Sintesi per *Business Unit*

Margine Operativo Lordo

Ante partite non ricorrenti

Valori in milioni di Euro	I sem 2019	I sem 2018
Vendita	18,0	12,5
Reti	19,9	10,2
Energia e Tecnologie Smart	6,7	3,2
Ambiente	3,4	2,3
Totale BU operative	**47,9**	**28,1**
Servizi Corporate	(11,0)	(7,8)
MOL consolidato *prima delle partite non ricorrenti*	**36,9**	**20,3**



Nel primo semestre 2019 si sono registrate poste non ricorrenti di diversa natura, complessivamente negative e pari a 0,6 milioni di Euro, riguardanti principalmente costi relativi all'integrazione post Aggregazione e contenziosi. Nel primo semestre 2018 si sono rilevate partite non ricorrenti negative pari a 4,6 milioni di Euro, principalmente concentrate nella *business unit* Servizi Corporate, riferite a costi non ricorrenti legati al progetto di Aggregazione.

SINTESI DELLA GESTIONE PRIMO SEMESTRE 2019

I risultati 2019 si riferiscono al nuovo Gruppo post Aggregazione realizzata in data 1 luglio 2018, mentre quelli al 30 giugno 2018 si riferiscono al precedente perimetro, pertanto il confronto risulta non omogeneo.

L'ammontare complessivo dei **ricavi delle vendite consolidate** nel primo semestre 2019 risulta pari a 234,4 milioni di Euro, in importante incremento rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (105,2 milioni di Euro nel 2018[9]) conseguente principalmente all'ampliamento di perimetro delle attività gestite. Sul fronte **costi**, quelli riferiti al personale, al netto delle poste capitalizzate per investimenti, risultano pari a 21,4 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2018 (9,8 milioni di Euro) sempre in conseguenza dell'ampliamento di perimetro delle attività gestite per effetto dell'aumento della struttura post operazione: il numero dei dipendenti del Gruppo è infatti passato da 396 (30 giugno 2018) a 885 al 30 giugno 2019.
Gli altri costi operativi del primo semestre 2019 risultano pari a 176,0 milioni di Euro, in aumento rispetto al 2018 (75,1 milioni di Euro) da attribuirsi principalmente al diverso perimetro.

La **gestione operativa consolidata** del 2019 evidenzia un **Margine Operativo Lordo,** prima delle partite non ricorrenti è pari a 36,9 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2018 (20,3 milioni di Euro).
Nel semestre si sono registrate poste non ricorrenti di diversa natura, complessivamente negative e pari a 0,6 milioni di Euro, riguardanti principalmente costi relativi all'integrazione post Aggregazione e contenziosi. Nel primo semestre 2018 le partite non ricorrenti ammontavano a 4,6 milioni di Euro, principalmente per costi inerenti l'operazione di Aggregazione.

Gli **ammortamenti** relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 18,5 milioni di Euro (9,6 milioni di Euro nel 2018), in incremento principalmente per effetto della citata variazione di perimetro di consolidamento. Nel semestre è stato effettuato un **accantonamento al fondo svalutazione crediti** pari a 1,4 milioni di Euro (1,3 milioni di Euro nel 2018). La voce **accantonamenti a fondi rischi,** a partire dalla situazione trimestrale di settembre 2018, è esposta, unitamente agli Ammortamenti e alle Svalutazioni, sotto il Margine Operativo Lordo, risulta complessivamente positiva e pari a 56 migliaia di Euro per effetto di rilasci fondi (l'accantonamento riferito al 2018, riesposto per effetto della riclassifica TEE, ammonta a 0,3 milioni di Euro e rappresenta il differenziale tra le voci "Altri ricavi e proventi" e "Altri costi operativi" per effetto della differente contabilizzazione).

Il **Margine Operativo Netto** si attesta, pertanto, a 16,5 milioni di Euro, in incremento rispetto ai 4,6 milioni di Euro del 2018, come diretta conseguenza della variazione di perimetro.

La **gestione finanziaria ordinaria** ammonta a -0,3 milioni di Euro, in linea rispetto al 2018 (-0,3 milioni di Euro). La gestione finanziaria del semestre include il provento non ricorrente di 0,6 milioni di Euro

[9] Si segnala che a partire dal secondo semestre 2018, è variato il criterio di esposizione dei certificati ambientali. Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso anche l'esposizione della voce "Altri ricavi e proventi" riferita al 2018 (minori altri ricavi per 3,6 milioni di Euro e minori costi operativi per 3,9 milioni di Euro e per il differenziale pari a 0,3 milioni di Euro come accantonamento a fondo rischi). Si segnala, inoltre, che a partire dal secondo semestre 2018 gli accantonamenti a fondi rischi sono riclassificati, unitamente agli ammortamenti e svalutazioni, sotto il Margine Operativo Lordo. Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso anche l'esposizione del Margine Operativo Lordo 2018, con impatto positivo per complessivi 0,3 milioni di Euro.

riferito alla plusvalenza realizzata dalla Capogruppo sulla cessione della partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l., che al 31 dicembre 2018 era stata riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" per 2,9 milioni di Euro ed è stata ceduta nel mese di gennaio 2019 (v. par. "Eventi rilevanti del 2019 ed Eventi successivi"). La gestione finanziaria del 2018 comprendeva invece il provento non ricorrente di 3,7 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata dalla Capogruppo sulla cessione della partecipazione nella società slovena Mestni Plinovodi d.o.o.. La gestione finanziaria del semestre accoglie inoltre la valutazione a patrimonio netto, negativa e pari a 0,2 milioni di Euro, di due società partecipate.
Il semestre registra, pertanto, una **gestione finanziaria complessiva** positiva e pari a 0,2 milioni di Euro (complessivamente positiva e pari a 3,3 milioni di Euro nel primo semestre 2018).

Il **Risultato Ante Imposte** risulta quindi pari a 16,7 milioni di Euro (7,9 milioni di Euro nel 2018).

Le **imposte** nel primo semestre 2019 sono pari a 6,3 milioni di Euro. L'incidenza del carico fiscale effettivo risulta pari al 37,5%, in sensibile incremento rispetto al 2018 che presentava un *tax ratio* pari al 22,6% (il 2018 includeva il positivo effetto della citata cessione della partecipazione slovena effettuata in regime "*pex*"). L'aliquota effettiva IRAP è pari al 5,8% (6,3% nel 2018), l'aliquota effettiva IRES risulta pari a 26,3% (16,3% nel 2018), mentre gli effetti dell'adeguamento dell'aliquota IRAP sulle differite sono pari 5,4%[10].

Il **Risultato Netto** ammonta a 10,4 milioni di Euro in sensibile incremento rispetto al 2018 (6,1 milioni di Euro) per i motivi sopraesposti.

Il **Risultato Netto del Gruppo** del primo semestre 2019, al netto della quota di utile degli azionisti di minoranza, risulta positivo e pari a 10,1 milioni di Euro, anch'esso in aumento rispetto al 2018 (5,4 milioni di Euro) per quanto sopra evidenziato.

[10] A partire dal 1 gennaio 2019 Acsm-Agam S.p.A., in seguito all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2018 e con le novità apportate dal D.Lgs. 142/2018 è stata classificata come Holding Industriale: come conseguenza l'aliquota Irap è passata dal 4,2% a 4,65% fino ad arrivare al 5,57% per effetto della maggiorazione introdotta dalla Regione Lombardia.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2019

Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Con Delibera 242/2019/A ARERA ha approvato il "Quadro strategico 2019-2021" all'interno del quale sono individuati gli Obiettivi e le Linee di Intervento nei diversi settori regolati con le relative tempistiche di implementazione.

Gli elementi principali su cui si concentrerà l'azione del Regolatore, individuati anche a valle di un ciclo di audizioni con gli stakeholder, sono:

- la "rinnovata" necessità di investimenti: sviluppo sostenibile ed economia circolare richiedono nuovi investimenti sia nei segmenti regolati (es. approvvigionamenti idrici e depurazione, reti DSO-TSO per la gestione delle rinnovabili non programmabili) sia in quelli contendibili (oltre alla generazione anche le attività di trattamento/smaltimento dei rifiuti). La regolazione dovrà incentivare l'innovazione tecnologica, anche attraverso sperimentazioni (progetti pilota di Terna) ed apposite sandboxes regolatorie sul modello anglosassone;
- l'esigenza di garantire segnali di lungo periodo, stabilità e certezza delle regole: in un contesto di profondo mutamento è difficile individuare gli scenari sui quali effettuare analisi costi/benefici, mentre le scelte di investimento (tipicamente capital intensive) richiedono un quadro di certezza. La regolazione dovrà essere flessibile per cogliere le opportunità tecnologiche (digitalizzazione, sviluppo storage, *sectorcoupling*, etc) ma evitare situazioni di lock in tecnologico e *stranded cost*;
- la concorrenza e i consumatori: nei settori energetici l'obiettivo è accompagnare il processo di liberalizzazione dei mercati retail rendendo i consumatori sempre più consapevoli ed assicurando loro adeguati strumenti di tutela. I driver principali saranno l'evoluzione dello *smart metering* e del Sistema Informativo Integrato per favorire il trasferimento delle informazioni e dei segnali di prezzo ai consumatori, e la definizione di una tutela rafforzata per i consumatori più vulnerabili. Dovrà essere, inoltre, intercettato il crescente ruolo del consumatore che partecipa al mercato dell'energia. ARERA offre il proprio sostegno tecnico per un eventuale "trasferimento parziale" degli oneri di sistema sulla fiscalità generale. Nei settori ambientali dovranno essere definiti adeguati standard di qualità del servizio ed efficienza delle gestioni;
- lo sviluppo delle infrastrutture: obiettivo di ARERA è allineare gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori, attraverso strumenti di tipo *output based* (superando il differente trattamento di *OPEX* vs *CAPEX* nella direzione di sistemi *TOTEX*). Viene posta enfasi sull'importanza della digitalizzazione per efficientare i processi e gestire attivamente le reti. Infine la regolazione dovrà integrare nel sistema le nuove configurazioni di produzione e consumo (anche con riferimento alle *energy community* introdotte dal *Clean Energy Package)* e le ricariche dei veicoli elettrici;
- *il settore waste*: definizione di una regolazione "asimmetrica" coerente con la governance multilivello e le caratteristiche tecnico-gestionali dei diversi contesti, che superi la TARI-tributo a favore della tariffa e promuova la capacità del sistema locale di gestire integralmente i rifiuti e l'adeguatezza impiantistica in maniera coerente con gli obiettivi dell'economia circolare. A partire dal 2020 verrà introdotta la regolazione tariffaria dei servizi di raccolta e trasporto, sulla base dei costi efficienti e dei parametri di qualità individuati, mentre la regolazione tariffaria per gli impianti di trattamento è prevista dal 2021;
- Il servizio Idrico Integrato: dopo gli importanti risultati raggiunti in termini di stabilità delle regole e, quindi, di promozione degli investimenti, ARERA individua gli interventi necessari per migliorare

le condizioni di accesso alla risorsa, completare la regolazione lato utente (tariffa pro capite, fascia agevolata, morosità, ecc..), superare le carenze infrastrutturali *(regional water divide)*, migliorare i meccanismi di premi/penalità sulla base delle performance tecniche dei gestori, favorire lo sviluppo tecnologico e la digitalizzazione, con particolare riferimento alla misura. E' previsto un intervento per incentivare il recupero dei fanghi di depurazione;

- I mercati energetici: lo spostamento del valore dalla *commodity* alla disponibilità in particolari momenti e con determinate caratteristiche di flessibilità rende necessaria l'operatività del mercato della capacità e la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento – MSD con l'apertura a tutte le risorse (anche sulla base dei progetti pilota di Terna). E' in corso di predisposizione il nuovo Testo Integrato Dispacciamento Elettrico - TIDE e la revisione della disciplina degli sbilanciamenti, nonché l'avvio immediato del mercato infra-giornaliero in negoziazione continua alle frontiere italiane. Anche nel gas viene ravvisata la difficoltà del sistema attuale di produrre segnali di lungo periodo per gli investimenti e tale situazione potrà richiedere strumenti regolatori specifici. Soprattutto nei nuovi segmenti di mercato della flessibilità particolare focus sarà riservato al monitoraggio dei mercati (REMIT) anche con un'attività di affiancamento da parte di ARERA per garantire la compliance degli operatori;
- Le reti di teleriscaldamento: considerate driver per la decarbonizzazione. La regolazione deve tutelare il consumatore fornendo informazioni chiare e semplici per una partecipazione consapevole al mercato dei servizi di climatizzazione; in quest'ottica è prevista un'attenzione anche ai temi della misura e del demand side management. Lo sviluppo delle reti va valutato in maniera sinergica con le gare per la distribuzione del gas al fine di favorire gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infine, la regolazione dovrà assicurare condizioni tecnico economiche per l'integrazione di nuovi impianti alle reti, previa valutazione dei costi e dei benefici per il sistema.

Si riportano di seguito i provvedimenti normativi e regolamentari di maggiore interesse che hanno riguardato i settori in cui opera il Gruppo Acsm Agam.

Business Unit Reti

Il Gruppo Acsm Agam opera nel settore della distribuzione del gas naturale attraverso le controllate Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (di seguito anche AARGA), Serenissima Gas S.p.A., Lario reti Gas S.r.l. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (REVV).
Il Gruppo opera altresì, dal 1 luglio 2018 anche nel settore della distribuzione elettrica attraverso la controllata REVV.
La regolamentazione normativa del settore gas è tuttora stabilita dal decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164 (c.d Decreto Letta) con le modificazioni introdotte dall'art. 23 del Decreto Legge 273/05 (convertito nella legge 51/2006) e successive modifiche e integrazioni. Il Decreto Letta ha sancito il principio fondamentale che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato esclusivamente a seguito di gara pubblica e che tutte le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del Decreto, comunque affidate, decadano entro il termine ultimo del 31 dicembre 2012.
Con il Decreto Legge 159/2007 (convertito nella legge 222/2007) e s.m.i, per una migliore efficienza e razionalizzazione del sistema, il legislatore ha individuato ambiti territoriali minimi (ATEM) per lo svolgimento delle gare e l'affidamento del servizio di distribuzione del gas e stabilito che gli Enti locali di ciascun ambito territoriale minimo affidino il servizio tramite gara unica.
Con legge 166/2009, di conversione del Decreto Legge "obblighi UE" n. 135/2009 è stato prorogato al 31 dicembre 2012 il termine per la definizione dei bacini ottimali di utenza.

Nel corso del 2011 sono stati emanati i quattro decreti ministeriali che rendono operative le modalità di affidamento del servizio di distribuzione per ambito territoriale. In particolare con il DM 18/10/2011 sono stati determinati i territori dei singoli ambiti individuando i comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale (questi essendo già stati definiti con il primo dei quattro decreti nel mese di gennaio 2011) mentre con il DM 226 del 12/11/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 22 del 27/1/ 2012) è stato emanato il regolamento per i criteri di gara e la valutazione delle offerte.
Nel corso del 2013 il Decreto Legge n. 69 (c.d. "Decreto del Fare"), convertito nella legge 98/2013, ha modificato i termini e le competenze stabilite dal DM 226/2011 introducendo un termine perentorio per le attività preparatorie alle gare d'ambito e prevedendo la possibilità da parte delle Regioni di nominare un commissario *ad acta* per l'avvio delle procedure di gara in caso di inerzia degli enti preposti.
Con DM in data 22 maggio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto che approva le "Linee guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", definendo le modalità operative per la valutazione del valore di rimborso ai gestori uscenti in caso di assenza di specifiche diverse previsioni incluse nelle concessioni stipulate prima dell'entrata in vigore del DM 226/2011 (11 febbraio 2012). Le Linee guida sono state adottate sulla base di quanto stabilito dall'articolo 4, comma 6, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 convertito dalla legge 9 agosto 2013, n. 98 (c.d. decreto Fare) e dell'articolo 1, comma 16, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145 convertito in legge 21 febbraio 2014, n. 9 ("Destinazione Italia").
Infine, a valle delle novità introdotte dalla Legge Concorrenza 2017 in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti articolando le disposizioni in materia in 2 testi integrati.

Le principali novità introdotte, di rilievo soprattutto per le Stazioni Appaltanti, sono relative all'iter di valutazione del valore di rimborso e del bando di gara:

- relativamente alla valutazione del rimborso è previsto un Regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza 2017 a cui potranno accedere gli ambiti per cui (i) l'Ente locale concedente possa certificare anche tramite idoneo soggetto terzo, in possesso di adeguati requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità (la definizione di questi ultimi è demandata agli Enti Locali stessi), che il valore di rimborso è stato determinato applicando le disposizioni contenute nelle Linee Guida 2014; (ii) lo scostamento VIR-RAB, aggregato d'ambito, non risulti superiore all'8%; e che (iii) lo scostamento VIR-RAB relativi ai cespiti di località del singolo Comune non superi il 20%;
- relativamente al bando è stato introdotto un iter semplificato che prevede (almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la sua pubblicazione) l'invio all'Autorità da parte delle Stazioni Appaltati di un prospetto che riporti: (i) i valori di VIR e RAB con i relativi riferimenti temporali per ciascun Comune dell'ambito, che saranno confrontati con quelli presenti nella documentazione di gara; (ii) un estratto del bando di gara e del disciplinare di gara con riferimento agli articoli nei quali sono riportati i criteri di ripartizione dei punteggi massimi tra i criteri e i sub-criteri di gara, che saranno confrontati con le prescrizioni in materia contenute nel cosiddetto Regolamento Gare e (iii) le linee guida programmatiche d'ambito, per le quali sarà valutata la congruità delle analisi costi-benefici e delle condizioni minime di sviluppo.

Si sottolinea che allo stato risultano emanati, per quanto di impatto sulle gestioni di interesse del Gruppo, i bandi relativi agli ATEM Udine 1, Udine 2, Udine 3, Monza Brianza 1, Como 1, Varese 2,

mentre per tutti gli altri ATEM sono in corso le attività propedeutiche alla pubblicazione del bando di gara. Nessuno di questi è tutt'ora approdato alla fase conclusiva.
Alla luce della complessiva situazione venutasi a determinare si ritiene che le prime gare ATEM interessanti le gestioni attualmente in capo alla Società non avverranno prima dell'anno 2022.

Procedura di *self-auditing*
L'ARERA (già AEEGSI) non ha ancora portato a compimento definitivo l'attività istruttoria al fine di assumere una decisione in ordine all'applicabilità della procedura di *self-auditing*. Con Delibera 507/2015/R/com, "Applicazione delle procedure di *self-auditing* alle disposizioni di separazione funzionale *(unbundling)* per i settori dell'energia elettrica e del gas", con cui sono state introdotte le disposizioni in merito all'applicazione delle procedure di *self-auditing* alla separazione funzionale *(unbundling)* per il settore dell'energia elettrica e del gas, l'ARERA ha precisato che il procedimento di cui ai punti 11 e 14 della deliberazione 296/2015/R/com in tema di procedure di *self-auditing* è finalizzato, da un lato a verificare l'idoneità delle singole proposte di applicazione di procedure di *self-auditing* a comprovare il rispetto delle finalità sottese alla disciplina della separazione funzionale; dall'altro lato ad individuare, sulla base dell'effettiva efficacia della singola procedura di *self-auditing* ammessa, taluni obblighi di separazione funzionale o requisiti di indipendenza per i componenti del gestore, in luogo dei quali l'impresa può applicare la citata procedura. Ha altresì precisato che, anche a fronte dell'applicazione di procedure di *self-auditing*, non sono ammesse deroghe a norme contenute in disposizioni legislative, nazionali e comunitarie, siano esse codificate o meno dal TIUF. Infine, ha previsto che le imprese possano, sin dalla data di presentazione delle suddette proposte, applicare, anche su base sperimentale, le procedure di *self-auditing* e che le stesse possano chiedere deroghe temporanee a disposizioni del TIUF, ulteriori rispetto a quella già prevista al punto 15 della deliberazione 296/2015/R/com. In forza delle previsioni di cui al combinato disposto delle deliberazioni 296/2015 e 507/2015, le società AARGA e Serenissima Gasoperanti nel settore della distribuzione del gas naturale, in data 27 novembre 2015, avevano formulato richiesta di adesione alla procedura sperimentale.

Tra i provvedimenti regolatori più significativi dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) nel settore della distribuzione gas naturale si segnalano:

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com (TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) ha posto in capo al Gestore Indipendente la responsabilità della corretta attuazione della regolazione in materia tra cui l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione rispetto all'impresa di vendita e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita per evitare il rischio di confusione nel cliente finale.
Le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni in esame hanno formato oggetto di consultazione nel 2017 (DCO 307/2017/R/com). L'Autorità è orientata a considerare i dati di costo degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. Nell'ambito della suddetta consultazione, nel mese di marzo 2018 l'Autorità ha avviato una raccolta dati avente ad oggetto i costi operativi e di capitale sostenuti negli anni 2015, 2016 e 2017 dagli operatori per adempiere alla separazione del marchio. La liquidazione è attesa nella seconda parte del 2019.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale definitive 2018 e provvisorie 2019

La Delibera 98/2019/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2018 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a consuntivo 2017, al netto di dismissioni e contributi relativi allo stesso anno), mentre con Delibera 128/2019/R/gas sono state approvate quelle provvisorie 2019 (sulla base, tra le altre cose, degli investimenti a pre-consuntivo 2018).
Nelle tariffe 2018 e 2019 è stata azzerata la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia – attualmente in corso di definizione – che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori.
Allo stesso modo, come stabilito dalla Delibera 904/2017/R/gas, sia per le tariffe 2018 che 2019 continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi operativi e di capitale relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici.
Le tariffe 2019 sono definite con un WACC pari al 6,3% per l'attività di distribuzione e pari al 6,8% per la misura (Delibera 639/2018/R/com di aggiornamento del WACC con decorrenza 2019).
Infine, le Delibere 859/2017/R/gas e 711/2018/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti finali per i servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2018 e il 2019.

Nuovi provvedimenti in materia di tariffe e qualità relativi al servizio di distribuzione e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2026)

Il DCO 170/2019/R/gas contiene le principali linee di intervento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel V periodo regolatorio.

Nel seguito le principali novità:

- costi operativi riconosciuti: probabile aumento *X-Factor* (specie per l'attività di misura). L'Autorità, inoltre, propone l'eliminazione progressiva dell'attuale differenziazione per dimensione delle componenti unitarie a copertura dei costi operativi, mantenendo invece quella per densità dell'area servita;
- costi di capitale: meccanismo di incentivazione degli investimenti basato sulla comparazione tra gli investimenti effettivi e il corrispondente costo standard. A fronte di tale confronto, e fermo restando il riconoscimento dell'investimento effettivo (se rientrante in predefinite soglie di variazione rispetto al costo standard) si potrebbe ottenere un extra-remunerazione. Sinergicamente a tale meccanismo, si propone anche l'introduzione di un tasso di capitalizzazione pre-definito valido ai fini tariffari. Si propone, inoltre, il rilascio graduale, nel corso del V periodo regolatorio, dell'ammontare di contributi esistenti al 31.12.2011 attualmente non considerato ai fini del calcolo delle tariffe. L'Autorità, infine, valuterà la possibile unificazione del parametro Beta del WACC tra distribuzione e misura;
- sicurezza e continuità: necessario uno snellimento delle procedure per la definizione di premi/penalità e a tal fine, tra le altre cose, si ipotizza la revisione degli attuali meccanismi regolatori (introducendo l'indicatore ex UNI TS 11297). Si propone l'introduzione del monitoraggio della pressione nelle reti BP (eventualmente tramite funzioni innovative degli *smart meter* gas), con impatto sul livello di premi/penalità, così come di un indicatore relativo alla vita residua media ponderata delle condotte AP/MP/BP e, in prospettiva, di meccanismi regolatori incentivanti corrette politiche di *asset management*;
- sostegno all'innovazione e alla tutela dell'ambiente: l'Autorità intende introdurre meccanismi per sostenere investimenti innovativi e a tutela dell'ambiente (es. relativi a Cabine Bi-Remi per iniezione biometano, diminuzione dispersioni tramite utilizzo di materiali meno fuganti, utilizzo sinergico rete gas/settore elettrico (P2G) ecc.) anche attraverso l'introduzione di "*regulatory sandbox*".

Il Regolatore ritiene possibile far decorrere il nuovo periodo regolatorio dal 2021 prorogando l'attuale regolazione per tutto il 2020. Si è in attesa dei successivi DCO (tra cui quello specifico in materia di qualità del servizio atteso per luglio).

Regolazione della performance di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale

La Delibera 522/2017/R/gas ha apportato alcune modifiche alla RQDG 2014 – 2019 finalizzate a favorire il miglioramento della *performance* degli operatori per l'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza luglio 2017 e per i misuratori accessibili, lo standard "*Frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile*" è sostituito dallo standard "*Raccolta della misura per misuratore accessibile*";
- il numero minimo di letture da raccogliere per i misuratori c.d. accessibili è quello stabilito dagli art. 14.1 (misuratori tradizionali e *smart meter* gas < G10) e 14bis.1, lettera a) (*smart meter*>= G10) del TIVG. In caso di mancato rispetto di tale *standard* è previsto un indennizzo automatico pari a 35 euro (l'Autorità considera gli *smart meter* gas in ogni caso accessibili, indipendentemente dalla loro effettiva collocazione fisica).

Con decorrenza 2018 e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, relativamente ad ogni PDR attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, viene introdotto l'obbligo di garantire almeno una lettura con esito positivo nel corso dell'anno. In caso contrario, per tali punti il distributore è obbligato alla sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici. Tali obblighi di sostituzione sono aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas (direttive *smart meter* gas). In caso di inadempimento degli ulteriori obblighi di sostituzione è prevista una penalità unitaria annua a carico dell'impresa di distribuzione pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito, fino alla sostituzione del misuratore. Sono in corso approfondimenti con l'Autorità in merito alle modalità applicative di tali disposizioni e sulle relative criticità riscontrate dagli operatori, anche alla luce degli orientamenti rilevanti per il tema in esame espressi nel documento per la consultazione 570/2018/R/com.

Con medesima decorrenza e perimetro viene introdotto un indicatore per monitorare la percentuale di misuratori accessibili con letture con esito positivo, differenziato per classi di consumo. L'Autorità si riserva la possibilità di effettuare la pubblicazione comparativa di tali indicatori.

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2023) e tariffe di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 2020

L'Autorità, con Delibera 114/2019/R/gas, ha approvato la disciplina applicabile alla definizione delle tariffe di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023 (V periodo regolatorio – RTTG). Le principali novità introdotte sono sintetizzate come segue:

- definizione dei ricavi ammessi: il metodo adottato è simile a quello attuale e prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC: 5,7%, come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati su costi effettivi *ex unbundling* 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto restano valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas. Sono previsti, altresì,

meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale (inizialmente *input-based* per poi passare ad una logica *output-based* nel corso del periodo regolatorio).

- riconoscimento dei costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato: viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura di tali partite, passando ad un riconoscimento monetario basato sul prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento;
- meccanismi di perequazione: viene introdotto (i) un flusso mensile dalle imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas S.p.A. a quest'ultima per la perequazione dei ricavi relativi alla rete nazionale, finalizzata a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto che riscuotono il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo CPu alle imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete nazionale e (ii) un flusso annuale dalle/alle società alla/dalla CSEA relativo alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale.

La nuova RTTG ha introdotto una serie di novità in merito al calcolo della tariffa (dal metodo a «matrice» al metodo CWD – *Capacity Weighted Distance*), alla struttura tariffaria (scompare la componente CRr, dato che i costi totali della rete regionale sono completamente allocati alla componente capacitativa Cpu applicata all'uscita dalla rete, introdotta la componente CVfc volumetrica) e alle modalità di applicazione (applicazione della CPu ai punti di uscita dalla rete, CV applicato ai volumi prelevati ecc.).

La nuova RTTG ha previsto anche una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi finalizzati a garantire, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe fissate dall'Autorità, ivi compresi i ricavi da scostamento:

- fino al termine del IV periodo regolatorio: tali importi venivano rateizzati in 4 rate annuali. L'ammontare relativo ad un singolo anno era poi sottratto direttamente dai ricavi ammessi per il medesimo anno;
- a partire dal V periodo regolatorio: eliminazione della rateizzazione e gestione di queste differenze direttamente con CSEA nell'anno successivo rispetto l'anno di riferimento. I ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

A valle della definizione del nuovo quadro regolatorio, l'Autorità con Delibera 201/2019/R/gas, ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2020.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica definitive 2018 e provvisorie 2019

Con Delibera 76/2019/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2018 per l'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, mentre con Delibera 117/2019/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2019. In particolare le tariffe definitive 2018 considerano gli investimenti consuntivi fino al 2017, compresi quelli relativi all'attività di commercializzazione, le dismissioni 2017 e i contributi 2017, mentre quelle provvisorie 2019 sono calcolate considerando, tra le altre cose, gli investimenti 2018 a pre-consuntivo.

Le tariffe 2019 sono state determinate utilizzando un WACC pari al 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com con decorrenza 2019) e sulla base della regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

Per quanto riguarda gli operatori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale in tariffa. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione saranno calcolate tramite un metodo parametrico in base al quale *opex* e *capex* riconosciuti saranno fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (*opex*) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (*capex*), mentre quelle per l'attività di misura terranno conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT e di un loro costo medio. Il passaggio a questo metodo avverrà in via graduale nel periodo 2018–2023. Attualmente, si è in attesa delle delibere di approvazione delle tariffe.

La stessa Delibera ha previsto che per i distributori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD si applichi il regime individuale mentre la Delibera 232/2019/R/eel ha approvato le tariffe relative al 2018.

Infine, si segnala che le Delibere 882/2017/R/eel e 907/2017/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie 2018 applicabili, rispettivamente, ai clienti non domestici e ai clienti domestici. Similmente, con Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2019.

Procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

L'Autorità, con Delibera 126/2019/R/eel, ha avviato il procedimento per la revisione infra-periodo (2020-2023) della regolazione tariffaria e della qualità dell'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica. I principali orientamenti per tale aggiornamento sono riassumibili come segue:

- possibile introduzione di logiche tariffarie basate sul riconoscimento della spesa totale *(Totex)* in via graduale, con applicazione alle imprese distributrici di maggiore dimensione a partire dal prossimo periodo di regolazione (2024) e previa attività preliminari di analisi e sperimentazione delle soluzioni regolatorie da applicare;
- i parametri oggetto di revisione infra-periodo saranno, in particolare, i costi operativi riconosciuti e il tasso di recupero di produttività (*X-factor*), soprattutto con riferimento ai costi sorgenti derivanti dal servizio di misura 2G. Saranno poi valutati meccanismi di *sharing* dei ricavi netti derivanti da attività diverse dalla distribuzione tramite la definizione di un meccanismo di ripartizione dei ricavi derivanti da tali attività (e.g. utilizzo infrastrutture della distribuzione da parte delle TELCO);
- sviluppo indicatori in grado di fornire la vita residua media ponderata delle reti, successivamente utilizzabili per la definizione di meccanismi di regolazione specifici;
- al fine di sostenere adeguatamente l'innovazione e la tutela dell'ambiente, sviluppo di c.d. *regulatory sandbox* per idee meritevoli, suggerite dagli operatori, da testare in campo anche con la concessione di deroghe - limitate nel tempo e nello spazio - alla regolazione.

Sono previsti interventi in materia di qualità tecnica del servizio (osservabilità dei flussi di potenza e stato delle risorse diffuse su reti MT, regolazione di tensione reti MT) e commerciale, nonché in materia di *tariff design* (ad esempio per *E-Vehicle*). Si intende, altresì, introdurre meccanismi regolatori finalizzati ad incentivare l'aggregazione tra operatori.

Nel corso del nuovo semi-periodo tariffario, infine, dovrebbe avere avvio la sperimentazione in materia di risanamento delle colonne montanti vetuste, nonché il completamento del quadro regolatorio applicabile alla resilienza, con la definizione e avvio del meccanismo – già precedentemente ipotizzato - di incentivazione per il ripristino efficace e tempestivo della fornitura in occasione di eventi meteorologici severi ed estesi.

La conclusione del procedimento è prevista entro il 20 dicembre 2019 (ad eccezione di alcune tematiche relative all'allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza e revisione, semplificazione e unificazione della disciplina delle connessioni per clienti finali passivi e per clienti attivi). Attualmente, si è in attesa della pubblicazione del DCO.

Servizio di distribuzione e misura energia elettrica: Testo Integrato Qualità Elettrica 2016-2023

La Delibera 646/2015/R/eel (TIQE 2016–2023) contiene numerose disposizioni volte alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione anche se la quasi totalità dei meccanismi previsti è descritta in termini di obiettivi generali e le linee guida inerenti il loro funzionamento dovranno essere sviluppate tramite tavoli di lavoro tra distributori, l'Autorità e Terna.

Gli artt. 129, 130, 131, 132 del TIQE dispongono le funzionalità innovative delle reti di distribuzione in media tensione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, mentre l'art. 134 introduce i piani per l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nelle aree urbane al fine di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d'uso della potenza a seguito della modifica della tariffa domestica.

Il DCO 331/2018/R/eel illustra gli orientamenti in merito al quadro regolatorio applicabile ai piani di bonifica delle colonne montanti vetuste nei condomìni e riprende molte delle osservazioni avanzate dagli operatori, tra cui il riconoscimento in tariffa degli oneri di ripristino delle opere edili necessarie, valorizzate a costi standard e l'introduzione di una penalizzazione per i condòmini che non hanno permesso le opere di bonifica, consistente nell'esclusione da particolari tipi di indennizzi.

In merito alle sperimentazioni *smartcity* (art. 135) con funzionalità innovative sulle reti BT, i distributori in aree urbane con minimo 300.000 abitanti potranno accedere a progetti pilota di scala cittadina con logiche innovative di gestione della rete BT, possibilmente in chiave multiservizio (*smartwatergrid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, ecc.). Ad ogni distributore selezionato sarà riconosciuto un contributo per il costo sostenuto.

A seguito dei disservizi causati dal maltempo che nel 2017 hanno interessato il Centro Italia, la Delibera 127/2017/R/eel ha introdotto delle modifiche alla regolazione della qualità, rendendola più rigida nei confronti degli operatori:

- eliminazione del tetto massimo ai rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione; l'indennizzo continuerà ad aumentare ad ogni ulteriore blocco di 4 ore di interruzione fino ad un massimo di 240 ore (ovvero 60 blocchi da 4 ore; per un utente domestico si passa da un massimo di 300 euro di indennizzo a 1.800 euro);
- in caso di interruzioni causate da forza maggiore, dopo le 72 ore di sospensione e fino ad un massimo di 240 ore, l'indennizzo sarà pagato direttamente dall'impresa distributrice (o da Terna) e non posto a carico del Fondo Eventi Eccezionali presso la CSEA (sono, comunque, previste clausole escludenti, seppur molto restrittive).

Piani di Resilienza per la rete elettrica

Il TIQE 2016-2023 contiene anche iniziative volte ad aumentare la resilienza del sistema elettrico: nello specifico, il Titolo 10 è stato oggetto di significative integrazioni volte a definire l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi e idonei meccanismi di incentivazione.

La Determina 2/2017 DIEU ha approvato le "*Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima*". Tale documento, emanato anche in conseguenza delle evidenze emerse da uno specifico tavolo tecnico (Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD, tra cui Unareti S.p.A.), illustra la metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete, nonché la metodologia (e i parametri da usare) per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi.

L'Autorità ha successivamente emanato il DCO 645/2017/R/eel in materia di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione e sul tema è intervenuto anche il MiSE con un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi che richiedeva ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica l'integrazione dei propri piani di sviluppo con un'apposita sezione, molto analitica e soggetta a monitoraggio, dedicata agli interventi per l'incremento della resilienza e la robustezza della rete.

A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) introduce l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici [(11)] di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna o con il distributore di riferimento e/o sottese; ii) prevede un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

Ad integrazione la Delibera 668/2018/R/eel ha definito un'incentivazione economica di tipo premi/penali per gli interventi di incremento della resilienza basata su:

a) specifici criteri finalizzati a identificare quali interventi possano essere considerati eleggibili al meccanismo incentivante,

b) un metodo di calcolo di premi e penali dimensionati rispettivamente ad una quota percentuale del beneficio netto del singolo intervento effettuato nelle tempistiche stabilite e del valore attuale netto dei costi consuntivati in base all'ampiezza del ritardo.

Al momento gli obblighi di sviluppo dei piani per la resilienza sono riferibili al solo aspetto della tenuta delle reti di distribuzione alle sollecitazioni meccaniche (ossia a specifici fattori critici di rischio quali allagamenti, caduta alberi fuori fascia, manicotti di ghiaccio e ondate di calore), mentre per quello relativo alla tempestività del ripristino della fornitura si rimanda a successivi provvedimenti, che probabilmente saranno definiti nell'ambito della revisione infra-periodo della regolazione applicabile all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Misuratori 2.0 dell'energia elettrica in BT e* relativi sistemi di *smart metering

In attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, la Delibera 87/2016/R/eel ha definito, in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori (15 anni):

a. i requisiti funzionali e le specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (versione 2.0);

b. i livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G).

L'Autorità, in collaborazione con AGCOM, valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche

(11) Per le "principali imprese distributrici" si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementali con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza. Sul tema, le rispettive Autorità hanno condotto nel 2017 una serie di audizioni informali dei principali operatori italiani della distribuzione e delle telecomunicazioni al fine di valutare i possibili sviluppi dell'attuale misuratore di seconda generazione (2G) verso la sua versione 2.1.

A valle di ciò è stato pubblicato il DCO 245/2018/R/eel contenente gli orientamenti in materia di sviluppo di ulteriori canali *chain 2* da affiancare a quello già previsto, oltre che relativamente alle possibili ulteriori funzionalità incrementali della versione 2.1 di questi strumenti (mantenimento in memoria dei dati di lettura rilevati al momento della rimozione, conservazione dei dati di lettura relativi al mese t-1 per un periodo di oltre 24 mesi, funzioni di *demand side response*, gestione di alcune grandezze direttamente all'interno di misuratori 2G e non tramite i sistemi dei distributori/venditori). Infine, sono state elaborate le prime considerazioni in merito alle implementazioni delle offerte di tipo pre-pagato, rese possibili da tali strumenti.

Per quanto riguarda le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli *smartmeter* 1G con misuratori 2G rispondenti alle caratteristiche definite dalla Delibera 87/2016/R/eel, la Delibera 646/2016/R/eel ha previsto quanto segue:

- non è stata fissata, almeno inizialmente, una *deadline* per la presentazione del piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G né un obbligo per l'avvio della sostituzione;
- è stato chiarito il percorso amministrativo da seguire e i documenti da presentare all'Autorità qualora un distributore intenda avviare un piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G;
- sono state individuate le modalità di accesso ad una procedura di valutazione di tipo *fast track* (della durata di 90 giorni) in alternativa alla valutazione ordinaria (della durata di 180 giorni) qualora siano rispettati alcuni limiti per la differenza di costo tra misuratori 2G e 1G (in caso contrario i piani di messa in servizio saranno sottoposti ad un'attenta analisi costi/benefici);
- è stata confermata la metodologia *TOTEX - Total Expenditure* per il riconoscimento dei costi, anche se limitata nella fase iniziale ai solo i costi di capitale;
- sono stati definiti i meccanismi per l'ottimizzazione dei piani di messa in servizio degli *smart meter* 2G in cui il riconoscimento tariffario sia dei misuratori esistenti che di quelli 2G avviene mediante vettori standard costruiti ipotizzando che nessun misuratore 1G oggi installato venga dismesso prima della fine della propria vita utile (e, quindi, che i misuratori 2G siano installati solo a sostituzione di misuratori 1G ammortizzati). In questo modo, tenendo conto della differenza tra costi standard e costi effettivi/di mercato dei misuratori 2G, nonché delle possibili economie di scala, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione per minimizzare gli *stranded cost*. Nel caso in cui gli operatori ritengano insufficiente l'incentivo alla sostituzione anticipata, si avrebbe il rischio di avere un Paese «a 2 velocità» con le principali città (Milano, Brescia, Roma, Torino) escluse dai vantaggi – anche commerciali – offerti dai 2G negli stessi tempi di altre aree del paese, anche meno urbanizzate, gestite dall'*incumbent* il cui piano di messa in servizio è già in corso.

Nelle more dell'avvio dei piani di sostituzione, che per ora non sono obbligatori, la Delibera 646/2016/R/eel ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per il 2017, poi estese con Delibere 882/2017/R/eel e 419/2018/R/eel anche al 2018 e 2019, limitando il costo unitario riconosciuto per questi anni al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015.

La Delibera 419/2018/R/eel ha, inoltre, definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria".

Nel dettaglio, il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018 e 2019 è pari alla somma di:

- 125% della spesa unitaria media affrontata dall'impresa distributrice nel 2015 per l'approvvigionamento dei misuratori 1G di prima installazione,
- 105% dell'investimento lordo per misuratore 1G, al netto del costo medio per l'approvvigionamento dei misuratori installati, sostenuto nel medesimo anno 2015 (pertanto equivalente al costo di posa).

Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica ed esazione degli Oneri Generali di Sistema (OGS)

L'articolo 3, comma 11, del D.Lgs. n. 79/99 prevede che l'esazione del gettito necessario alla copertura degli OGS avvenga mediante un incremento del corrispettivo tariffario per l'accesso alla rete. Le modalità di esazione sono definite dagli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT) e prevedono che distributore versi a CSEA/GSE gli OGS riscossi dai venditori presso i clienti finali (in entrambi i casi a prescindere dall'effettivo pagamento).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedano la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore. La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel e gli orientamenti sopra esposti.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando contestualmente un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai venditori e ai distributori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS.

Nelle more di una riforma legislativa della disciplina, la Delibera 50/2018/R/eel ha confermato quanto già previsto dalla Delibera 109/2017 introducendo un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Nell'udienza di merito del 7 novembre 2018 il TAR Lombardia, respingendo il ricorso presentato da Codacons, ha confermato la vigenza di tale meccanismo.

Titoli di efficienza energetica e contributo tariffario riconosciuto ai distributori per l'obbligo

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dai DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate (tep). Un certificato equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB da parte del GSE oppure acquistando sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle *Energy Service Company* – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi tramite corrispettivo in bolletta.

La tabella riporta i *target* di risparmio energetico a livello Italia e in capo ai distributori di elettricità e gas per gli anni 2017-2020 definiti dal DM MiSE 11 gennaio 2017.

		Target Nazionali di risparmio energetico	Target per i distributori di energia elettrica (1)	Target per i distributori di gas (1)	Target Minimo (2)	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua (2)
		(Mtep/anno)	Milioni di CB	Milioni di CB	(%)	(n. anni)
Decreto Ministeriale 28 Dicembre 2012	2013	**4,60**	3,03	2,48	50%	2
	2014	**6,20**	3,71	3,04	50%	2
	2015	**6,60**	4,26	3,49	60%	2
	2016	**7,60**	5,23	4,28	60%	2
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2017	**7,14**	2,39	2,95	60%	1
	2018	**8,32**	2,49	3,08	60%	1
	2019	**9,71**	2,77	3,43	60%	1
	2020	**11,19**	3,17	3,92	60%	1

(1) Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.

(2) Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell'anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni.

Il DM 10 maggio 2018 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 prevedendo, dal 1° giugno 2018, la fissazione di un valore massimo (*cap*) al contributo tariffario pari a 250 €/CB. In aggiunta, dal 15 maggio al 31 maggio il GSE emette CB allo "scoperto" ai distributori che ne fanno richiesta ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad una differenza massima di 15 €.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB "allo scoperto" fino al raggiungimento dell'obbligo minimo, a condizione di essere già in possesso sul proprio *conto proprietà* di un ammontare di CB pari ad almeno il 30% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, non verrà riconosciuto il contributo tariffario. I distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna di CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE verrà corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso. La restituzione della somma corrisposta al GSE viene effettuata tramite un conguaglio sul contributo tariffario.

Per ciascun soggetto obbligato si conferma la possibilità di adempiere al 30 novembre di ciascun anno fino al 40% dell'obbligo dell'anno in corso e per il 75% delle eventuali quote residue degli anni d'obbligo precedenti. Il DM 10 maggio 2018 re-introduce la possibilità di compensare la quota d'obbligo residua nei due anni d'obbligo successivi.

Tra le altre novità si segnala l'obbligo per i soggetti iscritti al Registro dei CB di comunicare al GME le partecipazioni detenute nel capitale sociale di altri soggetti iscritti al Registro CB o al mercato CB.

Vengono, inoltre, modificate le seguenti definizioni:

- il consumo di baseline è il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali per i quali sono riconosciuti i CB. Il consumo di baseline è pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti per i quali non esistono valori di consumi energetici antecedenti all'intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento;
- i progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

Con il nuovo DM vengono pubblicate le tipologie di intervento incentivabile con la modalità standardizzata e le relative schede contenenti le modalità di calcolo (tra cui l'installazione di LED per illuminazione anche stradale e le misure comportamentali) applicabili agli interventi con data di avvio della realizzazione successiva alla data di entrata in vigore del DM.

I soggetti obbligati del Gruppo ACSM AGAM (ACSM-AGAM Reti Gas Acqua S.p.A. e Lario Reti Gas S.p.A.) hanno correttamente adempiuto all'obbligo, ivi inclusa la compensazione dell'anno 2016.

Il valore del contributo tariffario per i TEE annullati nell'anno 2018 è di 249,12 €/TEE (*stima GME*) a fronte di un prezzo di mercato che si è attestato stabilmente intorno ai 259 €/TEE. Per via del *cap* al contributo tariffario su un livello inferiore alla media degli scambi sul mercato o tramite contratti bilaterali, il meccanismo regolatorio non permette la perfetta copertura dei costi; per le società del gruppo ACSM AGAM si stima, infatti, una perdita economica pari a circa 8-10 €/TEE per i CB acquistati sul mercato.

La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare in capo a ciascun distributore soggetto agli obblighi per il 2019.

Reti Idriche

Il Gruppo Acsm Agam opera altresì nel servizio idrico attraverso la controllata ACSM-AGAM Reti Gas Acqua S.p.A..
La disciplina organica del settore è contenuta nel D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Codice Ambientale), che ha riordinato le norme del settore idrico confermando l'organizzazione del Servizio Idrico Integrato (SII) attraverso gli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO).
Nel corso del 2011 si sono verificati importanti elementi di discontinuità rispetto al passato: da un lato gli esiti del referendum sulla c.d. "acqua pubblica" e dall'altro il conferimento all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (in seguito rinominata Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico AEEGSI ora ARERA) delle funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici, da esercitarsi nel contesto di quanto stabilito dalla legge n. 481/95.
La controllata AARGA gestisce il servizio relativamente al solo segmento della distribuzione di acqua.
La materia dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica (diversi dai servizi di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica) risulta disciplinata dall'art. 3-bis comma 1 del D.L. 138/2011

convertito in Legge 148/2011 e s.m.i. e dall'art. 34 comma 21 del Decreto Legge 179/2012 convertito con Legge 221/2012 e s.m.i..
Il comma 22 dell'art. 34 del D.L. 179/2012 convertito in Legge 221/2012[12] è stato modificato e sostituito con la Legge Europea 2014 (Legge 115/2015) in forza della quale l'articolo stesso assume il seguente tenore: gli affidamenti diretti assentiti alla data del 31 dicembre 2004 a società a partecipazione pubblica già quotate in mercati regolamentati a tale data e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile alla medesima data, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2020. Gli affidamenti diretti a società poste, successivamente al 31 dicembre 2004, sotto il controllo di società quotate a seguito di operazioni societarie effettuate in assenza di procedure conformi ai principi e alle disposizioni dell'Unione europea applicabili allo specifico affidamento cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2018 o alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto, se anteriori.
Il Gruppo Acsm Agam ha definito sia con l'Ufficio d'ambito di Como sia con l'Ufficio d'ambito di Varese il contenuto di Convenzioni per regolare i rapporti tra la detti Uffici d'Ambito e la Società per la salvaguardia delle gestioni del servizio di acquedotto.
In forza di tale Convenzione:

- l'Ufficio d'Ambito ha preso atto della salvaguardia a favore di Acsm-Agam S.p.A. delle gestioni del servizio di acquedotto, attualmente facenti capo alla predetta società, fino alla naturale scadenza prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.
- Acsm-Agam S.p.A. esercita il servizio affidato conformemente agli atti che regolano le gestioni allo stesso intestate, che proseguono fino alla loro naturale scadenza, nonché alla citata Convenzione ed ai relativi Allegati, con particolare riferimento al Piano d'Ambito, nonché conformemente alle modifiche e/o integrazioni alla stessa.

DPCM 29 agosto 2016 recante "Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato"

Il DPCM 29 agosto 2016, di attuazione degli artt. 60 e 61 del Collegato Ambientale, demanda all'Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l'accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (posto pari a 50 litri/gg per abitante) a tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

A valle dell'emanazione di due DCO (603/2017/R/idr e 80/2018/R/idr), ARERA ha pubblica il terzo DCO 158/2019/R/idr in merito alla gestione della morosità prevedendo che:

- il gestore segua uno specifico iter, con tempistiche ben definite, prima sospendere il servizio. Qualora non venga rispettato, l'utente ha diritto ad essere indennizzato dal gestore stesso;
- per le utenze domestiche (diverse dalle non disalimentabili) la sospensione del servizio è possibile unicamente a valle della procedura di limitazione;

[12] *Il comma 22 dell'art. 34 del D.L. 179/2012 stabiliva che gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1 ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data, e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto e che gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidanteil 31 dicembre 2020.*

- per le utenze condominiali, il gestore non potrà procedere a limitare/sospendere la fornitura a fronte di pagamenti parziali pari almeno alla metà dell'importo ed effettuati entro la scadenza prevista nella comunicazione di messa in mora.

Legge di Bilancio 2018: Piano nazionale di interventi nel settore idrico

L'art 1, comma 516, della legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "*Piano nazionale di interventi nel settore idrico*", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi», per la realizzazione dei seguenti obiettivi prioritari:

a) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;

b) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;

c) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

Gli interventi contenuti nel Piano nazionale e segnalati dagli EGA sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/R/idr l'Autorità ha redatto un primo elenco degli interventi necessari e urgenti.

Tra i provvedimenti regolatori più significativi dell'ARERA nel settore idrico si segnalano:

Aggiornamento delle tariffe 2018-2019 e controllo sulla realizzazione degli investimenti

La Delibera 918/2017/R/idr definisce le procedure per l'aggiornamento delle tariffe per il biennio 2018-2019 mediante i parametri di costo desumibili dai bilanci 2016 e 2017. Con medesima Delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (da 1,5% a 1,7%), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,33%.

Con il DCO 573/2018/R/idr sono stati illustrati i criteri per il controllo sulla realizzazione degli investimenti programmati nel SII alla base degli incrementi tariffari già approvati e in fase di approvazione, al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione, nonché di individuare possibili profili di responsabilità legati alla mancata attuazione degli interventi infrastrutturali previsti.

Le proposte coinvolgono i due periodi regolatori MTI 2014-2015 e MTI2 2016-2019. La prima verifica è relativa al MTI 2014-2015 e la conclusione del procedimento, alla data della presente Relazione, è ancora pendente.

Dal 1° gennaio 2018 ACSM AGAM Reti Gas Acqua S.p.A., per l'ambito di Varese, sta procedendo alla fatturazione delle partite tariffarie pregresse relative al periodo 2007-2011 approvate dal Consiglio dell'EGA di Varese con Delibera 31 luglio 2018 e pari a circa 7,9 milioni, nonché degli incrementi tariffari dell'8,5% all'anno approvati dall'EGA di Varese con delibera del 31 luglio 2018.

Per ACSM AGAM Reti Gas Acqua S.p.A. (ex Aspem), dopo l'approvazione delle tariffe 2012-2019 da parte dell'EGA e dell'Assemblea dei Comuni e dalla Provincia di Varese, si attende entro fine 2019 la chiusura dell'iter di approvazione anche da parte di ARERA.

Per l'ambito di Como, sono in corso di ridefinizione le tariffe per gli anni 2012-2019.

Revisione dell'articolazione tariffaria

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali su tutto il territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TCSI) in vigore dal 1° gennaio 2018.

Il TICSI introduce il concetto di "tariffa pro-capite standard" e prevede:

- la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
- l'applicazione agli utenti domestici residenti di una tariffa pro-capite standard per un periodo transitorio (2018-2021), definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/a) e di una tariffa pro-capite effettiva (calcolo scaglione agevolato: 18,25 mc/a per componente) solo nel caso di autodichiarazione dell'utente in merito al numero dei componenti il nucleo familiare;
- l'articolazione tariffaria a regime dal 2022 con l'applicazione della tariffa pro-capite effettiva a tutti gli utenti domestici residenti;
- la razionalizzazione delle tipologie tariffarie per gli usi diversi dal domestico;
- l'applicazione di una tariffa trinomia (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocazione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi, e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;
- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del gestore, prevedendo due verifiche, una ex ante e una ex post.

L'articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base delle informazioni e dei dati forniti dai gestori ed avrebbe dovuto essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018. In caso di ritardo nell'approvazione da parte degli EGA, le annualità relative al 2018 e 2019 dovranno essere riconguagliate con le articolazioni tariffarie successivamente approvate. Negli EGA in cui opera la società del Gruppo ACSM AGAM le articolazioni tariffarie ai sensi del TICSI non risultano ancora approvate. In particolare, a seguito delle segnalazioni del gestore in merito al mancato perseguimento dell'iso ricavo, la Provincia di Como ha sospeso in autotutela gli effetti della deliberazione consiliare provinciale CP n. 18 del 23 aprile 2019, con la quale si approvava l'articolazione tariffaria ai sensi del TICSI per gli anni 2018 e 2019.

L'Autorità, a valle del procedimento avviato con Delibera 636/2018/R/idr, nel mese di maggio 2019 ha svolto un specifica attività di ricognizione presso gli EGA volta ad evidenziare l'applicazione tariffaria in conformità del TICSI da parte degli EGA stessi.

Bonus sociale idrico

La Delibera 897/2017/R/idr ha disposto le modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale (come disposto dal DPCM 13 ottobre 2016). All'agevolazione potranno accedere i nuclei familiari residenti con ISEE inferiore a 8.107,50 euro, limite che sale a 20.000 euro con almeno 4 figli fiscalmente a carico (condizioni già previste per usufruire del bonus elettrico e gas).

La richiesta deve essere presentata al proprio comune di residenza (o ai Caf delegati) congiuntamente

alla domanda per il bonus elettrico e/o gas e permetterà di usufruire di uno sconto in bolletta pari al costo di 18,25 mc/a per ciascun componente il nucleo familiare. Lo sconto sarà erogato direttamente in bolletta per chi ha un contratto diretto, mentre l'utente indiretto, cioè la famiglia che vive in un condominio e non ha un contratto individuale, riceverà il bonus sociale in un'unica soluzione dal gestore con le modalità individuate da quest'ultimo.

Gli EGA hanno facoltà di introdurre (o confermare, qualora fosse già previsto) un bonus idrico integrativo su base locale, quale misura di tutela ulteriore rispetto a quella minima prevista a favore degli utenti in condizioni di vulnerabilità economica dalla regolazione di settore, riconoscendo all'utente un ammontare aggiuntivo o ampliando la soglia ISEE prevista.

Regolazione della qualità tecnica

La Delibera 917/2017/R/idr, in coerenza con gli altri servizi regolati, ha introdotto nel SII norme volte a regolare la qualità tecnica, prevedendo un approccio graduale a partire dal 1° gennaio 2018 volto ad uniformare il livello nazionale del servizio attraverso appositi meccanismi di incentivazione differenziati in funzione dello scostamento tra situazione attuale e *target* futuro con l'obiettivo di promuovere gli investimenti e anche fornire le priorità in funzione degli *output* attesi.

L'incentivazione al miglioramento della qualità tecnica prevede un meccanismo premi-penalità e una valutazione multistadio delle *performance* che sarà attivato nel 2020 con riferimento alle *performance* 2018 e 2019. Per potervi accedere i gestori dovranno possedere determinati requisiti di *compliance* normativa da un lato e di disponibilità dei dati dall'altro.

La Delibera ha fissato 6 macro indicatori e 3 standard specifici per i diversi segmenti del SII:

- acquedotto: perdite idriche, interruzioni del servizio e qualità dell'acqua erogata (M1-M3);
- fognatura: adeguatezza del sistema fognario (M4-M5);
- depurazione: smaltimento dei fanghi in discarica e qualità dell'acqua depurata (M6).

Il modello prevede che per ciascun macro indicatore l'EGA individui per ogni gestione:

- la classe di partenza, sulla base dei dati tecnici messi a disposizione del gestore e validati dal medesimo EGA;
- l'obiettivo di miglioramento/mantenimento che il gestore è tenuto a conseguire (annualmente) sulla base dei target fissati dal provvedimento.

Cambia anche la relazione tra gestore e utente con l'obbligo per il gestore, in caso di mancato rispetto degli standard specifici, di corrispondere all'utente un indennizzo automatico anche più di una volta all'anno (max 2) e di corrisponderlo anche agli utenti indiretti (es. utenze condominiali sottese ad un unico contratto).

Completano la regolazione della qualità tecnica gli obblighi di monitoraggio, registrazione e comunicazione sia verso l'Autorità, sia verso l'utente.

Anche per gli ambiti di Como e Varese gestiti dal Gruppo ACSM AGAM il Piano degli interventi relativo alla sezione acquedotti è stato aggiornato ed integrato in occasione della presentazione delle proposte tariffarie relative agli anni 2018-2019.

Risoluzione alternativa delle controversie

La Delibera 55/2018/E/idr ha definito la disciplina transitoria in vigore dal 1° luglio 2018 sino al 30 giugno 2019 per l'estensione al SII del sistema di tutele per i consumatori e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie già attive nei settori dell'energia elettrica e del gas (Delibera 209/2016/e/com o Testo Integrato Conciliazione – TICO).

La disciplina ha istituito per l'idrico, in analogia agli altri settori regolati, dal 1° luglio 2018, il Servizio Conciliazione dell'Autorità attraverso il quale può essere esperito il tentativo di conciliazione per le controversie insorte tra un utente idrico e il suo gestore.

Tale disciplina è stata integrata con la Delibera 142/2019/E/idr "*Modalità di attuazione nel settore idrico del sistema di tutele per i reclami e le controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati*", la quale prevede un'applicazione graduale dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione.

Dal 1° luglio 2019, seppure la conciliazione non rappresenti ancora condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria, è stato disposto un obbligo partecipativo dinnanzi al Servizio di Conciliazione presso lo Sportello del Consumatore per tutti i Gestori che servono almeno 300.000 abitanti residenti.

Per i gestori sotto-soglia è previsto un obbligo partecipativo volontario, purché tale impegno abbia durata biennale. Rimane comunque possibile per tali gestori non aderire all'obbligo partecipativo volontario e decidere ogni volta se aderire o meno alla conciliazione presso il Servizio di Conciliazione.

Business Unit Vendita Gas ed Energia elettrica

Il Gruppo Acsm Agam opera nella Vendita di Gas e di Energia elettrica attraverso le controllate Enerxenia S.p.A. ed ACEL Energie S.r.l.

Tra i provvedimenti normativi e regolatori più significativi Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) nel settore della vendita si segnalano:

Legge Concorrenza 2017 e cessazione delle tutele di prezzo

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza (Legge 4 agosto 2017, n. 124, o Legge Concorrenza 2017) reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, introduce rilevanti disposizioni inerenti il mercato energetico, prevedendo:

- la fine dei regimi di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas dal 1° luglio 2019 (termine successivamente prorogato al 1° luglio 2020 ai sensi della Legge 108/2018);
- disposizioni in tema di condizioni contrattuali obbligatorie e di confrontabilità delle offerte;
- la promozione dei gruppi di acquisto;
- la costituzione di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica;
- la ridefinizione dei meccanismi a sostegno dei cittadini in tema di *fuelpoverty*;
- disposizioni finalizzate a contrastare il fenomeno delle cosiddette maxi-bollette;
- l'accesso da parte delle utilities alle banche dati contenenti informazioni sul credito e sull'identità

dei clienti.

L'Autorità ha assolto i seguenti adempimenti previsti a proprio carico dalla Legge Concorrenza 2017:

- con Delibera 555/2017/R/com ha disciplinato una specifica tipologia di offerta sul mercato libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET) e ha individuato le condizioni contrattuali minime per tutti i contratti di mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale;
- con Delibera 746/2017/R/com ha imposto obblighi di informazione a carico dei fornitori nell'ambito della tutela gas e degli esercenti la maggior tutela elettrica per informare i clienti del superamento delle tutele di prezzo;
- con Delibera 762/2017/I/eel ha proposto al MiSE i criteri, le modalità, i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza all'interno dell'Elenco Venditori Elettricità;
- con Delibera 51/2018/R/com ha definito i requisiti di funzionamento del Portale Offerte per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali gestito da Acquirente Unico S.p.A.;
- ha trasmesso al MiSE il Rapporto 117/2018/I/com sul monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas necessario ai fini della verifica del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Legge Concorrenza 2017;
- con Delibera 59/2019/R/com ha approvato le Linee Guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese.

Si è ancora in attesa degli adempimenti a carico del MiSE:

- approvazione dell'Elenco Venditori Elettricità;
- riforma del bonus sociale;
- DM recante le modalità di attuazione della fine dei regimi di tutela di prezzo secondo meccanismi che assicurino la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

Infine, con Delibera 270/2019/R/com, ARERA ha affidato ad Acquirente Unico S.p.A., una volta acquisito il parere favorevole del Garante per la protezione dei dati personali come indicato dalla Legge di Bilancio 2018, la realizzazione del Portale Consumi che accresce la consapevolezza dei consumatori rendendo disponibili i dati di consumo storici, elettrici e gas, in modo chiaro e fruibile. In questa prima fase il cliente potrà da subito visualizzare i dati passati di consumo, le letture e le autoletture degli ultimi 12 mesi. La granularità dei dati disponibili dipenderà dalla tipologia di contatore installato e dalla frequenza di messa a disposizione delle letture al Sistema Informativo Integrato.

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

Con Delibera 296/2015/R/com (anche TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di *brand unbundling* per i venditori del mercato libero esercenti anche il servizio di maggior tutela elettrica disponendo:

- entro il 30 giugno 2016, data in seguito prorogata al 1° gennaio 2017 ai sensi della Delibera 327/2016/R/eel: l'utilizzo di politiche di comunicazione e marchi distinti per lo svolgimento di ciascuna delle due attività, pur sempre nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- entro il 1° gennaio 2017: che le rispettive attività commerciali siano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.

L'Autorità, nell'ambito dell'aggiornamento annuale della componente RCV per il 2019 disposto con Delibera 706/2018/R/eel, ha riconosciuto agli esercenti la maggior tutela i costi sostenuti nel 2017 in attuazione delle sopra citate disposizioni TIUF.

La Delibera 561/2018/E/eel ha approvato un programma di controlli in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita a mercato libero e in maggior tutela, che si concluderà entro il 30 giugno 2019.

Con Delibera 96/2019/E/eel è stato approvato un programma di verifiche ispettive, con accesso agli spazi commerciali degli esercenti la vendita interessati dalle disposizioni del *brand unbundling*.

Componenti a copertura dei costi di commercializzazione sulla maggior tutela elettrica, sul mercato libero elettrico e sulla tutela gas

La Delibera 706/2018/R/eel ha aggiornato per il 2019 le componenti RCV e PCV a copertura dei costi di commercializzazione, rispettivamente, sulla maggior tutela elettrica e sul mercato libero elettrico. L'aggiornamento è avvenuto al rialzo relativamente alla PCV, mentre la RCV ha subito, con riferimento alla zona Centro-Nord, una riduzione per i clienti non domestici ed un incremento per i clienti domestici (l'impatto complessivo atteso è pari a circa 350.000 euro per Acel Energie S.r.l. e per Enerxenia S.p.A.).

Nell'ambito di questo aggiornamento l'Autorità ha provveduto a riconoscere agli esercenti la maggior tutela anche i costi sostenuti per l'implementazione del *debranding* (*ex* TIUF) nella misura degli incrementi registrati con riferimento ai costi operativi desumibili dai CAS redatti ai sensi del TIUC.

La Delibera 707/2018/R/gas ha aggiornato per il 2019 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio gas con un lieve incremento rispetto al 2018 (impatto atteso pari a circa 50.000 euro per Acel Energie S.r.l.. e per Enerxenia S.p.A..

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

L'articolo 1, commi 152-164, della Legge n. 208/2015 (Legge di Stabilità 2016) ha disciplinato l'addebito del canone RAI tramite le fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti residenti (se non esenti) a partire da luglio 2016. Per l'attuazione di quanto sopra il MiSE, di concerto con il Ministero delle Finanze, ha emanato il DM sul "Regolamento recante attuazione dell'articolo 1, comma 154, della legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Canone RAI in bolletta)".

Il DM MiSE prevede che alle imprese che riscuotono il canone siano riconosciuti i costi per un totale massimo di 14 milioni di euro/anno e per il solo biennio 2016 e 2017. La Delibera 291/2017/R/eel ha definito i criteri di ripartizione di tale contributo: gli importi spettanti a ciascuna impresa sono calcolati da Acquirente Unico S.p.A. e comunicati all'Agenzia delle Entrate. Il contributo relativo al 2017 è stato erogato a marzo 2019 ad ACEL Energie S.r.l. e ad Enerxenia S.p.A. per un importo complessivo di circa 60.000 euro.

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

Con riferimento agli ulteriori meccanismi di compensazione dei costi sulla maggior tutela elettrica si segnala che:

- ad aprile Acel Energie S.r.l. ha presentato istanza di accesso al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali di cui al TIV, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla morosità

eccedenti l'*unpaid ratio* già considerato ai fini dell'aggiornamento della componente RCV (COMP 2018), per un importo pari a circa 100.000 euro.

Prescrizione biennale dei consumi di energia elettrica e gas naturale

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico nei rapporti tra i clienti e il venditore, nei rapporti tra il distributore e il venditore e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera, ad eccezione dei casi in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivi da responsabilità accertata dell'utente, nonché la sospensione dei pagamenti (e rimborso dei pagamenti effettuati) in caso di procedimenti AGCM per l'accertamento di violazioni del codice del consumo in tema di fatturazione, finché non sia stata verificata la legittimità della condotta dell'operatore.

L'entrata in vigore è differenziata: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas, mentre dal 1° gennaio 2020 per il servizio idrico.

L'Autorità ha dato una prima attuazione delle disposizioni in merito:

- con Delibera 97/2018/R/com ha definito l'ambito di applicazione, ribadito le tempistiche di entrata in vigore ed introdotto obblighi informativi da parte dei venditori nei confronti dei clienti finali al fine di renderli edotti della possibilità di eccepire la prescrizione biennale;
- con Delibera 264/2018/R/com ha introdotto una misura transitoria che consente all'utente del trasporto, in caso di mancato incasso dovuto ad un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale dovuta a conguagli e rettifiche imputabili alla responsabilità del distributore, di richiedere all'impresa distributrice la rideterminazione degli importi;
- con Delibera 569/2018/R/com ha introdotto nuovi ed ulteriori obblighi informativi e definito le modalità per eccepire la prescrizione nei casi in cui la responsabilità del ritardo di fatturazione sia imputabile al venditore, al distributore o presumibilmente al cliente;
- con Delibera 683/2018/R/com ha provveduto ad estendere anche al settore gas la possibilità per i venditori di richiedere al distributore la restituzione delle somme versate in eccesso in caso di mancati incassi dovuti alle eccezioni di prescrizione sollevate da clienti finali, legate a ricalcoli la cui responsabilità sia attribuita al distributore stesso, ha confermato l'adozione del criterio pro-die ai fini dell'identificazione del periodo oggetto di prescrizione ed ha rimandato ad un successivo provvedimento la definizione delle tempistiche e delle modalità con cui gli utenti del dispacciamento dell'energia elettrica e gli utenti del bilanciamento del gas naturale, in caso di mancato incasso dovuto ad un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale per responsabilità dei distributori, abbiano titolo a richiedere, rispettivamente, a Terna e a Snam Rete Gas la revisione delle partite economiche.
- ***Aggiudicazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2019-2020***

La Legge 3 agosto 2007, n.125/07, ha istituito il servizio di salvaguardia per tutte le imprese ed enti pubblici rimasti senza fornitore di energia elettrica e che sono intestatari di almeno un punto di fornitura in media o alta tensione oppure di soli punti in bassa tensione con oltre 50 dipendenti o con un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro.

I prezzi applicati sono stabiliti in base alle disposizioni dell'Autorità e alle modalità di calcolo fissate dal MiSE ed includono i costi dell'energia elettrica all'ingrosso, il dispacciamento e i costi di commercializzazione.

- ***Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici***

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamenti da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Il contenimento degli sbilanciamenti è auspicabile perché favorisce la riduzione dei costi che ricadono sulla bolletta dei clienti finali in quanto Terna, a fronte di più accurate previsioni da parte degli utenti del dispacciamento, utilizza minori risorse per il bilanciamento in tempo reale del sistema.

Per tale ragione la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'Autorità al fine di allineare la regolazione alla necessità di un'efficiente configurazione di mercato spingendo gli operatori ad effettuare previsioni di produzione e consumo sempre migliori, evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati.

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

Relativamente al periodo luglio 2012 – agosto 2014 (escluso giugno 2014), in ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel sono state annullate dal giudice amministrativo, per difetto di motivazione sull'urgenza dei provvedimenti e per difetto di consultazione. Terna ha, quindi, effettuato i ricalcoli dei prezzi di sbilanciamento applicando la disciplina previgente e le fatture di conguaglio sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015.

L'Autorità, rispondendo anche alle sollecitazioni di altri utenti del dispacciamento, con Delibera 333/2015/R/eel ha avviato un procedimento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi tra il 2012 e il 2014. Dopo circa un anno di consultazioni la Delibera 333/2016/R/eel ha chiuso il procedimento di valorizzazione degli sbilanciamenti per il periodo 2012-2014 disponendo entro il 1° novembre 2016 la restituzione da parte di Terna alle società coinvolte dell'ammontare compensato a giugno 2015.

Pur avendo incassato le somme da Terna il contenzioso è tuttora in essere in quanto diversi operatori, seguendo percorsi indipendenti, hanno presentato ricorso contro la citata Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva, negata in sede TAR ma concessa, per alcuni e dietro prestazione di garanzie, dal Consiglio di Stato. Allo stato attuale, le sedute di merito del TAR Lombardia hanno nella maggior parte dei casi rigettato le istanze degli operatori ricorrenti ma si attendono ancora gli esiti degli appelli dinnanzi al Consiglio di Stato.

Periodo gennaio 2015 – giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l'Autorità ha avviato un'indagine al fine di verificare eventuali condotte sui mercati all'ingrosso lesive del diritto degli utenti finali e degli altri operatori ad una corretta determinazione del valore delle risorse del dispacciamento, nonché di annullare gli eventuali impatti di tali condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

Con le Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel l'Autorità ha avviato numerosi procedimenti individuali per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica. Nel contesto della Delibera 342/2016/E/eel, l'Autorità ha, altresì, avviato numerosi procedimenti sanzionatori.

Trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023)

Con la Delibera 114/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 2020-2023). Con la Delibera 201/2019/R/gas, ha, altresì, approvato i ricavi riconosciuti delle imprese di trasporto e ha

determinato i corrispettivi per il 2020. In accordo con le disposizioni del Codice TAR (Regolamento (UE) 460/2017 che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas), le Delibere hanno introdotto alcune novità metodologiche nel seguito sintetizzate.

Con riferimento ai ricavi riconosciuti:

- sono riconosciuti alla maggiore impresa di trasporto esclusivamente i costi relativi all'acquisto di capacità di punta di erogazione per la modulazione oraria, escludendo i costi relativi alle prestazioni di punta di erogazione, punta di iniezione e spazio;
- viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura dei costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC), prevedendo che le imprese di trasporto (tramite Snam Rete Gas) si approvvigionino dei quantitativi necessari sul mercato organizzato del gas naturale; tali partite sono valorizzate sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento. Viene, inoltre, previsto uno specifico meccanismo per il riconoscimento dei costi per l'approvvigionamento dei titoli dell'*Emission Trading System* (ETS), riconoscendo alle imprese di trasporto un quantitativo di titoli ETS determinato su logiche standard e neutralizzando il relativo rischio prezzo.

Con riferimento all'articolazione della tariffa di trasporto:

- è confermata la suddivisione della struttura della tariffa e dei corrispettivi che la compongono tra componenti capacitive (applicate ai punti di entrata e di uscita dalla rete) e componenti legate ai volumi trasportati. In relazione alla componenti capacitive è confermata la ripartizione dei costi entry-exit 40(entry)-60(exit) dei costi relativi alla rete nazionale mentre, a differenza del periodo tariffario precedente, i costi della rete regionale vengono attribuiti al 100% alla componente exit. Il rapporto complessivo risulta pari a 28(entry)-72(exit). Le componenti capacitive applicate ai punti di uscita (CPu) coprono dunque i costi di capitale (nonché quelli relativi al bilanciamento orario della rete) sia della rete di trasporto nazionale che regionale (viene di conseguenza eliminato il corrispettivo CR_r volumetrico);
- ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari della tariffa, l'Autorità ha adottato il metodo CWD-*Capacity-WeightedDistance*, superando l'attuale metodo "a matrice". Nel nuovo scenario, l'Autorità ha provveduto ad applicare uno sconto del 50% al corrispettivo di entrata da/di uscita verso impianti stoccaggio derivante dall'applicazione della metodologia CWD. Si segnala infine che, in applicazione della nuova metodologia di calcolo, ha provveduto a (i) ridurre da 3 a 1 i punti di entrata/uscita da stoccaggio, (ii) ridurre da 6 a 1 le aree di uscita e (iii) accorpare in 10 hub i punti di entrata da produzioni nazionali;
- è definita una tariffa *"bundled"* (unico corrispettivo che comprende uscita e riconsegna) a partire da ottobre 2020, parallelamente all'applicazione dei conferimenti unici al punto di uscita. Per l'anno termico 2019-2020 i conferimenti di capacità continuano ad essere effettuati sia ai punti di uscita sia ai punti di riconsegna e per il periodo transitorio 1 gennaio – 30 settembre 2020 vengono applicati i corrispettivi pro-forma CP_u^N(applicato ai conferimenti ai punti di uscita di interconnessione tra rete nazionale e rete regionale) eCP_u^R (applicato ai conferimenti su rete regionale). In relazione a quest'ultimo, vengono determinati due distinti corrispettiviCP_u^R>15 km e CP_u^R<15 kmin funzione della distanza dei punti di riconsegna dalla rete nazionale;
- il corrispettivo variabile denominato CV_u è funzionale alla copertura dei costi operativi, GNC, autoconsumi, perdite e costi ETS e viene applicato al quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita della rete (compresi i punti di uscita verso gli stoccaggi e i punti di interconnessione con l'estero) e non più ai volumi immessi nella rete nazionale;

- viene introdotto un nuovo corrispettivo volumetrico, denominato CV_{FC} finalizzato al recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi, applicato ai punti di riconsegna e ai punti di uscita verso gli stoccaggi. Tale corrispettivo risulta nullo nel 2020;

Con riferimento alla tariffa di misura: viene adottata un'articolazione tariffaria che, a fronte della possibilità per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto di cedere la proprietà e gestione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto, prevede l'introduzione di una specifica componente tariffaria CM^{CF}, applicata ai soli punti di riconsegna per cui è stato ceduto l'impianto di misura.

Con riferimento alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas: sono state introdotte alcune novità, tra cui l'eliminazione della componente tariffaria φ e la creazione del nuovo "Conto oneri trasporto" in sostituzione dell'attuale "Conto squilibri perequazione trasporto". La componente CRV^{FG} viene applicata ai punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali (non viene più applicata ai volumi di gas immessi nella rete nazionale).

In termini di processo, entro il 31 maggio di ogni anno l'Autorità determina e pubblica i corrispettivi tariffari di trasporto e misura validi per l'anno successivo.

In sintesi gli impatti attesi delle previsioni tariffarie per il V periodo regolatorio:

- aumento generale dei corrispettivi rispetto al 2019. I costi di entry risultano i più penalizzati: si registra un riassorbimento in parte delle differenze tariffarie tra Nord e Sud. In aumento evidente anche i costi di entry dai terminali. L'aumento è imputabile sia alla nuova metodologia adottata sia all'aumento dei ricavi riconosciuti.

Settlement gas: nuova disciplina dal 1° gennaio 2020

Numerosi sono stati negli anni gli interventi di ARERA volti ad assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas naturale, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, utenti del bilanciamento, utenti della distribuzione o venditori e clienti finali).

Il disegno prevede due sessioni di *settlement:* sessione di bilanciamento (a livello mensile) e sessione di aggiustamento (successiva ed in concomitanza al consolidarsi dei dati di misura).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas ARERA ha approvato la nuova disciplina del *settlement gas*dal 1° gennaio 2020 e che:

- conferma la struttura basata su sessioni di bilanciamento mensili con successive sessioni di aggiustamento (una per il conguaglio annuale ed una per il conguaglio pluriennale);
- introduce una semplificazione delle procedure per la determinazione delle partite economiche e di bilanciamento;
- introduce il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'allocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento;
- introduce il fattore di termicità (parametro Wkr) per la correzione dei profili di prelievo in base all'andamento climatico, determinato e pubblicato dal RdB;
- semplifica le procedure per la determinazione delle partite fisiche;

- assegna a Snam Rete Gas S.p.A. il compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi prelevati ai city gate e la somma dei consumi attesi;
- trasferisce al Servizio Informativo Integrato gestito da Acquirente Unico S.p.A. le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Inoltre, la Delibera 147/2019/R/gas ha previsto a partire da ottobre 2020 la riforma dei conferimenti ai punti di riconsegna (PdR) sottesi ai city gate che, in sintesi, consiste:

- nella determinazione d'ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai city gate;
- nel conferimento da parte dell'impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR dallo stesso serviti (sulla base delle relazioni di corrispondenza e relativi aggiornamenti mensili);
- nel superamento delle penali di scostamento per i PdR sottesi ai city gate.

Chiusura del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10 e liquidazione degli importi

Con Delibera ARG/gas 89/10, in presenza di una fase congiunturale caratterizzata da una riduzione dei consumi gas, da un eccesso di offerta e da una diffusa attività di rinegoziazione al ribasso dei contratti *take or pay*, l'Autorità aveva ritenuto di trasferire immediatamente ai clienti i potenziali benefici determinati da tale situazione introducendo, per l'anno termico 2010-2011, un coefficiente riduttivo k pari a 0,925 applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile della tariffa finale a copertura dei costi di approvvigionamento gas). Tale revisione era stata confermata dalla successiva Delibera ARG/gas 77/11 che disponeva la proroga fino al 30 settembre 2012 di tale meccanismo, rivedendo leggermente al rialzo il valore del coefficiente k (da 0,925 a 0,935).

Al termine di un lungo contenzioso il Consiglio di Stato, con sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato le ragioni dei ricorrenti.

Con Delibera 737/2017/R/gas l'Autorità ha rideterminato il coefficiente k, ponendolo pari a 0,952 per entrambi gli anni termici 2010-2012 mentre con Delibera 32/2019/R/gas ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l'istituzione di una componente sulla tariffa di distribuzione e misura gas corrisposta dai clienti con consumi fino a 200.000 Smc/anno (sotto-componente della UG_2 denominata UG_{2k}). La raccolta del gettito avverrà nell'arco di 3 anni a partire dal 1° aprile 2019.

Il 31 maggio ACEL Energie S.r.l. ed Enerxenia S.p.A. hanno presentato istanza di acceso alla CSEA per complessivi 4,8 Mio Euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021.

Si segnala che, in data 21 marzo 2019, la Confederazione generale dell'artigianato e delle imprese (Confartigianato) ha presentato ricorso nei confronti della Delibera 32/2019/R/gas con richiesta di sospensiva, richiesta non accolta dal TAR Lombardia che ha fissato a novembre l'udienza di merito.

Business Unit Ambiente

Il Gruppo opera nel settore ambientale attraverso la controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. che svolge sia l'attività di raccolta sia l'attività di termovalorizzazione dei rifiuti tramite il proprio impianto che

tratta rifiuti solidi urbani e speciali, producendo energia elettrica e energia termica che alimenta la rete di teleriscaldamento nella città di Como.
Così come per il servizio idrico, la materia dei servizi ambientali è disciplinata dai D.L. 138/2011 e 179/2012 per come modificati dal D.L. 150/2013. Pertanto i termini di differimento introdotti dal decreto Milleproroghe trovano applicazione anche in tale settore.
Nel corso del 2014 è entrato in vigore il c.d. Decreto "Sblocca Italia" che prevede, all'art. 35, comma 6 che "ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, non sussistendo vincoli di bacino al trattamento dei rifiuti urbani in impianti di recupero energetico, nei suddetti impianti deve comunque essere assicurata priorità di accesso ai rifiuti urbani prodotti nel territorio regionale fino al soddisfacimento del relativo fabbisogno e, solo per la disponibilità residua autorizzata, al trattamento di rifiuti urbani prodotti in altre regioni. Sono altresì ammessi, in via complementare, rifiuti speciali pericolosi a solo rischio infettivo nel pieno rispetto del principio di prossimità sancito dall'articolo 182-bis, comma 1, lettera b), del citato decreto legislativo n. 152 del 2006 e delle norme generali che disciplinano la materia, a condizione che l'impianto sia dotato di sistema di caricamento dedicato a bocca di forno che escluda anche ogni contatto tra il personale addetto e il rifiuto; a tale fine le autorizzazioni integrate ambientali sono adeguate ai sensi del presente comma".

Attribuzioni ad ARERA dei poteri di regolazione e controllo nel settore dei rifiuti

Nel corso del 2018, con riferimento al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, l'Autorità ha adottato diversi avvii di procedimento al fine di svolgere le funzioni di regolazione e controllo assegnatele dalla Legge di Bilancio 2018 nonché di raccogliere informazioni sul settore.

Le delibere prevedono la convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, così come la pubblicazione di documenti di ricognizione e, stante la *governance* complessa del settore, sono state trasmesse al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

Avvio di procedimenti dell'Autorità

Trattazione di reclami e controversie con gli utenti

Con Delibera 82/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'individuazione delle prime attività relative alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione di reclami e controversie degli utenti finali, finalizzato ad estendere anche al settore dei rifiuti il sistema di tutele già in essere per i settori energetici regolati e idrico (TICO - Delibera 209/2016) che prevede un apposito Servizio Conciliazione con l'avvalimento di Acquirente Unico (Sportello Consumatori). La chiusura del procedimento è prevista per il 31 dicembre 2019.

Regolazione tariffaria

Con Delibera 225/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione tariffaria in materia di ciclo integrato dei rifiuti, con particolare riferimento alla:

a) definizione del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione (anche in caso di TARI);
b) fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
c) modalità di approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo d'ambito, o dall'autorità competente a ciò preposta, per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
d) verifica della corretta redazione dei piani d'ambito.

Con un comunicato del 10 maggio 2018, ARERA ha in ogni caso stabilito che, per garantire un quadro di regole certe e chiare al settore, sino all'adozione dei provvedimenti tariffari continuano ad applicarsi transitoriamente i criteri e le modalità operative disposti dalla disciplina previgente alla Legge n. 205/17 in merito alla definizione e all'approvazione delle tariffe da applicare.

Regolazione della qualità

Con Delibera 226/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione della qualità del servizio nel ciclo integrato dei rifiuti, focalizzati alla:

a) definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori, le associazioni dei consumatori e

b) diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza.

Anagrafica e monitoraggio

Con Delibera 715/2018 è stato avviato il procedimento per la realizzazione di un'apposita anagrafica di settore e per la definizione di una modulistica da utilizzare per il monitoraggio delle tariffe del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati relativamente agli anni 2018-2019. Si attende un'apposita consultazione e la pubblicazione del provvedimento finale entro il 2019.

Richiesta informazioni in merito al servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati

La Delibera 714/2018 dispone una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di smaltimento dei rifiuti urbani e assimilati (impianti TMB, di incenerimento e discariche – in un secondo momento dovrebbe essere avviata una richiesta anche per gli impianti di trattamento delle frazioni differenziate) tramite apposita modulistica successivamente adottata con Determina n. 1/2019.

L'indagine è finalizzata ad acquisire gli elementi funzionali sia alla definizione della regolazione delle condizioni di accesso, sia all'espletamento delle funzioni di controllo intestate all'Autorità, con particolare riferimento ai prezzi praticati dai gestori agli utenti.

DCO 713/2018/R/rif recante "Criteri per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione"

Il DCO 713/2018 presenta i primi orientamenti dell'Autorità per la regolazione tariffaria dei singoli servizi che caratterizzano il servizio integrato di gestione dei rifiuti (la fase di raccolta e trasporto, e quella di smaltimento e trattamento).

Nel 2019 saranno pubblicati ulteriori DCO più di dettaglio che delineeranno i meccanismi di approvazione ed articolazione delle tariffe all'utenza e i criteri per la definizione delle condizioni di accesso agli impianti di recupero e smaltimento.

ARERA prevede l'avvio della regolazione a partire dal 2020 (sulla base dei costi effettivi 2018) articolato in un primo semi-periodo (2020-21) in cui verranno introdotti i nuovi meccanismi di definizione e verifica delle tariffe, nonché i primi criteri di *unbundling* contabile delle attività gestite, e in un secondo semi-periodo (2022-23) focalizzato su efficientamento dei costi e del servizio, oltre a possibili misure volte a favorire l'aggregazione dei gestori della raccolta e del trasporto.

Per il biennio «transitorio» (2018-2019) è prevista un'attività di monitoraggio in cui l'Autorità potrebbe effettuare valutazioni in merito alla corretta applicazione del principio di efficienza dei costi sostenuti.

Business Unit Energia e Tecnologie Smart

Il gruppo opera nel settore del teleriscaldamento attraverso le controllate Varese Risorse S.p.A. e Comocalor S.p.A..
Varese Risorse S.p.A è operativa altresì nel settore dell'illuminazione pubblica.

Attività dell'Autorità nella regolazione e controllo del settore del teleriscaldamento/ teleraffrescamento (telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una regolazione del tipo *RAB based* come quella vigente per gli altri servizi a rete.

Le attribuzioni riguardano, infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore.

All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, fatturazione, accesso ai dati di consumo per gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

Dopo un primo provvedimento (Delibera 282/2017/R/tlr) in materia di sub-fatturazione delle spese di teleriscaldamento tra le unità immobiliari nei condomini, l'Autorità ha definito con Delibera 24/2018/R/tlr (TUAR) e s.m. i criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso.

Gli esercenti possono determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e i ricavi (in attesa della conclusione del procedimento avviato con Delibera 111/2017/R/tlr in materia di separazione contabile e amministrativa nel servizio di teleriscaldamento, i criteri di attribuzione dei costi indiretti possono essere definiti autonomamente dagli esercenti). Contestualmente al preventivo di allacciamento sono introdotti specifici obblighi informativi nei confronti dei clienti circa le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire una valutazione dell'economicità complessiva dello stesso e di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati.

E' possibile per il cliente recedere dal contratto con un preavviso di 30 giorni, senza pagamento di alcun corrispettivo o penale richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso della disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica ed eventuali altre parti dell'impianto. Sono esclusi dalla disciplina del recesso i clienti con potenza contrattuale superiore a 1.200 kW. Sono, infine, previsti per gli operatori specifici obblighi di rendicontazione nei confronti dell'Autorità al fine di consentire il monitoraggio del settore e il rispetto della regolazione.

Con Delibera 277/2018/R/tlr l'Autorità, a seguito delle criticità evidenziate dagli operatori, ha differito l'entrata in vigore del TUAR dal 1° giugno 2018 al 1° ottobre 2018 con termine del periodo regolatorio al 31 dicembre 2021.

La Delibera 661/2018/R/tlr ha definito la regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento (RQCT) per il periodo 1° luglio 2019 – 31 dicembre 2021. Il perimetro di applicazione

della disciplina nei confronti dei clienti finali è funzione della dimensione degli esercenti determinata in base alla potenza contrattuale complessiva dei clienti serviti: micro esercenti fino a 6 MW di potenza contrattuale complessiva, esercenti di medie dimensioni oltre 6 MW e fino a 50 MW ed esercenti di maggiori dimensioni oltre 50 MW.

Le prestazioni soggette alla qualità commerciale comprendono: i preventivi, l'esecuzione di lavori, le attivazioni, la gestione dei reclami, oltre al pronto intervento.

Sono previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore è commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, al fine di considerare la dimensione dell'utente interessato dalla violazione. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata fino a 50 kW (utenze monofamiliari e condomini piccoli) l'indennizzo è pari a 30 Euro. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata superiore a 50 kW e fino a 350 kW l'indennizzo è pari a 70 euro.

Con Delibera 574/2018/R/tlr sono stati approvati gli "Obblighi informativi per i soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffescamento (OITLR)", prevedendo al contempo l'abrogazione delle precedenti Delibere 339/2015/R/tlr e 23/2018/R/tlr in un'ottica di razionalizzazione delle disposizioni.

I DCO 637/2018/R/tlr e 177/2019/R/tlr hanno illustrato le proposte in materia di obblighi minimi per la trasparenza dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, con riferimento ai contratti di fornitura, ai prezzi di erogazione del servizio, ai documenti di fatturazione, alle informazioni in tema di qualità e alle prestazioni di carattere ambientale. L'Autorità intende pubblicare il provvedimento definitivo entro l'estate del 2019, prevedendone l'entrata in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2020.

Con il DCO 691/2018/R/tlr sono stati presentati i primi orientamenti in materia di qualità tecnica con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, nonché alle prestazioni energetiche ed ambientali. Tale consultazione si appoggia su una raccolta dati avviata dall'Autorità con riferimento alle reti gestite nel 2017 e alle principali attività e procedure attualmente adottate dagli operatori per assicurare la sicurezza e la continuità del servizio.

Stante l'assenza di una leva tariffaria (a differenza, infatti, degli altri settori regolati, il quadro legislativo non consente di applicare, ad oggi, meccanismi di incentivazione economica del tipo premi-penalità), l'Autorità è, pertanto, orientata ad utilizzare nel primo periodo regolatorio esclusivamente obblighi di servizio, standard (specifici o generali) e meccanismi reputazionali (pubblicazione delle *performance* degli operatori).

Nuovi incentivi allo sviluppo di reti di teleriscaldamento

L'articolo 19-decies della Legge 4 dicembre 2017, n. 172, introduce una nuova fattispecie di intervento impiantistico su unità di cogenerazione volto a premiare, tramite il riconoscimento di CB CAR, l'estensione di reti di teleriscaldamento nell'ambito di sistemi di "teleriscaldamento efficiente". Lo schema di incentivazione cui la norma fa riferimento (e che va ad integrare) è quello previsto dal DM 5 settembre 2011 relativo all'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento (CAR) attraverso il rilascio dei titoli di efficienza energetica/CB (c.d. DM CAR).

L'articolo 19-decies della Legge definisce gli interventi che possono beneficiare degli incentivi su unità di cogenerazione e che possiedono (tutte) le seguenti caratteristiche:

- non si classificano come "rifacimento" ai sensi del DM CAR;

- comportano un incremento della producibilità termica dell'unità di cogenerazione, finalizzato al mantenimento o raggiungimento di una configurazione di sistema di teleriscaldamento efficiente;
- si abbinano all'estensione della rete di distribuzione del calore, in termini di capacità di trasporto.

Per i suddetti interventi, il DM CAR troverà applicazione "secondo i valori di rendimento fissati nel regolamento delegato (UE) 2015/2402": questo rappresenta la più recente norma di aggiornamento dei valori di efficienza della produzione "separata" (ossia non in cogenerazione) di elettricità e calore.

La nuova norma dovrà trovare attuazione tramite uno specifico DM modificativo del DM CAR che il MiSE avrebbe dovuto adottare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge (90 giorni dal 4 dicembre 2017).

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

In sede di conversione in legge (Legge n. 12/2019) con modificazioni del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni) il Legislatore è intervenuto all'art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW).

Negli ultimi anni la mancata attuazione delle norme primarie volte a consentire lo svolgimento di gare per l'assegnazione delle concessioni scadute aveva portato alla prosecuzione temporanea della gestione da parte degli attuali titolari.

L'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, nella versione previgente, disponeva, infatti, che le Regioni assegnassero le concessioni sulla base di criteri che avrebbero dovuto essere definiti da un DM concertato tra MiSE e MATTM, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, il quale non è stato mai emanato, così determinandosi un'estensione di fatto della gestione delle concessioni scadute in forza del comma 8 bis di tale art. 12, che prevedeva l'esercizio della concessione da parte del concessionario uscente fino alla riassegnazione, a condizioni immutate.

La Commissione Europea, nell'ambito della procedura d'infrazione n. 2011/2026, aveva peraltro inviato all'Italia il 26 settembre 2013 una lettera di messa in mora, contestando la non compatibilità di taluni profili della normativa nazionale con l'ordinamento comunitario. Il Governo aveva, quindi, prospettato alla Commissione un complessivo riassetto del settore.

Le nuove norme, introdotte nel citato art. 12 mediante la Legge n. 12/2019, prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016.

L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali menzionate e, comunque, non oltre il 31 marzo 2022.

La durata delle nuove concessioni sarà compresa tra 20 e 40 anni, con possibile estensione del termine massimo di ulteriori 10 anni in relazione alla complessità della proposta progettuale e all'importo dell'investimento.

Sarà anche ridefinito con legge regionale (sentita l'ARERA) il canone demaniale da corrispondere su base semestrale alle Regioni, articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed una variabile calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati.

Le Regioni potranno anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione.

Per le concessioni scadute è, inoltre, prevista la corresponsione di un canone aggiuntivo e la possibile fornitura gratuita di energia nei termini suindicati.

Entro 180 giorni dall'entrata in vigore della Legge n. 12/2019 dovrà essere emanato un DM MiSE, sentita l'ARERA e previo parere della Conferenza Unificata Stato-Regioni, che dovrà stabilire gli importi minimi sia della parte fissa del canone demaniale sia del canone aggiuntivo. Decorso vanamente detto termine, le Regioni potranno determinare tali importi in misura non inferiore a 30 euro/kW per la componente fissa del canone demaniale e a 20 euro/kW per il canone aggiuntivo.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma, richiamando il RD 1775/1933, prescrive:

- per le opere c.d. "bagnate", il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni; in caso di investimenti – purché definiti nell'atto di concessione o autorizzati dall'ente concedente –, è previsto un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato;
- per le opere c.d. "asciutte", il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata, al netto dei beni ammortizzati. In ipotesi di mancato utilizzo da parte del concessionario entrante, per i beni mobili è prevista la rimozione e lo smaltimento a carico del proponente, mentre quelli immobili restano di proprietà degli aventi diritto.

In considerazione di questo nuovo quadro normativo, la Commissione Europea ha inviato in data 7 marzo 2019 una seconda lettera di costituzione in mora complementare [(13)] in cui lamenta il fatto che il Governo italiano avrebbe:

- operato continue proroghe delle concessioni scadute, omettendo di indire procedure di selezione trasparenti e imparziali per l'assegnazione;
- imposto al concessionario subentrante, con particolare riferimento alle opere "asciutte"
  i. l'obbligo di versare un indennizzo superiore al valore non ammortizzato dei beni, in asimmetria di trattamento con quanto previsto nel caso di subentro da parte delle Regioni,
  ii. l'onere di rimozione e smaltimento dei beni mobili di cui non sia previsto l'utilizzo nel progetto di concessione.

In data 10 maggio 2019, con riferimento alle criticità sollevate dalla Commissione Europea, il Governo italiano ha inviato specifica lettera di risposta.

[(13)] Sempre il 7 marzo la Commissione ha messo in mora anche Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia al fine di "garantire che gli appalti pubblici nel settore dell'energia idroelettrica siano aggiudicati e rinnovati in conformità del diritto dell'UE".

PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE RIFERITI ALLE SINGOLE *BUSINESS UNIT* – *NO GAAP MEASURES*

Per chiarezza espositiva[14] si precisa che:

- I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono esposti al netto delle partite non ricorrenti, al lordo dei rapporti *intercompany*;
- Il Margine Operativo Lordo (MOL o EBITDA) = Indicatore alternativo di performance operativa, calcolato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi (Risultato operativo netto o MON o EBIT), a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e, dal 30 settembre 2018, anche gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle partite non ricorrenti.
- Il Margine Operativo Netto (MON o EBIT) = Indicatore alternativo di performance definito come Risultato Operativo netto (differenza tra il totale dei ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi), dopo le partite non ricorrenti.

BUSINESS UNIT VENDITA (ENERXENIA S.P.A. E ACEL ENERGIE S.R.L.)

Il Gruppo si occupa della vendita di gas ed energia elettrica a consumatori finali sia *retail* che *business*, mediante le controllate Enerxenia – che post Aggregazione, include anche circa 37.000 clienti riferiti al ramo clienti energia della provincia di Varese scisso dalla A2A Energia - ed Acel Energie, che, dal primo luglio 2018, incorpora i clienti sia dell'ex Acel Service che dell'ex AEVV Energie Sondrio (i clienti gas ed energia elettrica riferiti ai bacini di Lecco e Sondrio sono complessivamente circa 117.000).
I volumi di gas complessivamente venduti nel primo semestre 2019 risultano pari a 273,5 milioni di metri cubi (160,2 milioni di metri cubi nel 2018), grazie alla crescita della base clienti a oltre 260.000 unità di cui circa 117.000 a partire dal 1° luglio, e alle temperature mediamente più rigide che hanno caratterizzato il periodo (in particolare l'inizio del secondo trimestre) rispetto al 2018.
Al 30 giugno 2019 i clienti Energia Elettrica si presentano in forte crescita sino a circa 67.800 unità, di cui oltre 37.000 a partire dal 1° luglio. In sensibile crescita anche i volumi di energia elettrica venduti a clienti finali che ammontano a 193,3 GWhe (72,8 GWhe nel primo semestre 2018).

SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI VENDITA GAS E VENDITA ENERGIA ELETTRICA

Valori espressi in migliaia di Euro	**I semestre 2019**	**I semestre 2018**
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	168.866	83.358
- *di cui inter/intracompany*	*10.280*	*3.837*
MOL ante partite non ricorrenti	17.972	12.461
MON post partite non ricorrenti	15.467	11.435

[14] V. anche Comunicazione Consob n. 0092543 del 3 dicembre 2015 in merito all'applicazione degli orientamenti ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance.

DATI GESTIONALI VENDITA GAS
(al lordo dei rapporti intercompany)

	30.06.2019	30.06.2018
Gas venduto Grandi clienti (mln Mc)	72,9	40,4
Gas venduto Clienti *retail* (mln Mc)	200,7	119,7
Totale Gas venduto (mln Mc)	**273,5**	**160,2**
N. Clienti *business*	839	468
N. Clienti *retail*	259.210	152.109
Totale N. clienti	**260.049**	**152.577**

DATI GESTIONALI VENDITA E ENERGIA ELETTRICA
(al lordo dei rapporti intercompany)

	30.06.2019	30.06.2018
Energia Elettrica venduta ai clienti finali (GWhe)*	193,3	72,8
N. Clienti	67.765	22.705

* Al 30 giugno 2019 il dato è esposto al netto delle perdite di rete, conseguentemente è stato riesposto con la medesima logica anche quello riferito al 30 giugno 2018.

BUSINESS UNIT RETI

RETI GAS (ACSM AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A., LARIO RETI GAS S.R.L.,RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA S.R.L. E SERENISSIMA GAS S.P.A.)

Il Gruppo, mediante le controllate, gestisce servizi di distribuzione di gas a favore:

- di n. 47 comuni nelle province di Como, Monza, Venezia, Udine e Treviso, con circa n. 183.000 punti di riconsegna (PdR), di cui n. 141.000 solo in Lombardia, ed una rete estesa per circa 1.970 km (perimetro in essere pre Operazione). Tale attività viene effettuata: per quanto riguarda n. 32 comuni, sulla base di concessioni aventi scadenze comprese tra il 2022 e il 2024; per quanto riguarda n. 15 comuni, sulla base di concessioni attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa dell'aggiudicazione delle rispettive procedure di gara d'ambito;
- di n. 4 comuni della provincia di Varese, con circa n. 43.000 PdR ed una rete estesa per circa 418 km. Tale attività viene effettuata sulla base di concessioni attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa della gara d'ambito;
- di n. 1 comune nella Provincia di Sondrio (con eccezione di alcune frazioni dello stesso comune), con circa n. 9.600 PdR ed una rete estesa per circa 57 km. Tale attività viene effettuata sulla base di una concessione attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa della gara d'ambito;

- di n. 36 comuni della provincia di Lecco, con oltre n. 78.600 PdR ed una rete estesa per circa 811 km. Tale attività viene effettuata sulla base di concessioni attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa dell'espletamento delle gare d'ambito, ad eccezione di 4 comuni gestiti in regime di project financing e di una concessione aggiudicata con le gare comunali.

Le concessioni dell'area di Varese, Lecco e Sondrio sono confluite nel Gruppo Acsm Agam il 1° luglio 2018 nell'ambito dell'operazione di Aggregazione con un apporto complessivo di oltre 131.000 PdR e oltre 1.280 km di rete.

RETI ELETTRICHE (RETI VALTELLINA E VALCHIAVENNA S.R.L.)

Il Gruppo, mediante la controllata, gestisce servizi di distribuzione energia elettrica nei territori dei Comuni di Sondrio, Tirano, Sernio e Valdisotto. Tale attività viene effettuata sulla base di apposite concessioni aventi scadenza 2030. Per lo svolgimento della distribuzione di energia elettrica la società è proprietaria di una rete composta da complessivi 557 km, dei quali linee di media tensione per una lunghezza complessiva di circa 136 km e da linee di bassa tensione per una lunghezza complessiva di circa 420 Km. L'energia elettrica distribuita nel 2019, è pari a 80,2 Gwh, con circa 25.700 PdR serviti.

RETI IDRICHE (ACSM AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A.)

Il Gruppo, mediante la controllata, opera come gestore del servizio idrico, relativamente alle attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di reti e impianti idrici, oltre a fornire servizi di controllo qualità delle acque potabili e di gestione rapporti con la clientela. Nell'esercizio di tali attività, il Gruppo Acsm Agam post-Operazione serve:

- circa n. 16.000 clienti siti nei comuni di Como, Cernobbio e Brunate, con circa 350 km di rete gestita (perimetro in essere pre Aggregazione) conformemente agli atti che regolano le gestioni affidate e sulla base della Convenzione d'Ambito stipulata in data 20 giugno 2018 con l'Ufficio d'Ambito di Como. Ai sensi della normativa applicabile, il Gruppo continuerà a svolgere tale attività sino a scadenza naturale delle concessioni, rispettivamente fino al 2026 per il Comune di Como, a tutto il 2019 per il Comune di Cernobbio e al 2028 per il Comune di Brunate;
- circa n. 67.000 clienti siti nel Comune di Varese e in altri 33 comuni della provincia di Varese, con una rete di 1.327 km, sulla base della Convenzione d'Ambito stipulata in data 27 ottobre 2017 con l'EGATO della Provincia di Varese (perimetro incrementale confluito grazie all'Aggregazione). Anche in questo caso, secondo quanto stabilito da detta Convenzione e secondo quanto disposto dal vigente quadro normativo, il Gruppo continuerà a svolgere tale attività fino alle loro scadenze naturali.

I volumi di acqua erogati nel primo semestre 2019 risultano pari a 14,5 milioni di metri cubi, in incremento rispetto al 2018 per la variazione di perimetro (pari a 8,8 milioni di metri cubi).

Sintesi Risultati Economici aggregati Reti

Valori espressi in migliaia di Euro	**I semestre 2019**	**I semestre 2018**
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	55.059	19.792
- *di cui inter/intracompany*	*17.013*	*8.827*
MOL ante partite non ricorrenti	19.868	10.168
MON post partite non ricorrenti	11.461	4.284

Come già evidenziato, dal 2018, è variato il criterio di esposizione dei certificati ambientali. Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso anche l'esposizione della voce "Altri ricavi e proventi" riferita al 2018 (minori altri ricavi per 3,6 milioni di Euro e minori costi operativi per 3,9 milioni di Euro e per il differenziale pari a 0,3 milioni di Euro come accantonamento a fondo rischi). Si segnala, inoltre, che a partire dal secondo semestre 2018 gli accantonamenti a fondi rischi sono riclassificati, unitamente agli ammortamenti e svalutazioni, sotto il Margine Operativo Lordo. Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso anche l'esposizione del Margine Operativo Lordo 2018, con impatto positivo per complessivi 0,3 milioni di Euro.

DATI GESTIONALI RETI GAS

(al lordo dei rapporti intercompany)

	30.06.2019	**30.06.2018**
Gas vettoriato (mln Mc)	358,9	201,0
N. PDR	313.622	182.478
Km rete	3.255	1.962

DATI GESTIONALI DISTRIBUZIONE ELETTRICA

(al lordo dei rapporti intercompany)

	30.06.2019	**30.06.2018**
Energia elettrica distribuita (GWhe)	80,2	-
N. POD	25.715	-
Km rete	557	-

DATI GESTIONALI RETI IDRICHE

	30.06.2019	30.06.2018
Metri cubi venduti (mln)	14,5	5,4
N. clienti	83.400	15.977
Km rete	1.677	350

***BUSINESS UNIT* ENERGIA E TECNOLOGIE SMART**

TELERISCALDAMENTO, COGENERAZIONE E ILLUMINAZIONE PUBBLICA (VARESE RISORSE S.P.A., COMOCALOR S.P.A. E RETI VALTELLINA E VALCHIAVENNA S.R.L.)

Il Gruppo presta servizi di teleriscaldamento urbano a favore:

- della città di Como, utilizzando principalmente l'energia termica prodotta dal termovalorizzatore di proprietà di Acsm Agam Ambiente, mediante la controllata ComoCalor e sulla base di apposita concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza prevista per il mese di ottobre 2020 (business in essere anche pre Aggregazione);
- della città di Monza mediante la controllata Varese Risorse che utilizza l'energia termica prodotta principalmente da tre impianti di cogenerazione di proprietà e anche quella acquisita dal Gruppo Rovagnati, sulla base di accordi contrattuali della durata di 11 anni. I servizi di teleriscaldamento a favore del Comune di Monza sono forniti sulla base di apposita concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza al 2031 (*busines*s in essere anche pre Aggregazione);
- della città di Varese, sempre mediante la controllata Varese Risorse, utilizzando principalmente l'energia termica prodotta da una centrale in assetto cogenerazione (produzione combinata di calore e energia elettrica tramite turbogas e caldaia a recupero), nonché la produzione per il tramite di una centrale termofrigorifera integrata con il teleriscaldamento presso l'Ospedale di Circolo di Varese tesa a soddisfare i fabbisogni tecnologici e di climatizzazione dell'intero complesso ospedaliero, sulla base di apposita concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza nel 2025 (*business* incrementale grazie all'Aggregazione).

L'attività di **Teleriscaldamento e Cogenerazione**, nel primo semestre, vede in aumento i quantitativi di energia termica venduta che risultano pari a 129,9GWht (75,9GWht nel 2018), grazie all'incremento del numero di clienti principalmente per effetto dell'Aggregazione. Si segnala il positivo apporto anche del progetto di estensione delle reti in nuovi quartieri della città di Monza, avviato nel 2017, che consente, oltre allo sviluppo commerciale, anche l'interconnessione delle reti alimentate dagli impianti di Monza Nord, Monza Sud e Monza Centro, con importanti sinergie ed efficientamenti.
I km di rete di teleriscaldamento gestiti sono pari a 70, in incremento rispetto al 2018 grazie ai 16 km di Varese e allo sviluppo di rete a Monza. Le utenze al 30 giugno 2019 risultano pari a 625 unità, di cui 145 dal ramo Varese.
In aumento anche i quantitativi di energia elettrica venduta dalla parte cogenerativa che beneficiano dell'incremento della produzione di Varese. Oltre all'operazione effettuata con il Gruppo Rovagnati, dal quale viene acquisita l'energia termica generata dall'impianto di cogenerazione che è stato collegato alla rete di teleriscaldamento del Gruppo Acsm Agam, a partire dalla stagione termica

2019/2020 si inserirà l'apporto derivante dall'accordo con Brianzacque S.r.l., firmato nel 2017, analogo a quello con Rovagnati. Tali progetti consentono importanti efficienze a livello operativo in termini di minori costi di produzione.
Il Gruppo, mediante la controllata Varese Risorse, svolge attività di **manutenzione e gestione degli impianti di illuminazione pubblica** dei Comuni di Garbagnate Milanese, Nova Milanese, Messina[15], Cornaredo, Melzo, Pero, Cantello e Cesate in partnership con A2A per un pro quota di circa 24.500 punti luce e, mediante la controllata Reti Valtellina Valchiavenna, nei Comuni di Sernio, Sondrio, Tirano, Valdisotto e, in parte, del Comune di Sondalo per ulteriori 8.000 punti luce gestiti, confluiti post Aggregazione dalla ex Aevv S.p.A.. L'attività nel settore dell'illuminazione pubblica è stata avviata dal Gruppo nel 2017, sia direttamente sia in collaborazione con il partner industriale A2A, partecipando a gare pubbliche oppure proponendo direttamente alle amministrazioni comunali Project Financing (ai sensi dell'articolo 183 comma 15 del D. Lgs. 50/2016 e ss.mm.ii). In particolare, nel corso del 1° semestre 2019, Varese Risorse, in Associazione Temporanea di Impresa (ATI) con il partner industriale A2A, ha ottenuto l'aggiudicazione provvisoria dal comune di Bovisio Masciago, mentre è stata individuata, tramite manifestazione di interesse pubblico, come soggetto promotore dai comuni di Cologno Monzese, Costa Masnaga e l'insieme di 13 comuni della provincia di Lecco con capofila Verderio. Inoltre, si è in attesa degli esiti per le gare presentate ai comuni di Cassano Magnago e Belgioioso.
Sempre nel corso del primo semestre 2019, Varese Risorse in qualità di soggetto promotore ha partecipato alle gare indette dai comuni di Cermenate e Morazzone risultando il miglior offerente con la conseguente aggiudicazione provvisoria.
Per il comune di Gazzada Schianno si è in attesa della pubblicazione del bando gara.
Si evidenzia inoltre che il Comune di Monza, con provvedimento n. 33/2019, ad esito dell'analisi comparativa delle proposte di finanza di progetto presentate ha individuato quale proposta di maggiore interesse per la città il progetto di Illuminazione Pubblica e Smart city presentato da Acsm-Agam S.p.A., in ATI insieme al partner industriale A2A, (gestione di circa 12.000 punti luce, 2.400 punti luce pro quota), la gara verrà espletata nei prossimi mesi.

GESTIONE CALORE, GENERAZIONE, FOTOVOLTAICO ED ALTRO (AEVV IMPIANTI S.R.L., ACSM-AGAM S.P.A., COMO ENERGIA S.C.A.R.L. IN LIQUIDAZIONE E CONSORZIO SO.E.RA. ENERGY CALOR)

Con riferimento ai servizi di **Gestione calore**, il Gruppo, mediante la controllata AEVV Impianti, gestisce impianti termici di edifici pubblici e privati siti nelle province:

- di Como, Monza Brianza per complessivi n. 154 impianti,
- di Lecco e Sondrio (post Aggregazione) per complessivi n. 101 impianti gestiti.

Con riferimento all'attività di gestione calore e riqualificazione energetica, la controllata AEVV Impianti è risultata prima in graduatoria in una gara relativa a quattro Comuni, ad oggi si è in attesa dei procedimenti per l'aggiudicazione definitiva.
Inoltre, prosegue lo sviluppo di impianti di **microcogenerazione** presso utenze commerciali, piccole industrie e case di cura, per beneficiare del minor costo energia ottenuto dalla produzione combinata di calore e energia.

Il Gruppo, è inoltre titolare di n. 5 concessioni per l'esercizio di n. 4 **impianti idroelettrici**, aventi scadenza 2029 confluiti dal Gruppo A2A nell'ambito dell'Aggregazione. L'attività è gestita grazie ad

[15] Sul punto si rinvia anche alle Note Esplicative alla presente Relazione finanziaria semestrale, paragrafo Contenziosi.

alcuni contratti con A2A S.p.A., finalizzati a consentirne il funzionamento operativo rimasti in vigore post aggregazione, che si qualificano come conclusi con parti correlate.
Il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata Aevv Impianti, produce inoltre energia elettrica da **impianti fotovoltaici**.
La produzione di energia elettrica nel primo semestre 2019 è pari complessivamente a 41,1 GWh, di cui 0,5 GWh da fotovoltaico. La produzione delle centrali idroelettriche risulta inferiore alle medie storiche principalmente per l'andamento della stagione termica.

Il Gruppo, mediante la controllata Aevv Impianti, gestisce inoltre n. 3 **parcheggi**, siti nel Comune di Sondrio.

SINTESI RISULTATI ECONOMICI ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

Valori espressi in migliaia di Euro	**I semestre 2019**	**I semestre 2018**
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	21.449	10.702
- *di cui inter/intracompany*	*1.255*	915
MOL ante partite non ricorrenti	6.654	3.201
MON post partite non ricorrenti	2.710	1.179

Il 2018 è riesposto includendo il risultato dell'attività di distribuzione gas metano per autotrazione, riclassificata nella *business unit* Energia e Tecnologie Smart, tra altre attività gestite. In precedenza tale attività era inclusa tra i risultati dei Servizi Corporate (MOL per 25 mila Euro e MON per 5 mila Euro).

DATI GESTIONALI TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE

	30.06.2019	**30.06.2018**
Energia termica (GWht)	129,9	75,9
N. clienti teleriscaldamento, vapore	625	460
Energia Elettrica prodotta (GWhe)	17,3	14,6
Km rete	70	51

DATI GESTIONALI GESTIONE CALORE

	30.06.2019	**30.06.2018**
N. impianti gestiti	255	154

DATI GESTIONALI GENERAZIONE E FOTOVOLTAICO

	30.06.2019	31.12.2018
Energia Elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici (GWhe)	0,5	-
Energia Elettrica prodotta da impianti Idroelettrici (GWhe)	39,6	-

***BUSINESS UNIT* AMBIENTE** (ACSM-AGAM AMBIENTE S.R.L.)

Il Gruppo, mediante la controllata, svolge il **servizio di Igiene ambientale**, confluito post aggregazione e l'attività di termovalorizzazione.
Il servizio di Igiene ambientale, in particolare, serve circa 171 mila abitanti siti nel Comune di Varese ed in altri comuni delle province di Varese e di Como, in incremento di oltre 21 mila unità rispetto alla data di efficacia dell'Aggregazione per effetto delle gare vinte a Olgiate Olona, Menaggio, Lozza e Gorla. L'attività consiste nella gestione del servizio di raccolta differenziata e indifferenziata, recupero, smaltimento, commercializzazione e trasporto dei rifiuti, della manutenzione dell'igiene di strade ed altri luoghi pubblici, oltre che del servizio di bonifica di ambienti degradati. Lo svolgimento dei citati servizi viene effettuato sulla base di contratti di servizi sottoscritti a seguito di gare ad evidenza pubblica e aventi una scadenza media di cinque anni per contratto. Con riferimento al contratto di servizi che regola la prestazione di attività a favore del Comune di Varese è in essere un contenzioso con il Comune per il quale si rinvia al relativo paragrafo inserito nelle Note Illustrative al presente bilancio consolidato semestrale (sul punto v. anche successivo paragrafo "Eventi rilevanti 2019 ed Eventi successivi").
Nel primo semestre 2019 i rifiuti raccolti sono pari a circa 44 mila tonnellate.
Con riferimento all'**attività di termovalorizzazione** dei rifiuti, svolta tramite l'impianto di Como, prosegue l'attività nello smaltimento dei rifiuti prevalentemente nel territorio comasco (Comune di Como e altri Comuni della provincia di Como, Varese e Milano e comunità montane), con circa 90.000 tonnellate annue di rifiuti smaltiti su base annua, a pieno regime. L'impianto di termovalorizzazione produce sia energia termica utilizzata per il teleriscaldamento nel Comune di Como, sia energia elettrica da fonte rinnovabile in virtù di una concessione rilasciata dallo stesso Comune.
Per effetto del fermo impianto straordinario necessario al revamping della seconda linea previsto in sede di Business Plan, risultano in decremento le quantità smaltite (33,4 migliaia di tonnellate rispetto a 44,9 migliaia di tonnellate nel 2018), l'energia elettrica venduta (6,5 GWhe nel 2019 rispetto i 10,7 GWhe del 2018) e l'energia termica ceduta a Comocalor (17,6 GWht nel 2019 verso i 23,8 GWht del 2018). Anche la produzione di energia elettrica per autoconsumo risulta in flessione rispetto al 2018 e pari a 3,9 GWhe (4,7 GWhe nel 2018).

Sintesi Risultati Economici Ambiente

Valori espressi in migliaia di Euro	**I semestre 2019**	**I semestre 2018**
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	15.292	5.273
- *di cui inter/intracompany*	*598*	*621*
MOL ante partite non ricorrenti	3.402	2.297
MON post partite non ricorrenti	667	1.064

Dati Gestionali Raccolta (Igiene Ambientale)

	30.06.2019	**30.06.2018**
Tonnellate servizio raccolta	44.035	-
Residenti serviti	171.606	-

Dati Gestionali Termovalorizzazione

	30.06.2019	**30.06.2018**
Tonnellate smaltite*	33.357	44.862
Energia elettrica ceduta (GWhe)	6,5	10,7
Energia termica ceduta (GWht)	17,6	23,8

*Il dato include i quantitativi smaltiti presso altri impianti che ammontano a 2.852 ton. nel 2019 (2.652 ton. nel 2018).

SERVIZI CORPORATE E ALTRO (GRUPPO ACSM AGAM)

Consistono nei costi *corporate* di tutte le società del Gruppo e nelle attività svolte dalle funzioni di *staff* e dei servizi generali della Holding che assicurano i relativi "service" a tutto il Gruppo.

Post Aggregazione il Gruppo, mediante la controllata AEVV Farmacie, gestisce 3 farmacie site nel Comune di Sondrio.

SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI SERVIZI CORPORATE

Valori espressi in migliaia di Euro	**I semestre 2019**	**I semestre 2018**
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	10.380	3.887
- *di cui inter/intracompany*	*7.534*	*3.639*
MOL ante partite non ricorrenti	(10.985)	(7.797)
MON post partite non ricorrenti	(14.035)	(13.413)

Il 2018 presentato includeva il risultato dell'attività di fornitura gas metano per auto, riesposto nel 2019 nella *business unit* Energia e Tecnologie Smart, tra le altre attività gestite.
Il margine operativo netto 2019 risente di partite non ricorrenti negative pari a 0,3 milioni di Euro riconducibili principalmente ai costi legati al progetto di Aggregazione (4,6 milioni di Euro nel 2018).

SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA

L'**andamento economico consolidato del Gruppo Acsm Agam del 2019**, confrontato con il 2018, è sintetizzato nel prospetto seguente (come già evidenziato, i due esercizi risultano non omogenei per effetto dell'Aggregazione efficace dal 1° luglio 2018):

Valori espressi in migliaia di Euro

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO	I semestre 2019	% sui ricavi	I semestre 2018	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	213.326	91,0%	101.218	96,2%
Altri ricavi e proventi operativi	21.039	9,0%	3.956	3,8%
Totale ricavi	**234.365**	**100,0%**	**105.174**	**100,0%**
Costo del personale	(21.441)	(9,1%)	(9.785)	(9,3%)
Altri costi operativi	(176.013)	(75,1%)	(75.058)	(71,4%)
Costi operativi	**(197.454)**	**(84,3%)**	**(84.843)**	**(80,7%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**36.911**	**15,7%**	**20.331**	**19,3%**
Partite non ricorrenti	(635)	(0,3%)	(4.616)	(4,4%)
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**36.276**	**15,5%**	**15.715**	**14,9%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(19.826)	(8,5%)	(11.166)	(10,6%)
Margine Operativo Netto (MON)	**16.450**	**7,0%**	**4.549**	**4,3%**
Risultato gestione finanziaria	213	0,1%	3.324	3,2%
di cui non ricorrenti	*(625)*	*(0,3%)*	*3.678*	*3,5%*
Risultato ante imposte	**16.663**	**7,1%**	**7.871**	**7,5%**
Imposte	(6.256)	(2,7%)	(1.779)	(1,7%)
Risultato Netto	**10.407**	**4,4%**	**6.094**	**5,8%**
Risultato di pertinenza dei terzi	331	0,1%	736	0,7%
Risultato di Gruppo	**10.076**	**4,3%**	**5.358**	**5,1%**

La **situazione patrimoniale-finanziaria consolidata** al 30 giugno 2019, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con il 31 dicembre 2018, è riepilogata nel successivo prospetto.

valori espressi in migliaia di Euro

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA RICLASSIFICATA	30.06.2019	31.12.2018
Capitale Investito Netto		
Immobilizzazioni materiali	124.419	119.060
Avviamento	82.324	82.324
Immobilizzazioni immateriali	405.196	402.488
Partecipazioni e altre attività finanziarie	2.090	1.575
Attività / (Passività) per imposte differite	(40.037)	(40.282)
Fondi rischi e oneri	(9.769)	(11.496)
Fondi relativi al personale	(11.604)	(11.474)
Altre passività non correnti	(35.987)	(36.337)
Capitale Immobilizzato	**516.632**	**505.858**
Rimanenze	9.267	7.892
Crediti commerciali	129.689	147.775
Altri Crediti	31.050	21.357
Attività non correnti destinate alla vendita	495	3.511
Altre attività operative	56	1.624
Debiti Commerciali	(71.151)	(89.377)
Altri debiti	(60.068)	(36.323)
Altre passività	(4.730)	0
Capitale Circolante Netto	**34.608**	**56.459**
Totale Capitale Investito Netto	**551.240**	**562.317**
Fonti di copertura		
Patrimonio Netto	**478.829**	**489.504**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	32.440	41.168
Saldo netto indebitamento a breve	47.354	56.722
Disponibilità liquide	(7.383)	(25.077)
Indebitamento Finanziario Netto	**72.411**	**72.813**
Totale Fonti di copertura	**551.240**	**562.317**

Il **capitale immobilizzato** al 30 giugno 2019 ammonta a 516,6 milioni di Euro, in aumento grazie principalmente agli investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo, al lordo delle quote di ammortamento, che risultano complessivamente pari a circa 21,9 milioni di Euro. Gli ammortamenti

complessivi risultano 18,4 milioni di Euro. Si rinvia al successivo paragrafo relativo agli investimenti per l'analisi di quanto realizzato nel semestre.
Il **capitale circolante netto** è pari a 34,6 milioni di Euro in miglioramento rispetto al saldo del 31 dicembre 2018 per effetto della normale dinamica della stagionalità dei principali business in cui opera il Gruppo. L'incremento della voce "Altri debiti" è dovuto principalmente all'aumento dei debiti per accise gas, al debito IVA e ai debiti perequativi verso la Cassa Conguaglio.

Al 30 giugno 2019 **l'indebitamento finanziario netto** risulta pari a 72,4 milioni di Euro sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2018. Nel 2019 la voce include, per circa 4 milioni di Euro, i debiti finanziari relativi all'applicazione dello IAS 16 per contratti di noleggio operativo a lungo termine e locazione immobiliare.

Sostanzialmente stabile anche il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto *(leverage)* che al 30 giugno 2019, risulta pari a 0,15 (0,15 il rapporto al 31 dicembre 2018), sia il rapporto PFN/EBITDA che al 30 giugno 2019, risulta pari a 1,96 (1,41 al 31 dicembre 2018).

valori espressi in migliaia di Euro

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA (valori espressi in migliaia di Euro)		**30.06.2019**	**31.12.2018**
A.	Cassa	46	51
B.	Disponibilità liquide	7.337	25.026
C.	Titoli detenuti per la negoziazione		
D.	**Liquidità (a+b+c)**	**7.383**	**25.077**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**1.035**	**929**
F.	Debiti bancari correnti	(157)	(1.096)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(22.316)	(22.054)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(25.916)	(34.500)
I.	**Posizione finanziaria corrente (f+g+h)**	**(48.389)**	**(57.650)**
J.	**Posizione finanziaria corrente netta (d+e+i)**	**(39.971)**	***(31.644)***
K.	Debiti bancari non correnti	(29.861)	(41.029)
L.	Obbligazioni emesse	(0)	(0)
M.	Altri debiti non correnti	(2.579)	(140)
N.	**Posizione finanziaria non corrente (k+l+m)**	**(32.440)**	***(41.169)***
O.	**Posizione finanziaria netta (j+n)**	**(72.411)**	***(72.813)***

Il saldo "Disponibilità liquide" è pari a 7,3 milioni di Euro, il saldo al 31 dicembre 2018 comprendeva la liquidità necessaria al pagamento delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo, che adotta un sistema di *cash pooling*.
La voce "Crediti finanziari correnti" (voce E) rappresenta il credito finanziario per *cash pooling* vantato nei confronti di due società partecipate non consolidate e verso la precedente controllante di una delle società fuse in data 1° luglio.
Il totale relativo alla posizione finanziaria corrente (voce I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a Euro 0,2 milioni (voce F) e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per Euro 25,9 milioni (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 22,3 milioni (voce G). Gli "Altri debiti finanziari correnti" (voce H) espongono la sottoscrizione di finanziamenti *hot money* per 24,5 milioni di Euro, oltre alla quota riferita alla passività corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 1,6

milioni di Euro dovuta all'introduzione dello IAS 16. La variazione rispetto al saldo della medesima voce al 31 dicembre 2018 è riconducibile alla necessità di effettuare i pagamenti delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo.
La voce "Altri debiti non correnti" (voce M) esprime, oltre al *mark to market* dei due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine al 30 giugno 2019 per 188 mila Euro, anche la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 2,4 milioni di Euro dovuta all'introduzione dello IAS 16.

Il **rendiconto finanziario consolidato** al 30 giugno 2019 confrontato con quello riferito al corrispondente periodo del 2018 e con quello al 31 dicembre 2018, presenta i seguenti flussi generati ed assorbiti dalle attività:

valori espressi in migliaia di Euro

RENDICONTO FINANZIARIO	30.06.2019	31.12.2018	30.06.2018
Risultato netto del periodo	**10.407**	**11.802**	**6.094**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	19.826	34.178	10.882
Proventi da partecipazioni	(464)	(3.661)	(3.661)
Variazione Fondi	(1.950)	(3.531)	(381)
Variazione delle imposte differite	(245)	(3.118)	(620)
Autofinanziamento	**27.574**	**35.670**	**12.314**
Variazione capitale circolante netto	16.547	(3.424)	42.456
Flusso di cassa gestione corrente	**44.121**	**32.246**	**54.770**
Investimenti al netto delle dismissioni	(24.698)	(20.912)	(5.875)
Flusso di cassa della gestione operativa	**19.423**	**11.334**	**48.895**
Variazioni Patrimonio netto	(14.996)	(5.132)	(4.100)
Flusso di Cassa del periodo	**4.427**	**6.202**	**44.795**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	(72.813)	(96.321)	(96.321)
Posizione Finanziaria Netta da Aggregazione 1° luglio 2018	-	17.306	-
Effetto applicazione IFRS 16 1° gennaio 2019	(4.025)	-	-
Posizione Finanziaria Netta Finale	**(72.411)**	**(72.813)**	**(51.526)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è positivo per 0,4 milioni di Euro. Ai flussi generati dall'autofinanziamento, pari a 27,6 milioni di Euro si somma la variazione del capitale circolante per 16,5 milioni di Euro.
I flussi finanziari netti impiegati nell'attività d'investimento riflettono, come già citato a commento delle variazioni della Situazione patrimoniale riclassificata, anche la cessione della citata partecipazione.
La variazione del Patrimonio Netto riflette la distribuzione di dividendi, oltre a movimenti residuali.

INVESTIMENTI DEL GRUPPO

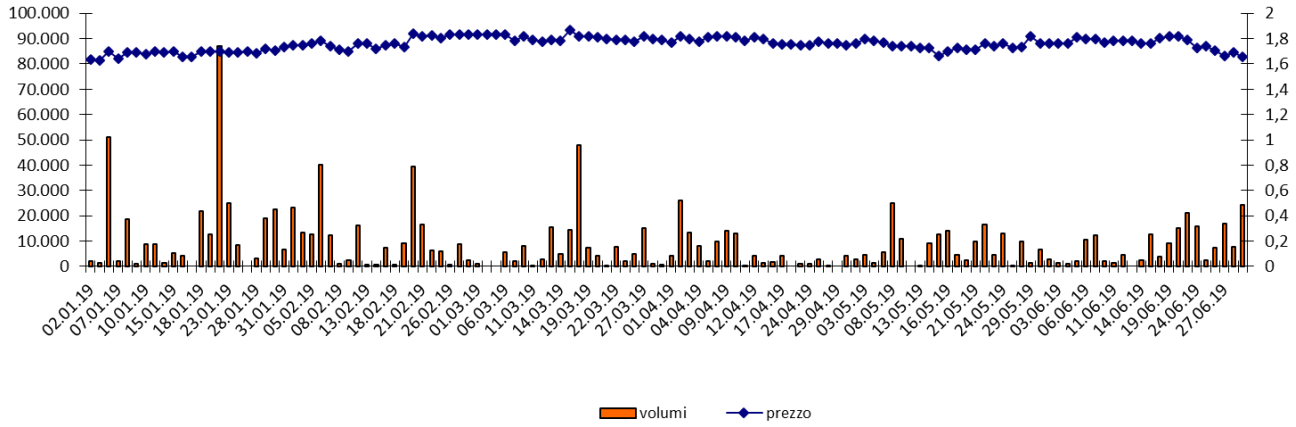
Nel primo semestre il Gruppo ha realizzato investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, al lordo delle dismissioni, per Euro 22 milioni di Euro, dei quali circa 7,2 milioni di Euro riferiti all'ampliamento di perimetro (10,5 milioni di Euro nel primo semestre 2018, con perimetro pre Aggregazione). In particolare, gli investimenti sono così composti: 6,2 milioni di Euro per le reti gas (di

cui 1,4 milioni riferiti alla variazione di perimetro), 3,6 milioni di Euro per attività di potenziamento delle reti idriche (di cui 2,2 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro) e 0,7 milioni di Euro per interventi sulle reti distribuzione elettrica (nuovo perimetro); 2,9 milioni di Euro per le attività di cogenerazione, teleriscaldamento, microcogenerazione e illuminazione pubblica (di cui 1,9 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro e 0,4 milioni di Euro per avvio attività di illuminazione pubblica); 4,0 milioni di Euro per le attività di termovalorizzazione e raccolta (di cui 0,8 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro relativa alle attività di raccolta) e 4,6 milioni di Euro per investimenti Corporate, di cui 4,2 milioni di Euro sui sistemi informativi e 0,4 milioni di Euro per investimenti *Facility*.

ANDAMENTO DEL TITOLO

Il titolo è quotato dal 1999 al Mercato Telematico Azionario (MTA) italiano. La media semplice del valore del titolo riferita al periodo in esame si attesta a 1,76 Euro per azione, di poco inferiore la media ponderata pari a 1,75 Euro. La capitalizzazione di borsa, vale a dire il valore complessivo delle azioni quotate sulla base del prezzo ufficiale rilevato al 30 giugno 2019, ammonta a circa 326,6 milioni di Euro. I volumi medi si sono attestati a circa 10 mila unità scambiate giornalmente.

I semestre 2019



IMPEGNO SOSTENIBILE

Nel contesto di importanti cambiamenti e di grande crescita cha ha caratterizzato il 2018, il Gruppo Acsm Agam ha consolidato il proprio percorso nella responsabilità sociale d'impresa e, per la prima volta nella sua storia, presentando il proprio Bilancio di Sostenibilità, che si configura anche come prima Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, in adempimento al Decreto Legislativo n° 254/16.

Il Gruppo ha deciso di andare oltre alla semplice rendicontazione richiesta dalla normativa, scegliendo di avvalersi del Bilancio di Sostenibilità come uno strumento per comunicare in maniera trasparente agli *stakeholder* le proprie prestazioni ambientali, le proprie iniziative in campo sociale e per il benessere dei propri dipendenti, dichiarando i propri impegni presenti e futuri nella gestione degli impatti sul territorio, attraverso l'adozione di specifici obiettivi e *Key Performance Indicators* ("*KPI*"). L'evidenza degli impegni assunti è contenuta nel Piano di sostenibilità - parte integrante del

documento - che si sviluppa con un orizzonte temporale di 5 anni in continuità con il Piano Industriale 2019-2023. All'interno degli obiettivi identificati all'interno del Piano di sostenibilità trovano spazio iniziative e azioni già intrinseche nel modo di fare business di Acsm Agam, ovvero il *change management*, la *tutela dell'ambiente*, l'*innovazione* e l'*attenzione al cliente*.
Per maggiori dettagli sul punto si fa rinvio al Bilancio di Sostenibilità 2018, pubblicato nella sezione Investor Relations del sito www.acsm-agam.it.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Gruppo, con riferimento ai rapporti con parti correlate, adotta una specifica procedura approvata dal Consiglio di Amministrazione (in data 5 marzo 2018) e pubblicata sul sito nella sezione Governance del sito www.acsm-agam.it.
Per i rapporti con parti correlate, di natura commerciale o finanziaria, effettuati a valori di mercato e monitorati dagli organi preposti (Comitato per le Operazioni con le Parti Correlate e Collegio Sindacale), si rimanda alle Note illustrative alla presente Relazione finanziaria semestrale.
In particolare, nel primo semestre 2019, il Consiglio di Amministrazione, ha esaminato il rinnovo contratto quadro per acquisto TEE da società del Gruppo A2A S.p.A. previo parere motivato e non vincolante del Comitato Parti Correlate sull'interesse della Società al compimento dell'operazione nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

CONTINUITÀ AZIENDALE

Come indicato all'interno delle Note illustrative alla presente Relazione finanziaria semestrale, non sussiste alcun indicatore gestionale o finanziario che metta a rischio la capacità del Gruppo Acsm Agam di operare in condizioni di continuità aziendale.
Il management del Gruppo ritiene, anche in funzione del vigente Piano Industriale 2019-2023 e delle capacità di accesso al credito, di essere in grado di procedere nello sviluppo delle attività senza porre in discussione la continuità aziendale.

AZIONI PROPRIE

Acsm-Agam S.p.A. non possiede direttamente, indirettamente, attraverso società fiduciaria o per interposta persona, azioni proprie. Non esiste, peraltro, alcuna delibera assembleare che consenta l'acquisizione di dette azioni.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Le società del Gruppo Acsm Agam non hanno svolto attività di ricerca e sviluppo nel primo semestre 2019.

RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario sono pubblicate nella sezione dedicata alla *"Governance"* presente sul sito www.acsm-agam.it.
Tali informazioni ricomprendono, fra l'altro, i dati sulle partecipazioni, compensi degli amministratori e sindaci, nonché sui corrispettivi della società di revisione.

SEMPLIFICAZIONE NORMATIVA ADOTTATA DALLA CONSOB: ADESIONE AL REGIME *OPT-OUT*

Il Consiglio di Amministrazione, preso atto del processo di semplificazione normativa adottato dalla Consob con delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, ha aderito al regime di *opt-out* di cui agli artt. 70, comma 8 e 71 comma 1-bis, del Regolamento Emittenti n. 11971/99 (e s.m.i.). Per effetto di tale

adesione la Società potrà derogare agli obblighi di pubblicazione dei documenti informativi prescritti in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumenti di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizioni e cessioni.

INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE

Il Gruppo reputa fondamentale elemento della cultura della propria organizzazione un adeguato ambiente di controllo capace di contribuire al miglioramento dell'efficienza ed efficacia delle operazioni aziendali. Il Gruppo ha quindi predisposto ed adotta procedure ed accorgimenti specifici per la gestione dei fattori di rischio che possono influenzare i risultati. Nell'ambito di tali procedure ed accorgimenti, il Gruppo ha adottato dei Modelli di Organizzazione, Gestione e Controllo ("Modelli Organizzativi") finalizzati a prevenire la commissione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/2001 e D.Lgs. 81/2008. La Società si è inoltre dotata di un Modello Organizzativo 262 (ex legge 262/2005 sulla tutela del risparmio), finalizzato a definire le regole di *governance* sul corretto funzionamento del sistema di controllo contabile adottato che lo stesso Modello presidia.

Il Gruppo si è organizzato creando una specifica funzione *Energy Risk Manager* con la finalità di supportare l'Amministratore Delegato anche nella sua funzione di CRO (*Chief Risk Officer*). La specificità e complessità dei business energetici del Gruppo rendono infatti necessaria una valutazione integrata dei rischi prezzo, volume e durata contrattuale e delle relative strategie di gestione. *L'Energy Risk Policy* del Gruppo definisce le linee guida per l'analisi, il monitoraggio e la gestione di tali rischi al fine di stabilizzare i flussi di cassa e, in ultima analisi, tenere sotto controllo il rischio di disequilibrio economico e finanziario del Gruppo. Tale policy si applica a tutte le società del Gruppo, ferme restando le competenze specifiche ed inderogabili in capo ai Gestori Indipendenti delle società assoggettate ad *Unbundling* Funzionale.

Si segnala, inoltre, che il Gruppo ha recentemente implementato un sistema di *Enterprise Risk Management (ERM)* finalizzato a un duplice obiettivo:

- istituzionalizzare e formalizzare uno strumento di supporto alle decisioni aziendali e di valutazione dei principali rischi ed opportunità del Gruppo;
- contribuire con informazioni rilevanti alla stesura del Piano di Audit 2019 e successivi.

In quest'ottica è stato definito un processo ERM ed un proprio modello dei rischi, mirato a supportare l'Alta Direzione nell'individuazione dei principali rischi aziendali e delle modalità attraverso cui essi sono gestiti, che considera le caratteristiche del Gruppo, la sua vocazione *multi-business* e del settore di appartenenza. Tale modello non rappresenta un riferimento statico ma è soggetto ad un processo periodico di aggiornamento in relazione all'evoluzione dell'azienda e dal contesto di riferimento. Particolare enfasi viene data alle strategie di gestione del portafoglio rischi (es. accettare, ridurre, trasferire) e all'identificazione delle "azioni correttive" pianificate al fine di migliorare ulteriormente il presidio in essere e la capacità di gestione dell'evento di rischio nel caso in cui si verifichi.

Lo sviluppo e la formalizzazione del processo ERM permetterà una progressiva integrazione dei rischi non finanziari, legati, tra gli altri, alle principali tematiche di sostenibilità all'interno della mappatura dei rischi.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività il Gruppo Acsm Agam si trova esposto ad alcuni rischi finanziari quali il rischio di tasso di interesse, il rischio di credito/controparte, il rischio liquidità.

Di seguito in maggior dettaglio vengono elencati i rischi finanziari cui il Gruppo è esposto e le modalità con cui sono gestiti.

Rischi operativi

Alcune delle attività gestite sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti. Il mancato rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa, recepito anche in Italia. Ulteriori informazioni riguardanti i principali rischi non finanziari identificati dal Gruppo sono disponibili nel Bilancio di sostenibilità 2018.

Rischio di cambio

Il Gruppo Acsm Agam effettua transazioni commerciali prevalentemente nella valuta di conto (Euro) e non è pertanto esposto ad un rischio di cambio.

Rischio di credito

Il Gruppo Acsm Agam opera in un mercato composto principalmente da clientela privata dove il rischio di credito è estremamente frazionato e quindi complessivamente ridotto in considerazione degli importi dei crediti relativamente bassi generati dalla tipologia di attività svolta.
Esistono specifiche procedure e sistemi di controllo che permettono di monitorare la situazione dei crediti in modo integrato fornendo informazioni in tempo utile per ridurre o prevenire eventuali situazioni di difficoltà. Questo spiega anche il fatto che storicamente le perdite su crediti si sono rivelate contenute in confronto al volume d'affari complessivo.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso riguarda le attività finanziarie sia a medio lungo termine che a breve termine per le quali la copertura del rischio tasso si rivela oltremodo complessa. Il Gruppo Acsm Agam ha posto in essere un sistema di gestione centralizzata della tesoreria tramite il *cash pooling* che permette di disporre delle linee di credito adeguate per il finanziamento dell'attività delle controllate con condizioni di spread sui tassi interbancari predeterminati contrattualmente.
Nel 2017 sono stati sottoscritti due contratti derivati, con efficacia fine anno, a totale copertura del rischio oscillazione del tasso di interesse di due finanziamenti a medio lungo termine di 23 e di 10 milioni di Euro sottoscritti dalla Capogruppo con importanti Gruppi bancari.

Rischio liquidità

Da un punto di vista operativo il Gruppo controlla il rischio di liquidità utilizzando la pianificazione annuale, con dettaglio mensile, settimanale e giornaliero, dei flussi degli incassi/pagamenti attesi. Sulla base dei risultati della pianificazione finanziaria si individuano i fabbisogni e, quindi, le risorse necessarie per la relativa copertura. Grazie alla corretta pianificazione delle risorse eseguita in sede di predisposizione del budget economico-finanziario annuale, il Gruppo è in grado di valutare e pianificare per tempo il proprio fabbisogno finanziario da coprire con il proprio autofinanziamento e con il ricorso a linee di credito finanziarie che risultano attualmente pari a circa 66,5 milioni di Euro, a linee di credito commerciali per circa 57 milioni di Euro e a linee promiscue per 33 milioni di Euro. Viene comunque garantito un corretto utilizzo delle risorse finanziarie esterne a medio termine mediante il ricorso a disponibilità cosiddette *"committed"* in grado di garantire la copertura necessaria agli investimenti pianificati in conto capitale. Si evidenzia che le linee disponibili al 30 giugno 2019, unitamente alle stime di incassi e pagamenti per l'esercizio 2019, rendono sostenibile il presupposto di continuità aziendale.

Rischio fornitura gas naturale ed energia elettrica

I contratti di fornitura sottoscritti assicurano disponibilità di gas per l'anno termico ottobre 2018-settembre 2019; quanto al successivo anno termico sono stati sottoscritti già parte dei relativi contratti e sono in corso di finalizzazione le attività di approvvigionamento dei restanti volumi di materia prima e non si intravedono rischi di fornitura anche in considerazione dello strutturale eccesso di offerta rispetto alla domanda attualmente esistente sul mercato del gas in Italia. Con riferimento all'energia elettrica risultano assicurate le forniture per tutto il corrente anno e in parte anche per il successivo.

Rischio normativo e regolatorio

Il rischio normativo e regolatorio è correlato alla costante evoluzione normativa che disciplina la durata delle concessioni di servizi pubblici e regolatoria per i settori di riferimento. Il Gruppo con l'ausilio di esperti sia interni che esterni, effettua un costante monitoraggio della normativa, anche con il supporto del partner industriale.

Per l'analisi dei restanti rischi si rimanda anche a quanto commentato nelle Note esplicative al Bilancio Consolidato redatte al 31 dicembre 2018.

EVENTI RILEVANTI DEL PRIMO SEMESTRE 2019 ED EVENTI SUCCESSIVI

SERVIZIO DI IGIENE AMBIENTALE CON COMUNE DI VARESE (EX ASPEM S.P.A.)

Con riferimento al contratto di servizi che regola la prestazione di attività a favore del Comune di Varese con scadenza al 31 dicembre 2030, si segnala che in data 17 luglio 2018 la giunta del Comune di Varese, con delibera pubblicata in data 31 luglio 2018, sulla scorta di un parere rilasciato allo stesso nel 2018 – relativo al passaggio di controllo della incorporata ASPEM dal Comune di Varese alla società quotata A2A, avvenuto in data 15 gennaio 2009 - ha ritenuto che l'affidamento ad ASPEM ante Fusione (oggi incorporata nel Gruppo Acsm Agam) dei servizi di igiene urbana cessasse anticipatamente senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2018.
La controllata Acsm Agam Ambiente ha impugnato, mediante ricorso al TAR Lombardia, gli atti posti in essere dal Comune di Varese per illegittimità dei provvedimenti assunti dallo stesso. La sentenza del TAR Milano, che ha accolto le ragioni del Comune di Varese, è stata pubblicata in data 16 luglio 2019.
La Società provvederà ad impugnare la sentenza avanti il Consiglio di Stato ritenendo che la stessa non abbia adeguatamente ponderato le ragioni della Società, sia sotto il profilo procedurale che di merito.
Nel corso del mese di luglio è pervenuta comunicazione della aggiudicazione definitiva della gara ad altro operatore. La società valuterà ogni possibile azione a tutela delle proprie ragioni.
L'attività viene gestita da Acsm Agam Ambiente in virtù della proroga concessa dal Comune di Varese fino al 30 settembre 2019.
Sul punto si rinvia alle Note Esplicative alla presente Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2019, paragrafo "Contenziosi e passività potenziali".

LIQUIDAZIONE COMO ENERGIA S.C.A.R.L. (JOINT VENTURE)

I consorziati, nella seduta di assemblea straordinaria tenutasi in data 18 luglio 2017, hanno deliberato la messa in liquidazione della società Como Energia S.c.a.r.l. con atto notarile Rep. N. 752/523. Il Gruppo non si attende effetti significativi dalla chiusura della procedura ad oggi ancora in corso.

PERFEZIONATA LA CESSIONE DELLA PARTECIPAZIONE DETENUTA IN COMMERCIALE GAS & LUCE S.R.L.

Al 31 dicembre 2018 la partecipazione detenuta in Commerciale Gas & Luce S.r.l., pari al 25% del capitale sociale era stata riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" per 2,9 milioni di Euro. Tale partecipazione è stata successivamente ceduta nel corso del mese di gennaio 2019, con realizzo di un plusvalore pari al 0,6 milioni di Euro.

INCREMENTO PARTECIPAZIONE DETENUTA IN ENERXENIA S.P.A.

Nel corso del mese di aprile 2019 Acsm-Agam S.p.A. ha finalizzato con Asme S.p.A. l'acquisizione dell'intera partecipazione detenuta dalla stessa in Enerxenia S.p.A., pari al 5,32% del capitale sociale partecipando alla procedura ad evidenza pubblica esperita dalla stessa Asme S.p.A.. Per effetto dell'operazione la quota detenuta da Acsm Agam in Enerxenia passa dal 92,65% al 97,97% del capitale sociale.

OFFERTA NON VINCOLANTE E MANIFESTAZIONE DI INTERESSE NON VINCOLANTE GARA ASCOPIAVE.

In data 15 aprile 2019 è stato reso noto al mercato, mediante comunicato congiunto che, con riferimento alla procedura di gara indetta da Ascopiave S.p.A., AIM Vicenza S.p.A., AGSM Verona S.p.A., A2A S.p.A e Acsm-Agam S.p.A. hanno presentato a firma congiunta la manifestazione di interesse non vincolante relativamente alla razionalizzazione ipotizzata da Ascopiave S.p.A avente ad

oggetto il ramo di commercializzazione di gas e energia elettrica e il ramo di distribuzione di gas. Successivamente in data 17 giugno il Consiglio di Amministrazione Ascopiave S.p.a., congiuntamente a quello di Hera S.p.a., hanno approvato la sottoscrizione di un *TermSheet* vincolante per lo sviluppo di una realtà all'interno dei territori del Nord-Est, nonché contestualmente un riassetto delle rispettive attività di distribuzione gas.

ASSEMBLEA ORDINARIA APPROVAZIONE BILANCIO 2018, DIVIDENDI E NOMINA COLLEGIO SINDACALE

L'Assemblea degli Azionisti tenutasi in data 10 maggio 2019, in sede di approvazione del bilancio 2018, ha approvato la distribuzione di un dividendo lordo pari a Euro 0,07, che sarà messo in pagamento il 26 giugno 2019 (data stacco cedola, numero 19, 24 giugno 2019 e record date 25 giugno 2019), secondo calendario di borsa.
L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre provveduto a nominare il nuovo Collegio Sindacale della Società, che rimarrà in carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021 e precisamente:

- Lucia Milani (Presidente del Collegio Sindacale) - eletta dalla lista n. 1
- Roberta Ricco (Sindaco Effettivo) - eletta dalla lista n. 3
- Paolo Lanzara (Sindaco Effettivo) - eletto dalla lista n. 3
- Annalisa Donesana (Sindaco supplente) - eletta dalla lista n. 3
- Cristian Zanin (Sindaco Supplente) - eletto dalla lista n. 1.

Hanno votato a favore della lista n. 3 - presentata dai soci A2A SpA, Lario Reti Holding SpA, Comune di Monza, Comune di Como, Comune di Sondrio, titolari di n. 175.070.270 azioni rappresentanti il 88,71% del capitale sociale – gli azionisti portatori in proprio o per delega di n. 175.071.270 azioni pari al 88,71% del capitale sociale.
Hanno votato a favore della lista n. 1 – presentata dai soci Hermes Linder Fund SICAV PLC, Altinum Fund SICAV PLC, Praude Total Return Fund gestiti da Praude Asset Management Limited, titolari di n. 3.679.762 azioni rappresentanti il 1,86% del capitale sociale gli azionisti portatori, in proprio o per delega di n. 6.489.945 azioni pari al 3,28% del capitale sociale.
L'Assemblea ha altresì deliberato i relativi compensi.

Il Collegio Sindacale, in occasione del Consiglio di Amministrazione tenutosi in data odierna, ha riferito in merito all'esito positivo della verifica dei requisiti di indipendenza ai sensi dell'art. 8 c.1 del Codice di Autodisciplina delle società quotate, con riferimento al Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea dei soci del 10 maggio scorso.

La stessa Assemblea ha inoltre nominato la società EY S.p.A. per la revisione dei Bilanci del Gruppo Acsm Agam per gli esercizi 2019 – 2027.

ACQUISIZIONE DI UN'AZIENDA DI IGIENE URBANA

In data 25 giugno 2019 la controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha acquisito un'azienda di igiene urbana operante in 10 Comuni della provincia di Como.
L'azienda serve circa 10 mila abitanti con un fatturato annuo di circa 300 mila Euro e un Ebitda di circa 100 mila Euro.
L'acquisizione avrà efficacia a partire dal 1 luglio 2019.

CONFERIMENTO DEL RAMO AZIENDA SERVIZIO IDRICO IN AARGA

In data 27 giugno 2019 Acsm Agam S.p.A. ha sottoscritto l'atto di conferimento in Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (AARGA) del ramo d'azienda afferente alla gestione del servizio idrico di Como, Brunate e Cernobbio.

L'atto avrà efficacia dal 1 luglio 2019, data a partire dalla quale verrà meno il contratto di affitto di ramo d'azienda attualmente in essere tra AARGA la Capogruppo.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il Gruppo Acsm Agam grazie all'aggregazione ha ampliato i territori di riferimento, consolidato ulteriormente i business tradizionali e diversificato il portafoglio delle attività, grazie all'ingresso nei settori, precedentemente non gestiti, dell'igiene ambientale, della produzione idroelettrica e fotovoltaica, della distribuzione elettrica, delle farmacie e, infine, dei parcheggi. Grazie all'Aggregazione il Gruppo si è sensibilmente rafforzato anche sotto il profilo finanziario e patrimoniale. Grazie a tutto ciò il Gruppo prevede, nel 2019, margini di contribuzione in crescita rispetto a quelli previsti per il precedente perimetro e in linea con le previsioni del Business Plan approvato lo scorso mese di dicembre 2018.

Per il Consiglio di Amministrazione:
Monza, 1 agosto 2019

Il Presidente
Paolo Giuseppe Busnelli

L'Amministratore Delegato
Paolo Soldani

30 giugno 2019

RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE CONSOLIDATA

BILANCIO CONSOLIDATO AL 30 GIUGNO 2019

PROSPETTI CONTABILI E NOTE ESPLICATIVE

Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

INDICE

L'OPERAZIONE STRAORDINARIA DI AGGREGAZIONE

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

- Situazione Patrimoniale Finanziaria
- Conto Economico
- Conto Economico Complessivo
- Rendiconto Finanziario
- Prospetto variazioni Patrimonio Netto consolidato

NOTE ESPLICATIVE

1. Informazioni sul Gruppo Acsm Agam
2. Attestazione di conformità agli IFRS e prospetti di bilancio
3. Nuovi principi IFRS ed interpretazioni IFRIC in vigore
4. Area e principi di consolidamento
5. Principi contabili rilevanti
6. Commenti alle principali voci del bilancio consolidato
7. Informativa per settori operativi
8. Rapporti con i soggetti controllanti
9. Rapporti con parti correlate
10. Impegni contrattuali e garanzie
11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo
12. Contenziosi e Passività potenziali
13. Informazioni di rischio qualitative
14. Altre informazioni
15. Ricavi e costi non ricorrenti

ALLEGATI

L'OPERAZIONE STRAORDINARIA DI AGGREGAZIONE

Il 23 gennaio 2018 è stata resa nota al mercato la sottoscrizione dell'Accordo Quadro avente ad oggetto un comune progetto di sviluppo concentrato nella Lombardia settentrionale, con obiettivo principale la condivisione di linee strategiche di crescita volte – attraverso la valorizzazione delle singole società di settore, dei loro *brand* e del loro presidio territoriale – all'attivazione di sinergie commerciali, industriali ed operative, tramite un'aggregazione industriale e societaria ("l'Aggregazione" e/o l'"Operazione"), che si è attuata sulla base di diversi passaggi già esposti in dettaglio nella relazione annuale 2018.

La realtà post Aggregazione costituisce un operatore quotato con la presenza, quale azionista di riferimento, di un partner industriale di rilevanza nazionale e a partecipazione pubblica quale A2A che consolida Acsm Agam e la controlla ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 10 (Bilancio Consolidato), senza esercizio di attività di direzione e coordinamento.

Per effetto dell'Aggregazione, il Gruppo Acsm Agam ha visto ampliarsi in modo importante l'ambito delle proprie attività, sia in termini territoriali che di business, pur continuando ad operare nel settore dei servizi pubblici, ed in particolare, a partire dal 1° luglio 2018, risulta attivo nei seguenti settori:

• Reti idriche (ampliamento attività anche in provincia di Varese, in precedenza concentrata in provincia di Como);

• Reti gas e energia elettrica (quest'ultima attività in Sondrio mentre per le reti gas ampliamento attività nelle province di Lecco, Varese e Sondrio, prima concentrate nelle provincie di Como, Monza e in Veneto);

• Vendita di gas e energia elettrica (ampliamento attività nelle province di Lecco, Varese e Sondrio, prima concentrate nelle provincie di Como, Monza e in Veneto);

• Cogenerazione, teleriscaldamento, gestione del calore e efficienza energetica (ampliamento attività nelle province di Varese, Lecco e Sondrio, prima svolte nelle province di Monza e Como) e generazione elettrica, anche mediante produzione da impianti fotovoltaici e da 4 centrali idroelettriche in Provincia di Como e microcogenerazione (nuovi business gestiti), fornitura gas metano per auto;

• Servizi ambientali tramite il termovalorizzatore di Como e i servizi di igiene urbana (quest'ultima nuova attività in provincia di Varese);

• Illuminazione pubblica (ampliamento attività in provincia di Sondrio) e c.d. smart-city;

• Ulteriori attività minori riferite alla gestione di 3 Farmacie e parcheggi urbani (nuovi business gestiti a Sondrio);

La contabilizzazione dell'operazione di Aggregazione sopra citata è avvenuta in accordo alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 3 "Business combination".
La valorizzazione a *fair value* delle attività nette acquisite è stata oggetto del processo di *Purchase Price Allocation* ("PPA"), conclusosi nel corso dell'esercizio 2018. Nella stima del *fair value* delle attività nette acquisite, il Gruppo, anche con il supporto di esperti esterni, ha individuato gli elementi dell'attivo e del passivo a cui attribuire il prezzo pagato e ne ha stimato il *fair value* mediante l'applicazione di metodologie valutative comunemente utilizzate nella prassi e basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari attesi che si prevede saranno generati da tali attività in un periodo di previsione esplicito e nei periodi successivi.
Gli oneri accessori legati all'acquisizione, come ad esempio i costi degli advisor legali, finanziari, ecc., sono stati rilevati a conto economico nel periodo in cui le spese sono sostenute ed i servizi sono stati resi.

In pari data all'operazione di fusione/scissione, la capogruppo Acsm-Agam ha proceduto inoltre a riorganizzare le attività effettuando vari conferimenti di rami d'azienda ("rami") nelle società del Gruppo neo-costituite o già esistenti.

La contabilizzazione dei conferimenti è stata fatta in continuità di valori in quanto *"business combination of entities under common control".*
Le operazioni di fusione/scissione ed i successivi conferimenti sono state considerate parte di un unico processo di aggregazione.
Sugli effetti contabili dell'operazione si rinvia al successivo paragrafo 5 (Operazioni significative non ricorrenti).

Dal momento che la data di efficacia dell'operazione è stata il 1 Luglio 2018, il semestre che chiude al 30 Giugno 2019 include gli effetti dell'Aggregazione per tutto il periodo oggetto di analisi rendendo di fatto il periodo di confronto al 30 Giugno 2018 non omogeneo in quanto riferito al perimetro precedente all'operazione descritta.

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria del Gruppo Acsm Agam

valori in migliaia di €uro

Rif. Nota	ATTIVITA'	30.06.2019	31.12.2018
	Attività non correnti		
1	Immobili, impianti e macchinari	124.419	119.060
2	Avviamento	82.324	82.324
3	Attività immateriali	405.196	402.488
4	Partecipazioni:	450	470
	Partecipazioni in società collegate e joint-venture	21	21
	Altre partecipazioni	429	449
5	Altre Attività finanziarie non correnti	1.641	1.106
6	Attività per imposte differite	16.112	16.102
	Totale Attività non correnti	630.142	**621.550**
	Attività correnti		
7	Rimanenze	9.267	7.892
8	Crediti commerciali:	129.688	147.775
	crediti verso clienti	*118.348*	*139.142*
	crediti verso parti correlate	*11.340*	*8.633*
9	Altri crediti	31.050	21.357
	crediti verso altri	*30.710*	*20.231*
	altri crediti verso parti correlate	*340*	*1.126*
10	Crediti per imposte correnti sul reddito	56	1.624
11	Altre attività finanziarie correnti:	1.035	929
	altre attività finanziarie verso altri	*200*	*0*
	altre attività finanziarie verso parti correlate	*835*	*929*
12	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.383	25.077
	Totale Attività correnti	**178.479**	**204.654**
13	**Attività non correnti destinate alla dismissione**	**495**	**3.511**
	TOTALE ATTIVITA'	**809.116**	**829.715**

	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	30.06.2019	31.12.2018
Rif. Nota	**Patrimonio netto**		
14	Patrimonio Netto del Gruppo	**470.113**	**477.899**
	capitale sociale	*197.344*	197.344
	Riserve	*262.693*	269.815
	utile (perdita) d'esercizio	*10.076*	10.740
15	Patrimonio Netto di terzi	**8.716**	**11.606**
	capitale sociale e riserve	*8.385*	10.544
	utile (perdita) d'esercizio	*331*	1.062
	Totale Patrimonio netto	**478.829**	**489.505**
	Passività non correnti		
16	Finanziamenti a lungo termine	29.861	41.029
17	Passività per strumenti derivati	188	140
18	Passività finanziarie	2.391	0
19	Benefici ai dipendenti	11.604	11.474
20	Fondi per rischi ed oneri	9.769	11.496
21	Passività per imposte differite	56.149	56.384
22	Altre passività non correnti	35.987	36.337
	Totale Passività non correnti	**145.949**	**156.860**
	Passività correnti		
23	Debiti verso banche	157	1.096
24	Finanziamenti a breve termine	46.816	56.554
25	Altre passività finanziarie	1.416	0
	altre passività finanziarie verso parti correlate	*1.416*	-0
26	Debiti commerciali:	71.151	89.377
	debiti verso fornitori	*53.041*	63.442
	debiti verso parti correlate	*18.110*	25.935
27	Altri debiti	60.068	36.323
	altri debiti verso altri	*58.050*	31.840
	altri debiti verso parti correlate	*2.018*	4.483
	Debiti per imposte correnti sul reddito	4.730	0
	Totale passività correnti	**184.338**	**183.350**
	Passività associate ad attività destinate alla dismissione	**-**	**-**
	TOTALE PASSIVITA'	**809.116**	**829.715**

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Rif. Nota	Ricavi delle vendite	2019	2018
28	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	213.053	101.085
	- vs. terzi	*207.075*	*98.836*
	- vs. parti correlate	*5.978*	*2.249*
	- di cui non ricorrenti	*(272)*	*(132)*
29	Altri ricavi e proventi operativi	21.054	3.830
	- vs. terzi	*20.011*	*2.81*
	- vs. parti correlate	*1.043*	*939*
	- di cui non ricorrenti	*13*	*(125)*
	Totale Ricavi delle vendite	**234.107**	**104.915**
	Costi operativi		
30	Variazione delle rimanenze PF, semilavorati e prodotti in corso di Lavorazione	(1.399)	(345)
31	Costi per materie prime, servizi e godimento beni di terzi	162.000	78.728
	- Costi per materie prime, materiali di consumo e merci	107.821	45.267
	- vs. terzi	*63.693*	*35.016*
	- vs. parti correlate	*44.128*	*10.251*
	- di cui non ricorrenti	*112*	-
	- Costi per servizi	45.976	29.122
	- vs. terzi	*44.154*	*28.710*
	- vs. parti correlate	*1.822*	*412*
	- di cui non ricorrenti	*249*	*4.358*
	- Costi per godimento beni di terzi	8.203	4.339
	- vs. terzi	*6.608*	*2.905*
	- vs. parti correlate	*1.595*	*1.434*
32	Costi per il personale	21.441	9.785
33	Oneri diversi di gestione	15.789	1.034
	- vs. terzi	*9.775*	*984*
	- vs. parti correlate	*6.014*	*50*
	- di cui non ricorrenti	*239*	*0*
34	Accantonamenti	(56)	*283*
35	Ammortamenti e svalutazioni	*19.882*	*10.882*
	Totale Costi operativi	**217.657**	**100.367**
	UTILE OPERATIVO	**16.450**	**4.548**
	Gestione finanziaria		
36	Proventi (oneri) finanziari	(252)	(355)
	- vs. terzi	*(223)*	*(359)*
	- vs. parti correlate	(29)	*4*
37	Altri proventi (oneri) da attività e passività finanziarie	625	3.678
	- vs. terzi	*625*	*3.678*
	- di cui non ricorrenti	*625*	3.678
38	Quote proventi (oneri) da valutazione partecipate	(161)	0
	Totale Gestione finanziaria	**212**	**3.323**
	UTILE ANTE IMPOSTE	**16.662**	**7.871**

	Imposte sul reddito		
39	Imposte correnti	(6.337)	(2.400)
40	Imposte differite	82	623
	Totale Imposte sul reddito	**(6.255)**	**(1.777)**
	RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITA' DESTINATE A CONTINUARE	**10.407**	**6.094**
	RISULTATO DELLE ATTIVITA' DESTINATE ALLA DISMISSIONE	**-**	**-**
	UTILE DELL'ESERCIZIO	**10.407**	**6.094**
	attribuibile a:		
	- Azionisti della Capogruppo	**10.076**	***5.358***
	- Azionisti di minoranza (o terzi)	***331***	***736***
41	Risultato per azione base	0,0511	0,0699

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO	**I sem. 2019**	**I sem. 2018**
Utile del periodo	**10.407**	**6.094**
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) del periodo:		
Valutazione al fair value di strumenti derivati di copertura (*cash flow hedge*)	(48)	(24)
(Perdita)/utile attuariale su piani a benefici definiti	(632)	26
Imposte sul reddito	163	(1)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile /(perdita) del periodo al netto delle imposte	**(517)**	**1**
Totale utile/perdita complessiva (al netto delle imposte)	**9.890**	**6.095**
Attribuibile a:		
- Azionisti della capogruppo	9.561	5.357
- Azionisti di minoranza (o terzi)	329	738

RENDICONTO FINANZIARIO

Rendiconto Finanziario	30.06.2019	31.12.2018
Risultato netto dell'esercizio	**10.407**	**11.802**
Ammortamento immobilizzazioni materiali	*6.888*	*10.230*
Ammortamento immobilizzaz. immateriali	*11.590*	*16.862*
Utilizzo f.di amm.to materiali	*(410)*	*(569)*
Utilizzo f.di amm.to immateriali	*1*	*(1.869)*
Svalutazioni/(rivalutazioni) immobilizzazioni finanziarie	*(464)*	(3.661)
Altre svalutazioni	24	*(35)*
Accantonamento e svalutazione crediti	*1.380*	*3.628*
Accantonamenti	*(56)*	*3.494*
Variazione dei fondi per benefici ai dipendenti	*130*	*(684)*
Variazione dei fondi per rischi ed oneri	*(1.671)*	*(410)*
Variazione delle imposte differite	*(245)*	*(3.118)*
Interessi passivi/(attivi) netti	*253*	*644*
Imposte correnti	*6.337*	*8.147*
Totale Flussi non monetari	23.757	32.659
Variazione del capitale circolante		
Variazione rimanenze	*(1.399)*	*284*
Variazione crediti commerciali ed altri crediti	*6.480*	*(21.876)*
Variazione debiti commerciali ed altri debiti	*5.135*	*18.407*
Imposte sui redditi pagate	*(39)*	*(8.368)*
Variazione del capitale circolante	10.177	(11.553)
Totale flussi finanziari netti da attività operativa	**44.341**	**32.908**
Flussi finanziari netti da attività di investimento		
Investimenti immobilizzazioni materiali	(8.242)	(11.054)
Investimenti immobilizzazioni immateriali	*(14.213)*	*(20.720)*
Disinvestimenti / (Investimenti) partecipazioni - quote	(2.586)	*7.981*
Disinvestimenti immobilizzazioni materiali	(86)	2.325
Disinvestimenti immobilizzazioni Immateriali	430	*555*
Interessi attivi incassati	215	337
Totale flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	**(24.482)**	**(20.576)**
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento		
Rimborso mutui e debiti finanziari	(10.927)	(28.524)
Variazione altri debiti verso banche a breve	(12.496)	25.368

Variazione altre attività / passività finanziarie	1.304	9.170
Interessi passivi pagati	(438)	(997)
dividendi pagati dalla Capogruppo	(13.814)	(3.832)
dividendi pagati dalle controllate	(666)	(1.329)
altre variazioni patrimonio netto	(516)	29
Totale flussi finanziari netti impiegati nell'attività di finanziamento	**(37.553)**	**(115)**
Flusso di cassa netto	**(17.694)**	**12.217**
Disponibilità liquide di inizio esercizio	**25.077**	**3.988**
Disponibilità liquide conferite nell'esercizio	**0**	**8.872**
Disponibilità liquide di fine esercizio	**7.383**	**25.077**

Prospetto variazioni Patrimonio Netto Gruppo Acsm-Agam al 30.06.2019

Migliaia di Euro

	Capitale Sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserve di rivalutazione ed effetti IAS	Riserva legale	Altre riserve	Utili (perdite) a nuovo	Riserva da consolidamento	Utili (perdite) dell'esercizio	PN Gruppo	PN Terzi	PN Totale
Patrimonio netto al 01.01.2018	**76.619**	**12.960**	**452**	**3.392**	**28.683**	**44.176**	**222**	**10.016**	**176.520**	**10.538**	**187.058**
Destinazione risultato				501		9.515		(10.016)	-		-
Dividendi agli azionisti						(3.830)			(3.830)	(1.329)	(5.159)
Aumento capitale sociale 01.07.2018	120.725								120.725		120.725
Variazioni riserve per operazione di Aggregazione 01.07.2018			175.050						175.050		175.050
Variazioni area di consolidamento					163	(1.519)			(1.356)	1.325	(31)
Operazioni con soci	**120.725**	**-**	**175.050**	**501**	**163,00**	**4.166**	**-**	**(10.016)**	**290.589**	**(4)**	**290.585**
Risultato dell'esercizio								10.740	10.740	1.062	11.802
Variazione Other Comprehensive Income					50				50	10	60
Risultato complessivo dell'esercizio	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**	**-**	**10.740**	**10.790**	**1.072**	**11.862**
Patrimonio al 31.12.2018	**197.344**	**12.960**	**175.502**	**3.893**	**28.896**	**48.342**	**222**	**10.740**	**477.899**	**11.606**	**489.505**
Patrimonio netto al 01.01.2019	**197.344**	**12.960**	**175.502**	**3.893**	**28.896**	**48.342**	**222**	**10.740**	**477.899**	**11.606**	**489.505**
Destinazione risultato						10.740		(10.740)	-		-
Dividendi agli azionisti						(13.814)			(13.814)	(666)	(14.480)
Operazioni con soci	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(3.074)**	**-**	**(10.740)**	**(13.814)**	**(666)**	**(14.480)**
Risultato dell'esercizio								10.076	10.076	331	10.407
Altre Variazioni							(3.533)		(3.533)	(2.552)	(6.085)
Variazione Other Comprehensive Income derivati					(37)				(37)		(37)
Variazione Other Comprehensive Income					(478)				(478)	(3)	(481)
Risultato complessivo dell'esercizio	**-**	**-**	**-**	**-**	**(515)**	**0**	**(3.533)**	**10.076**	**6.028**	**(2.224)**	**3.804**
Patrimonio al 30.06.2019	**197.344**	**12.960**	**175.502**	**3.893**	**28.381**	**45.268**	**(3.311)**	**10.076**	**470.113**	**8.716**	**478.829**
		A-B-D	B	B-D	A-B-C	A-B-C	A-B-C				

Legenda
A: per aumento capitale sociale
B: per copertura perdite
C: per distribuzione ai soci
D: per distribuzione ai soci,per la quota eccedente il 20% del capitale sociale

Per il Consiglio di Amministrazione:

Il Presidente
Paolo Busnelli

L'Amministratore Delegato
Paolo Soldani

NOTE ESPLICATIVE

1 INFORMAZIONI SUL GRUPPO ACSM AGAM

La capogruppo Acsm-Agam S.p.A. ha sede legale e amministrativa in Monza, via A. Canova n. 3 e sede amministrativa in Como, via P. Stazzi n.2, con capitale sociale di euro 197.343.805 interamente sottoscritto e versato. La società, iscritta presso il Registro delle Imprese di Monza e Brianza, codice fiscale 95012280137 e partita IVA 01978800132, è quotata al Mercato Telematico Azionario di Milano. Acsm-Agam S.p.A. e le sue controllate ("Gruppo Acsm Agam") operano nel mercato italiano.
La società è controllata in virtù di un patto parasociale da A2A S.p.A. e quindi dalla stessa consolidata, senza esercizio dell'attività di direzione e coordinamento. Oltre A2A, gli altri azionisti del patto parasociale sono Lario Reti Holding S.p.A. e i Comuni di Monza, Como, Sondrio e Varese.

La capogruppo opera anche tramite le società controllate nelle reti di distribuzione gas, elettrica e idrica, nella vendita di gas ed energia elettrica, nella cogenerazione, teleriscaldamento, gestione del calore ed efficienza energetica, nella generazione elettrica, nella termovalorizzazione dei rifiuti e nell'igiene urbana, nell'illuminazione pubblica e c.d. smart-city.

Il presente bilancio è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione del 1 Agosto 2019, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

Al 30 Giugno 2019 le società appartenenti al Gruppo e le rispettive attività gestite sono le seguenti:

- **ENERXENIA S.p.A. (controllata)**

La società svolge l'attività di vendita di gas ed energia elettrica nei territori delle provincie di Monza e Brianza, Como, Varese e in Veneto.
In data 15 aprile 2019 la capogruppo ha perfezionato l'acquisto da Asme S.p.A. della quota di partecipazione detenuta dalla stessa in Enerxenia S.p.A., pari al 5,32% del capitale sociale aumentando la quota di partecipazione diretta a 97,97%.

Il capitale sociale interamente sottoscritto e versato è pari a €/000 6.768 e risulta così ripartito:

- 97,97% posseduto da Acsm–Agam S.p.A.;
- 0,39% posseduto da Canturina Servizi Territoriali S.p.A.;
- 1,64% posseduto da Serenissima Gas S.p.A..

La partecipazione è consolidata, anche per effetto della quota indiretta detenuta da Serenissima Gas S.p.A., sulla base di una quota di Gruppo pari al 99,27%.

- **ACEL Energie S.r.l. (controllata)**

La società, costituita nel mese di maggio 2018, svolge l'attività di vendita di gas ed energia elettrica nei territori delle provincie di Lecco e Sondrio.
La società ha un capitale sociale di €/000 6.000 interamente detenuto da Acsm-Agam S.p.A..

- **Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (controllata)**

La società svolge l'attività di distribuzione del gas naturale nelle provincie di Como, Monza e Brianza, Varese e Treviso, nonché l'attività di gestione del servizio idrico nelle provincie di Como e Varese.
La società ha un capitale sociale di €/000 57.000 interamente sottoscritto e versato da Acsm-Agam S.p.A..

- **LARIO RETI GAS S.r.l. (controllata)**

La società svolge l'attività di distribuzione del gas naturale nella provincia di Lecco.
La società, costituita nel mese di maggio 2018, ha un capitale sociale di €/000 5.500 interamente sottoscritto e versato da Acsm-Agam S.p.A..

- **RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA S.r.l. (controllata)**

La società svolge l'attività di distribuzione del gas naturale e di energia elettrica nonché l'attività di illuminazione pubblica nella provincia di Sondrio.
La società, costituita nel mese di maggio 2018, ha un capitale sociale di €/000 2.000 interamente detenuto da Acsm-Agam S.p.A..

- **SERENISSIMA GAS S.p.A. (controllata)**

La società svolge l'attività di distribuzione di gas naturale nelle province di Venezia, Udine e Monza e Brianza.
Il capitale sociale, interamente sottoscritto e versato, è pari a €/000 9.230 e risulta così ripartito:
- 78,44% posseduto da Acsm–Agam S.p.A.;
- 20,39% posseduto da Gas Plus Reti S.r.l.;
- 1,17% azioni proprie detenute dalla stessa Serenissima Gas S.p.A..

La partecipazione è consolidata sulla base della quota di proprietà della Acsm–Agam S.p.A. complessivamente pari al 79,37% anche per effetto delle azioni proprie detenute dalla società stessa (1,17% del Capitale Sociale).

- **ACSM AGAM AMBIENTE S.r.l. (controllata)**

La società svolge l'attività di raccolta e termovalorizzazione dei rifiuti nei territori rispettivamente delle provincie di Varese e Como.
La società, costituita nel mese di maggio 2018, ha un capitale sociale di €/000 4.500 interamente sottoscritto e versato da Acsm-Agam S.p.A..

- **VARESE RISORSE S.p.A. (controllata)**

La società svolge l'attività di cogenerazione e teleriscaldamento nelle province di Varese e Monza e Brianza.
Svolge inoltre attività di illuminazione pubblica in varie città in prevalenza lombarde.
La società ha un capitale sociale di €/000 6.000 interamente detenuto da Acsm-Agam S.p.A..

- **AEVV IMPIANTI S.r.l. (controllata)**

La società svolge l'attività di gestione calore, servizi di efficienza energetica, microcogenerazione, fotovoltaico, impianti metanauto, nonché la gestione dei parcheggi nei territori delle provincie di Monza e Brianza, Lecco, Varese, Sondrio e Como.
La società ha un capitale sociale di €/000 800 interamente detenuto da Acsm-Agam S.p.A..

- **COMOCALOR S.p.A. (controllata)**

ComoCalor S.p.A. opera nel settore del teleriscaldamento urbano nel comune di Como.

Il capitale sociale interamente sottoscritto e versato pari a €/000 3.516 risulta così ripartito:

- 51% Acsm-Agam S.p.A.;
- 49% Pezzoli Petroli S.r.l..

- **AEVV FARMACIE S.r.l. (controllata)**

La società gestisce tre farmacie nella provincia di Sondrio.
La società ha un capitale sociale di €/000 100 interamente sottoscritto e versato da Acsm-Agam S.p.A..

- **COMO ENERGIA S.c.a.r.l. società in liquidazione (*joint venture*)**

La partecipazione risulta iscritta nel bilancio di Acsm-Agam S.p.A. ad un valore di €/000 11, invariato rispetto all'esercizio precedente.
La società è stata costituita il 6 agosto 2002 al fine della gestione del contratto di appalto aggiudicato ai consorziati dal Comune di Como riguardante la gestione calore degli edifici dell'Amministrazione Comunale. Il contratto in proroga con il Comune di Como si è concluso in data 31/05/2017 con effetto 01/06/2017 e il servizio di gestione calore degli impianti di proprietà del Comune stesso è stato assegnato a nuovo gestore. Fino a tale data l'attività è stata svolta con puntualità e rispetto degli impegni assunti e non si sono avuti disservizi di entità significativa. Sono state affrontate tempestivamente, oltre alla normale gestione, anche le emergenze verificatesi al di fuori del locale centrale termica. In conseguenza alla cessazione del servizio la Società, avendo esaurito il proprio scopo sociale, è stata posta in liquidazione in data 25/07/2017 come da atto depositato in Camera di Commercio.

Le percentuali di partecipazione nella compagine societaria risultano le seguenti:

- 70% Acsm-Agam S.p.A.
- 30% ManutenCoop Facility Management S.p.A.;

Il tipo di *governance* della Società non consente ad Acsm-Agam S.p.A. l'esercizio del controllo che viene effettuato in maniera congiunta con l'altro socio e quindi non rientra nel perimetro di consolidamento.

Si indicano di seguito i valori complessivi delle attività, passività, posizione finanziaria netta, costi, ammortamenti e ricavi relativi alla partecipazione in Como Energia S.c.a.r.l.:

COMO Energia S.c.a.r.l. in liquidazione	**2018 (€/000)**	**2017 (€/000)**
Attività correnti	244	2.749
Attività non correnti	0	0
Patrimonio netto	20	20
Passività correnti	224	2.729
Passività non correnti	0	0
PFN	(161)	(885)
Ricavi	28	1.677
Costi operativi	(22)	(1.665)
Proventi/(Oneri) finanziari	(5)	(12)
Imposte	1	0
Utile (Perdita) esercizio	0	0

- **SO.E.RA. ENERGY CALOR (consorzio)**

Il valore di carico della partecipazione, invariato rispetto all'esercizio precedente, è pari ad €/000 10. SO.E.RA. Energy Calor è un Consorzio costituito per effettuare servizio di gestione calore nel Comune di Cologno Monzese (con sede in Como, via Stazzi n.2 e capitale sociale €/000 20). La Società nel corso del 2017 ha terminato il contratto per la gestione degli impianti dell'Amministrazione Comunale di Cologno Monzese regolarmente gestiti con contratto di "servizio energia" e ad oggi gestisce gli impianti di un condominio situato nel comune di Milano e l'impianto della piscina del Comune di Cologno Monzese.

Le percentuali di partecipazione nella compagine societaria risultano le seguenti:

- 50% Acsm-Agam S.p.A.
- 49% Rado & Cerri S.n.c.
- 1% F.lli Scotti S.r.l.

Si indicano di seguito i valori complessivi delle attività, passività, posizione finanziaria netta, costi, ammortamenti e ricavi relativi alla partecipazione in SO.E.RA. Energy Calor:

SO.E.RA Energy Calor	**2018 (€/000)**	**2017 (€/000)**
Attività correnti	174	742
Attività non correnti	0	0
Patrimonio netto	20	20
Passività correnti	153	723
Passività non correnti	0	0
PFN	(79)	103
Ricavi	(47)	339
Costi operativi	76	(322)
Proventi/(Oneri) finanziari	(2)	(2)
Imposte	(28)	(15)
Utile (Perdita) esercizio	0	0

- **COMODEPUR S.p.A. (altre partecipazioni)**

La società gestisce l'impianto per la depurazione delle acque reflue del primo bacino del lago di Como. La partecipazione di Acsm-Agam S.p.A. in tale società risulta pari al 9,81%.

- **ENERGY TRADE S.p.A. (altre partecipazioni)**

La società svolge l'attività di grossista e di *shipping* di gas.
La partecipazione di Acsm-Agam S.p.A. in tale società risulta pari al 21,29%.
La partecipazione al 30 giugno 2019 è classificata nelle attività destinata alla vendita.

2 ATTESTAZIONE DI CONFORMITÀ AGLI IFRS E PROSPETTI DI BILANCIO

Il bilancio consolidato è stato redatto in conformità agli *International Financial Reporting Standards* (IFRS), così come omologati dall'Unione Europea, e ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005.

I prospetti sono presentati in migliaia di euro, moneta funzionale del Gruppo, e tutti i valori indicati nelle note sono arrotondati alle migliaia di euro salvo quando diversamente indicato.
I prospetti della situazione Patrimoniale Finanziaria, di Conto Economico, di Conto Economico Complessivo e di Rendiconto Finanziario che il Gruppo ha scelto di adottare hanno le seguenti caratteristiche:

Situazione Patrimoniale-Finanziaria

Il Gruppo Acsm Agam, in funzione della natura delle proprie operazioni ha deciso di esporre le voci della Situazione Patrimoniale Finanziaria distinguendo:

1. le "attività correnti e non correnti";
2. le "passività correnti e non correnti".

Conto Economico

Il Gruppo Acsm Agam ha scelto di esporre i costi nello schema di conto economico usando una classificazione basata sulla natura degli stessi (materie prime e materiali di consumo utilizzati, costi del personale, svalutazioni e ammortamenti, ecc.).

Peraltro vengono evidenziati i ricavi e i costi considerati non ricorrenti al fine di meglio rappresentare l'andamento delle attività ordinarie, in ottemperanza a quanto previsto dalla delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006.

Conto Economico Complessivo

Negli schemi di bilancio è riportato, in forma di prospetto separato, ad integrazione del prospetto di "Conto economico" che accoglie il risultato economico dell'esercizio, il prospetto di "Conto economico complessivo" che include, sia il risultato economico dell'esercizio, sia le variazioni di patrimonio netto afferenti a poste di natura economica che per espressa previsione dei principi contabili internazionali, sono rilevate tra le componenti del patrimonio netto (Altre componenti dell'utile complessivo).

Rendiconto Finanziario

Il Rendiconto Finanziario è redatto secondo il metodo indiretto in quanto ritenuto rappresentativo della realtà operativa del Gruppo.

3 NUOVI PRINCIPI IFRS ED INTERPRETAZIONI IFRIC IN VIGORE

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo al 30 giugno 2019 è stato redatto in base allo IAS 34 Bilanci Intermedi.
Il bilancio consolidato semestrale abbreviato non espone tutta l'informativa richiesta nella redazione del bilancio consolidato annuale. Per tale motivo è necessario leggere il bilancio consolidato semestrale abbreviato unitamente al bilancio consolidato al 31 dicembre 2018.

3.1 Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni omologati dall'UE di nuova applicazione da parte del Gruppo ACSM AGAM a partire dal 01 Gennaio 2019

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per l'adozione dei nuovi principi e modifiche in vigore dal 1 gennaio 2019, se seguito specificati. Il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun nuovo principio, interpretazione o modifica emesso ma non ancora in vigore.

A decorrere dal 1° gennaio 2019 risultano applicabili al Gruppo i seguenti Standard od integrazioni a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dalla società nei precedenti esercizi.

- *IFRS 16 – Leases*: Il principio, pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016 e recepito nel regolamento UE 2017/1986 del 31 ottobre 2017, è destinato a sostituire il principio IAS 17 – Leasing, nonché le interpretazioni IFRIC 4 – Determinare se un accordo contiene un leasing, SIC 15 – Leasing operativo - Incentivi e SIC 27 – La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing. Il principio è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019. In particolare il principio individua i criteri per la rilevazione, la misurazione e la presentazione nonché l'informativa da fornire con riferimento ai contratti di leasing per entrambe le parti, il locatore e il locatario. Il principio fornisce una nuova definizione di lease e introduce un criterio basato sul controllo (right of use) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: i) l'identificazione del bene, ii) il diritto di sostituzione dello stesso, iii) il diritto a ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e iv) il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto.
  L'IFRS 16, dal punto di vista del locatario, prevede per tutti i contratti di locazione passiva (senza distinguere tra leasing operativi e leasing finanziari) l'iscrizione: i) nella situazione patrimoniale-finanziaria di una passività, rappresentata dal valore attuale dei canoni futuri, a fronte dell'iscrizione nell'attivo del "diritto d'uso dell'attività presa in locazione"; ii) l'iscrizione nel conto economico degli ammortamenti delle attività relative ai leasing separatamente dagli interessi relativi alle connesse passività. Possono essere esclusi dall'applicazione dell'IFRS 16 i contratti di leasing di durata uguale o inferiore ai dodici mesi e le locazioni di beni di modico valore.
  Al fine di determinare la corretta applicazione del principio, il Gruppo ha completato nel corso del 2018 le analisi per adottare, a partire dal 1° Gennaio 2019, il principio.

  Il Gruppo ha deciso di applicare il principio retroattivamente senza riesporre i dati comparativi e contabilizzando l'effetto cumulativo dell'applicazione iniziale del principio a partire dal 1° Gennaio 2019, rilevando, all'interno della situazione patrimoniale-finanziaria, le attività consistenti nel diritto di utilizzo dei beni in leasing e le passività del leasing al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti.

  Si segnala che il tasso di attualizzazione applicato ai fini della determinazione dei valori attuali di attività e passività derivanti dai contratti di leasing è quello corrispondente al tasso medio di finanziamento del Gruppo.

  Si segnala che il Gruppo si è avvalso della facoltà, prevista dal paragrafo 6 del principio, di non applicare le disposizioni di cui ai paragrafi 22-49 del principio alle seguenti categorie:
  - Leasing a breve termine;
  - Leasing la cui attività sottostante è di modesto valore.

- IFRS 9 "Strumenti finanziari": omologata in data 26 marzo 2018 ed applicabile a partire dal 1° gennaio 2019, l'integrazione consente di valutare al costo ammortizzato gli oneri relativi all'estinzione anticipata di strumenti finanziari che precedentemente venivano misurati al "fair value through profit and loss". Nessun impatto sulla situazione economico-finanziaria del Gruppo.

- IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint ventures": omologata in data 11 febbraio 2019, l'integrazione precisa che si devono applicare i dettami dell'IFRS 9 agli investimenti in società collegate o joint venture cui non è consentito una valutazione con il metodo del Patrimonio netto. Nessun impatto sulla situazione economico-finanziaria del Gruppo.

- IAS 19 "Benefici a dipendenti": l'integrazione omologata in data 14 marzo 2019, chiarisce che in caso di modifica o estinzione anticipata di un piano benefici definiti, la società nel rideterminare la

passività deve applicare le ipotesi attuariali aggiornate. Nessun impatto sulla situazione economico-finanziaria del Gruppo.

4 AREA E PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Acsm-Agam S.p.A. e delle sue società controllate sulle quali la stessa esercita, direttamente o indirettamente, il controllo e attività di direzione e coordinamento, ovvero quando il Gruppo è esposto ai rendimenti variabili derivanti dal proprio rapporto con l'entità, o vanta dei diritti su tali rendimenti, avendo nel contempo la capacità di influenzarli esercitando il proprio potere sull'entità stessa.

L'area di consolidamento, con riferimento alle partecipazioni consolidate integralmente (riprendendo integralmente gli elementi dell'attivo e del passivo, dei ricavi e dei costi della società controllata), risulta non modificata rispetto al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per la quota di Partecipazione nella società controllata Enerxenia S.p.A., come già descritto.

I più significativi principi di consolidamento adottati sono i seguenti:

- le società controllate sono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente acquisito dal Gruppo e cessano di essere consolidate dalla data in cui il controllo è trasferito al di fuori del Gruppo. Laddove si riscontri una perdita di controllo di una società rientrante nell'area di consolidamento, la situazione contabile consolidata include il risultato dell'esercizio fino al periodo dell'esercizio nel quale il Gruppo Acsm Agam ne ha mantenuto il controllo;

- le attività e le passività delle società partecipate sono consolidate con il metodo di consolidamento integrale, ovvero sono inserite nella situazione contabile consolidata eliminando il valore di carico delle partecipazioni contro la corrispondente frazione del patrimonio netto posseduta delle imprese partecipate attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo il loro valore corrente alla data di acquisizione del controllo. L'eventuale differenza residua, se positiva è iscritta alla voce dell'attivo non corrente della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata "Avviamento", mentre se negativa è addebitata a conto economico;

- la quota di patrimonio netto e di risultato di esercizio di competenza degli azionisti terzi delle società consolidate è evidenziata in un'apposita voce di patrimonio netto e del conto economico;

- i reciproci rapporti di debito e credito, nonché quelli di costo e ricavo, fra le società oggetto del consolidamento e gli effetti di tutte le operazioni di importanza significativa intercorse fra le medesime società sono stati eliminati. Le perdite infra-gruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Il bilancio consolidato al 30 Giugno 2019 comprende i bilanci di:

- Acsm-Agam S.p.A., società capogruppo;
- Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;
- Lario Reti Gas S.r.l., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;
- Reti Valtellina e Valchiavenna S.r.l., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;
- Serenissima Gas S.p.A., controllata al 79,38% da Acsm-Agam S.p.A..;
- Enerxenia S.p.A., controllata al 99,27% (quota diretta e indiretta tramite Serenissima Gas S.p.A.);
- Acel Energie S.r.l., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;
- Acsm Agam Ambiente S.r.l., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;
- Varese Risorse S.p.A., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;

- Aevv Impianti S.r.l., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A.;
- ComoCalor S.p.A., controllata al 51% da Acsm-Agam S.p.A.;
- Aevv Farmacie S.r.l., controllata al 100% da Acsm-Agam S.p.A..

5 PRINCIPI CONTABILI RILEVANTI

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio consolidato al 30 Giugno 2019 sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per l'adozione dei nuovi principi, modifiche ed interpretazioni in vigore dal 1° gennaio 2019 di cui al precedente paragrafo 3.1.
Si evidenzia, inoltre, che, pur in continuità nel criterio di valutazione, il Gruppo ha adottato al 31 dicembre 2018 una diversa classificazione delle posizioni relative ai titoli di efficienza energetica (TEE) senza impatti significativi in bilancio.
I titoli di efficienza energetica (TEE) posseduti per soddisfare il bisogno aziendale sono iscritti al costo tra le attività (voce "Altri crediti"), limitatamente ai titoli effettivamente acquistati e presenti sul registro del gestore. Qualora i titoli in portafoglio non fossero sufficienti a soddisfare il fabbisogno, viene iscritta una passività (voce "Fondi a lungo termine") per garantire adeguata copertura al momento della consegna dei titoli al gestore; tale passività è valorizzata al netto tra il prezzo d'acquisto medio (*forward*) ed il contributo tariffario provvisorio indicato dall'ARERA ed iscritta a conto economico alla voce "Accantonamenti".
Al 30 giugno 2018, invece, erano stati rilevati i crediti e debiti per titoli di efficienza energetica (TEE) nello Stato Patrimoniale alle voci "Altri crediti" (in relazione a tutti i titoli da riconoscere alla Società) e "Altri debiti" (in relazione a tutti i titoli da acquistare) e nelle corrispondenti voci di conto economico "Altri Ricavi e proventi operativi" e "Oneri diversi di gestione" i relativi ricavi e oneri.
Conseguentemente, ai fini comparativi, sono stati riesposti i valori dell'esercizio al 30 giugno 2018 applicando il nuovo metodo di esposizione.
Il nuovo metodo di esposizione non ha generato effetti sul risultato d'esercizio e sul patrimonio netto consolidati.

I più significativi criteri di valutazione adottati dal Gruppo per la redazione del bilancio consolidato annuale ed in base ai quali sono stati rettificati, ove necessario, i bilanci separati delle singole società consolidate sono indicati nei punti seguenti.

5.1 Immobili, impianti e macchinari

Gli investimenti in immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo storico di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del cespite, incrementato, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale del costo stimato dell'onere futuro per il ripristino ambientale del sito oppure dello smantellamento che si stima di sostenere.
Le singole componenti di un impianto che risultino caratterizzate da vita utile differente, ove questo abbia un impatto significativo, sono rilevate separatamente per essere ammortizzate coerentemente alla loro durata secondo un approccio per componenti (cosiddetto *Component Approach*).
Secondo tale principio il valore del terreno e del fabbricato che insiste su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate integralmente al conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenute.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale ed ammortizzati in base alla vita utile residua del bene cui fanno riferimento.
Un elemento di immobili, impianti e macchinari è sistematicamente ammortizzato in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni.
Le aliquote di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

Categoria	%
Terreni	Non soggetti ad ammortamento
Fabbricati	3
Costruzioni e impianti diversi	10
Impianto inceneritore	8
Impianti depurazione acque e fumi	10
Impianto cogenerazione	9
Impianti di potabilizzazione	8
Impianto teleraffrescamento	*
Impianti di sollevamento	12
Attrezzatura varia e di laboratorio	10-12
Attrezzatura varia e minuta	35
Mobili e macchine ufficio	12
Macchine elettroniche-Telefonini	20
Autovetture	25
Automezzi da trasporto	20
Contatori	10
Beni gratuitamente devolvibili	*
** (la percentuale è applicata in rapporto al periodo minore fra la durata residua della concessione o del contratto e la vita utile stimata degli stessi)*	

I beni gratuitamente devolvibili si riferiscono:

- all'impianto di teleriscaldamento che ComoCalor S.p.A. ha realizzato e gestisce sulla base del contratto di concessione stipulato con il Comune di Como e che alla scadenza della concessione, ottobre 2020, Comocalor S.p.A. dovrà cedere gratuitamente al Comune stesso tutti gli impianti di produzione e distribuzione calore realizzati sino a tali date. Tale impianto non è iscritto tra le attività immateriali non risultando applicabile l'IFRIC 12, in quanto il concedente non regola il prezzo del servizio prestato;

- al percorso ciclo pedonale realizzato e gestito sulla base del contratto di concessione stipulato con il Comune di Monza. Tale impianto, alla scadenza della concessione, ottobre 2030, dovrà essere ceduto gratuitamente al Comune;

L'ammortamento di tali beni è calcolato a quote costanti sulla base del periodo minore fra la durata residua della concessione o del contratto e la vita utile stimata degli stessi. I contratti non prevedono obblighi di ripristino delle aree ricevute in concessione.

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore gli Immobili, impianti e macchinari sono assoggettati a una verifica di recuperabilità (c.d. *Impairment test*).
La recuperabilità dei valori iscritti è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo netto di vendita, qualora esista un mercato attivo, e il valore d'uso del bene.
Il valore d'uso è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni nonché dal valore che ci si attende dalla sua dismissione al termine della sua vita utile. Le perdite di valore sono contabilizzate nel Conto Economico fra i costi per ammortamenti e svalutazioni. Le eventuali svalutazioni possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.
Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dalla situazione contabile e l'eventuale perdita o utile, calcolata come differenza tra il valore di cessione ed il valore di carico, viene rilevata nel Conto Economico nell'anno della suddetta eliminazione.

Beni in leasing

I contratti di leasing finanziario che sostanzialmente trasferiscono al Gruppo tutti i rischi e i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato, sono capitalizzati dalla data di inizio del leasing al valore equo del bene locato, o se minore, al valore attuale dei canoni di leasing.
Il valore del bene viene esposto nella voce Immobili, impianti e macchinari e ammortizzato sulla base di aliquote economico-tecniche, mentre l'ammontare della quota capitale dei canoni a scadere è esposta come debito verso altri finanziatori. Inoltre, il conto economico dell'esercizio recepisce quali oneri finanziari di competenza la quota interessi dei canoni di competenza dell'esercizio stesso.

Contributi in Conto Capitale

I contributi ricevuti in conto capitale relativi ad investimenti da realizzarsi vengono esposti nel passivo ed accreditati pro quota a conto economico in connessione con la vita utile residua dei cespiti a cui fanno riferimento.

Immobilizzazioni materiali costruite internamente
Il costo di una costruzione interna è determinato impiegando gli stessi principi previsti per un bene acquistato. Il costo è uguale al costo di produzione di un bene destinato alla vendita: costo storico di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del cespite. Per determinare tali costi, perciò, si eliminano eventuali profitti interni. Il costo di anormali sprechi di materiale, lavoro, o altre risorse, sostenuto nella costruzione in economia di un bene, non è incluso nel costo del bene stesso.

5.2 Avviamento

L'avviamento iscritto a seguito di una acquisizione, è inizialmente valutato al costo, in quanto esso rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto rispetto alla quota di pertinenza dell'acquirente del valore equo netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali.
Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento viene valutato al costo decrementato per eventuali perdite di valore accumulate.
L'avviamento non è ammortizzato ma viene sottoposto ad un'analisi di recuperabilità (c.d. *Impairment test*) con cadenza annuale o anche più breve nel caso si verifichino eventi o cambiamenti di circostanze che possano far emergere eventuali perdite di valore.
Alla data di acquisizione l'eventuale avviamento emergente viene allocato a ciascuna delle unità generatrici di flussi finanziari che ci si attende beneficeranno degli effetti sinergici derivanti dall'acquisizione.
L'eventuale perdita di valore è identificata attraverso valutazioni che prendono a riferimento la capacità di ciascuna unità di produrre flussi finanziari atti a recuperare la parte di avviamento ad essa allocata.
Le eventuali svalutazioni non possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.
Nel caso in cui il valore recuperabile da parte dell'unità generatrice di flussi sia inferiore al valore di carico attribuito, si rileva la relativa perdita di valore. Laddove l'avviamento fosse attribuito ad una unità generatrice di flussi, il cui attivo viene parzialmente dismesso, l'avviamento associato all'attivo ceduto viene considerato ai fini della determinazione dell'eventuale plus(minus)valenza derivante dall'operazione.
In tali circostanze l'avviamento ceduto sarà misurato in proporzione all'attivo dell'unità generatrice di flussi alienato rispetto all'attivo ancora detenuto con riferimento alla medesima unità.

5.3 Attività Immateriali

Le attività immateriali, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo e presentate al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali riduzioni di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito.

Diritti di utilizzazione di opere d'ingegno e software

Le attività immateriali rappresentate da diritti di utilizzazione di opere d'ingegno e da software, sono iscritte al costo e sono ammortizzate sistematicamente ed in quote costanti per un periodo di 5 anni.

Portafoglio clienti

Le altre attività immateriali costituite da portafoglio clienti (*CustomerRelationship*) sono ammortizzate in base al previsto tasso di abbandono della clientela (*churn rate*) specifico per la vendita di energia elettrica e di gas.

Concessioni

Si riferiscono ai contratti di concessione per l'uso delle infrastrutture per lo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas, dell'acqua, dell'energia elettrica e del servizio di igiene ambientale, rilevati in bilancio in accordo con quanto previsto dall'IFRIC 12 ("Accordi per servizi in concessione").
Sono inoltre inclusi beni gratuitamente devolvibili in relazione a:

- impianti e reti in capo alla controllata Acsm Agam Reti Gas-Acqua S.p.A., riferiti all'attività di distribuzione del gas nel Comune di Cermenate, rinnovata nel 2010 fino al 2022, che dovranno essere retrocesse gratuitamente all'ente concedente alla scadenza della concessione stessa. I valori risultano completamente ammortizzati per effetto del piano di ammortamento basato sull'originaria scadenza;
- impianti e reti in capo alla controllata Serenissima Gas S.p.A., riferiti all'attività di distribuzione del gas nel Comune di Barlassina, per la quale l'ente concedente riconosce la devoluzione onerosa in quota pari al 50% degli investimenti eseguiti nell'ultimo quinquennio;
- impianto di teleriscaldamento, che la società Varese Risorse S.p.A. ha realizzato e gestisce sulla base di un contratto di concessione stipulato con il Comune di Varese. Secondo tale accordo, dopo 33 anni a partire dall'anno 1993, gli impianti, in stato di normale funzionamento, saranno devoluti gratuitamente all'ente concedente;

Tali attività immateriali a vita utile definita, sono iscritte per un ammontare pari all'esborso sostenuto dalla Società alla data di subentro nella concessione, incrementato degli investimenti effettuati nel corso degli esercizi per l'ampliamento o l'adeguamento delle infrastrutture ed esposto al netto delle dismissioni effettuate e dei relativi ammortamenti cumulati.
Il relativo processo di ammortamento a quote costanti, considera i benefici economici derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture ed il valore di rimborso atteso (valore recuperabile) alla scadenza della concessione.
Le modalità per la determinazione del valore di rimborso atteso sono disciplinate da un articolato quadro normativo di riferimento. In taluni casi, tale contesto normativo, può essere subordinato alle clausole contrattuali previste negli accordi di concessione.

Laddove previsti, i corrispettivi per l'affidamento del servizio versati in unica soluzione all'inizio del periodo di concessione, sono ammortizzati in base alla durata contrattuale della concessione stessa.

Le aliquote di ammortamento utilizzate per i beni in concessione sono le seguenti:

Categoria	%
Terreni	Non soggetti ad ammortamento
Fabbricati	3
Fabbricati acqua	3,5
Fabbricati gas	5,5
Costruzioni e impianti diversi	10
Serbatoi acqua	4
Impianti di potabilizzazione Centrale Baradello – opere civili	2
Impianti di potabilizzazione Centrale Baradello – impiantistica	4
Impianti di potabilizzazione	8

Rete acqua	5
Rete gas	1,67 - 2
Stazioni di decompressione e pompaggio	5
Impianti di sollevamento	12
Attrezzatura varia e di laboratorio	10-14,29
Attrezzatura varia e minuta	35
Contatori	5 - 6,67
Prese gas	2 - 2,86
Prese acqua	5
Beni gratuitamente devolvibili*	varie
** (la percentuale è applicata in rapporto al periodo minore fra la durata residua della concessione o del contratto e la vita utile stimata degli stessi)*	

In presenza di indicatori di svalutazione e con cadenza annuale le attività immateriali sono assoggettate a una verifica (c.d. *impairment test*), confrontando il valore contabile iscritto nella situazione contabile con i valori da perizia e/o il loro valore recuperabile tramite l'uso.
Le eventuali svalutazioni possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

5.4 Partecipazioni

5.4.1 Partecipazioni in società collegate e joint ventures

Recependo quanto previsto dai principi contabili IFRS 11 e dallo IAS 28, le partecipazioni in società collegate e *joint ventures* sono valutate in base al metodo del patrimonio netto. L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le *joint operation* e le *joint ventures*, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle *joint venture*s, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento consentito, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale.

5.4.2 Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese sono valutate al costo eventualmente rettificato per perdite di valore.
Le eventuali svalutazioni possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

5.5 Attività non correnti destinate alla dismissione

Un'attività non corrente viene classificata come destinata alla vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il suo uso continuativo.
Perché ciò si verifichi, l'attività deve essere disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale e la vendita deve essere altamente probabile. Perché la vendita sia altamente probabile, la Società deve essersi impegnata in un programma per la dismissione dell'attività, e devono essere state avviate le attività per individuare un acquirente e completare il programma. Inoltre, il completamento della vendita dovrebbe essere previsto entro un anno dalla data della classificazione.

Un'attività non corrente classificata come posseduta per la vendita viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il *fair valu*e (valore equo) al netto dei costi di vendita (IFRS 5).

Un'attività non corrente classificata come posseduta per la vendita viene successivamente ridotta di valore qualora il *fair value* (valore equo), al netto dei costi di vendita, risulti inferiore al valore contabile. Ogni incremento successivo del *fair value* (valore equo) viene recepito contabilmente, ma solo fino a concorrenza della perdita per riduzione di valore complessiva precedentemente iscritta.

Le disposizioni di cui sopra si applicano alle attività non correnti rilevate e a tutti i gruppi in dismissione. Il gruppo di dismissione può includere qualsiasi attività e passività, comprese le attività correnti e le passività correnti. Se un'attività non corrente fa parte di un gruppo in dismissione, i requisiti di valutazione dell'IFRS 5 si applicano al gruppo nel suo insieme, così che il gruppo è valutato al minore tra il valore contabile e il *fair value* (valore equo) al netto dei costi di vendita.

Le attività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita sono indicate separatamente dalle altre attività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Le passività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita sono presentate separatamente dalle altre passività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.

5.6 Rimanenze

Le rimanenze sono valutate per classi omogenee, per natura e valore, al minore tra il costo di acquisto ed il valore netto di realizzo, desumibile dall'andamento del mercato alla fine dell'esercizio. A tale scopo, il saldo esposto nella situazione consolidata è al netto di un fondo di svalutazione specifico. La configurazione dei costi adottata è il costo medio ponderato.
I lavori in corso su ordinazione sono valutati secondo il metodo della percentuale di completamento.

5.7 Strumenti finanziari

I crediti commerciali e i titoli di debito emessi sono rilevati nel momento in cui vengono originati. Tutte le altre attività e passività finanziarie sono rilevate inizialmente alla data di negoziazione, cioè quando la Società diventa una parte contrattuale dello strumento finanziario. Fatta eccezione per i crediti commerciali che non contengono una significativa componente di finanziamento, le attività finanziarie sono valutate inizialmente al *fair value* più o meno, nel caso di attività o passività finanziarie non valutate al *Fair Value Through Profit or Loss* (FVTPL), i costi dell'operazione direttamente attribuibili all'acquisizione o all'emissione dell'attività finanziaria. Al momento della rilevazione iniziale, i crediti commerciali che non hanno una significativa componente di finanziamento sono valutati al loro prezzo dell'operazione.

Classificazione e valutazione successiva
Al momento della rilevazione iniziale, un'attività finanziaria viene classificata in base al costo ammortizzato o al *fair value* rilevato nell'utile/(perdita) dell'esercizio (FVTPL).
Le attività finanziarie non sono riclassificate successivamente alla loro rilevazione iniziale, salvo che il Gruppo modifichi il proprio modello di business per la gestione delle attività finanziarie. In tal caso, tutte le attività finanziarie interessate sono riclassificate il primo giorno del primo esercizio successivo alla modifica del modello di business.
Un'attività finanziaria deve essere valutata al costo ammortizzato se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni e non è designata al FVTPL:

- l'attività finanziaria è posseduta nell'ambito di un modello di business il cui obiettivo è il possesso delle attività finanziarie finalizzato alla raccolta dei relativi flussi finanziari contrattuali; e
- i termini contrattuali dell'attività finanziaria prevedono a determinate date flussi finanziari rappresentati unicamente da pagamenti del capitale e dell'interesse sull'importo del capitale da restituire.

Tutte le attività finanziarie non classificate come valutate al costo ammortizzato o al *Fair Value ThroughOther Comprehensive Income* (FVOCI), come indicato in precedenza, sono valutate al FVTPL. Al momento della rilevazione iniziale, la Società può designare irrevocabilmente l'attività finanziaria come valutata al *fair value* rilevato nell'utile (perdita) d'esercizio se così facendo elimina o riduce significativamente un'asimmetria contabile che altrimenti risulterebbe dalla valutazione dell'attività finanziaria al costo ammortizzato o al FVOCI.

Attività finanziarie: valutazione successiva e utili e perdite

- Attività finanziarie valutate al FVTPL: queste attività sono valutate successivamente al *fair value*. Gli utili e le perdite nette, compresi i dividendi o gli interessi ricevuti, sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio.
- Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato: queste attività sono valutate successivamente al costo ammortizzato in conformità al criterio dell'interesse effettivo. Il costo ammortizzato viene diminuito delle perdite per riduzione di valore. Gli interessi attivi, gli utili e le perdite su cambi e le perdite per riduzione di valore sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio così come gli eventuali utili o perdite da eliminazione contabile.

Valutazione delle perdite attese su crediti
Le perdite attese su crediti (ECL, *Expected Credit Lossess*) sono una stima delle perdite su crediti ponderata in base alle probabilità. Le perdite su crediti sono il valore attuale di tutti i mancati incassi (ossia la differenza tra i flussi finanziari dovuti all'entità conformemente al contratto e i flussi finanziari che la Società si aspetta di ricevere).

Le ECL sono attualizzate utilizzando il criterio dell'interesse effettivo dell'attività finanziaria.

Passività finanziarie: classificazione, valutazione successiva e utili e perdite

Le passività finanziarie sono classificate come valutate al costo ammortizzato utilizzando il criterio dell'interesse effettivo. Gli interessi passivi e gli utili/(perdite) su cambi sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio, così come gli eventuali utili o perdite derivanti dall'eliminazione contabile.

Eliminazione contabile

- attività finanziarie: le attività finanziarie vengono eliminate dal bilancio quando i diritti contrattuali sui flussi finanziari derivanti dalle stesse scadono, quando i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari nell'ambito di un'operazione in cui sostanzialmente tutti i rischi e i benefici derivanti dalla proprietà dell'attività finanziaria sono trasferiti o quando il Gruppo non trasferisce né mantiene sostanzialmente tutti i rischi e benefici derivanti dalla proprietà dell'attività finanziaria e non mantiene il controllo dell'attività finanziaria. Il Gruppo è coinvolto in operazioni che prevedono il trasferimento di attività rilevate nel proprio prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, ma mantiene tutti o sostanzialmente tutti i rischi e i benefici derivanti dall'attività trasferita. In questi casi, le attività trasferite non sono eliminate contabilmente.
- passività finanziarie: il Gruppo procede all'eliminazione contabile di una passività finanziaria quando l'obbligazione specificata nel contratto è stata adempiuta o cancellata oppure è scaduta. La Società elimina contabilmente una passività finanziaria anche in caso di variazione dei relativi termini contrattuali e i flussi finanziari della passività modificata sono sostanzialmente diversi. In tal caso, si rileva una nuova passività finanziaria al *fair value* sulla base dei termini contrattuali modificati. La differenza tra il valore contabile della passività finanziaria estinta e il corrispettivo versato (comprese le attività non rappresentate da disponibilità liquide trasferite o le passività assunte) è rilevata nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Compensazione

Le attività e le passività finanziarie possono essere compensate e l'importo derivante dalla compensazione viene presentato nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria se, e solo se, il Gruppo ha correntemente il diritto legale di compensare tali importi e intende regolare il saldo su basi nette o realizzare l'attività e regolare la passività contemporaneamente.

Strumenti finanziari derivati

L'IFRS 7 e l'IFRS 13 richiedono che la classificazione degli strumenti finanziari valutati al *fair value* sia effettuata sulla base della qualità delle fonti degli input utilizzati nella determinazione del *fair value* stesso. In particolare l'IFRS 7 e l'IFRS 13 definiscono 3 livelli di *fair value*:

- Livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi, sia Ufficiali che *Over the Counter* di attività o passività identiche;
- Livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- Livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili. Rientrano in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di stime interne, effettuate con metodologie che seguono le *best practices* di settore.

Alla data di chiusura del 30 giugno 2019, risultano in essere due strumenti finanziari derivati di copertura (*interest rate swap*) per i quali è prevista la valutazione al *fair value* (si rimanda alla Nota 16). Non sono in essere altre attività/passività finanziarie valutate al *fair value* in quanto si ritiene che il valore contabile rappresenti una ragionevole approssimazione del *fair value*.

Le attività finanziarie risultano essere:

- Altre attività finanziarie (non correnti);
- Crediti commerciali;
- Altri crediti;
- Altre attività finanziarie correnti;
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Le passività finanziarie risultano essere:

- Finanziamenti a medio/lungo termine (non correnti);
- Passività finanziarie per strumenti derivati (non correnti);
- Debiti verso banche;
- Debiti commerciali;
- Altri debiti.

5.8 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti comprendono i saldi in contanti e i depositi a vista, aventi scadenza pari o inferiore a tre mesi o meno dalla data originaria di acquisizione, che sono soggetti a un rischio irrilevante di variazione del *fair value* e sono utilizzati dalla Società per la gestione degli impegni a breve termine.

5.9 Benefici ai dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".
Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti. In considerazione, rispettivamente, dell'incertezza relativa al momento in cui verrà erogato, ovvero del periodo di durata dell'erogazione, il Trattamento Fine Rapporto ed il Premungas sono assimilati a un programma a benefici definiti.
Gli utili e perdite attuariali maturati alla data di bilancio sono rilevati immediatamente nel "Conto Economico Complessivo" (*Other Comprehensive Income* di seguito OCI), senza che gli stessi siano rilevati nel conto economico nell'anno in cui sorgono.
Sono rilevati a conto economico il *Service Cost*, ovvero il valore attuale atteso delle prestazioni pagabili in futuro relativo all'attività lavorativa prestata nel periodo corrente, e l'*Interest Cost*, ovvero gli interessi su quanto maturato ad inizio periodo e sui corrispondenti movimenti riferiti allo stesso periodo.
In particolare, in seguito alla legge finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296, si è valutato ai fini dello IAS 19 solo la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda, poiché la quota maturanda è stata versata ad un'entità separata (Forma pensionistica complementare o Fondi INPS). In conseguenza di tali versamenti l'azienda non avrà più obblighi connessi all'attività lavorativa prestata in futuro dal dipendente.

5.10 Fondi rischi ed oneri

Il Gruppo rileva un fondo quando ha assunto un'obbligazione (legale o implicita), stimabile in modo attendibile e quale risultato di un evento passato ed è inoltre probabile che sarà necessario l'impiego di risorse atte a produrre i benefici economici per adempiere all'obbligazione. L'importo del fondo è rappresentato dal valore attuale dei flussi finanziari attesi stimati attualizzati a un tasso al lordo delle imposte

che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore attuale del denaro e i rischi specifici connessi alla passività.

5.11 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si riferiscono principalmente ai contributi ricevuti dagli utenti privati per la realizzazione degli allacci alla rete gas. Tali contributi sono rilevati a conto economico nella voce "Altri ricavi e proventi" pro-quota in funzione della durata del cespite di riferimento.

5.12 Titoli di efficienza energetica

I titoli di efficienza energetica (TEE) posseduti per soddisfare il bisogno aziendale sono iscritti tra le attività (voce "Altri crediti") al costo, limitatamente ai titoli effettivamente acquistati e presenti sul registro del gestore. Qualora i titoli in portafoglio non fossero sufficienti a soddisfare il fabbisogno, viene iscritta una passività (voce "Fondi a lungo termine") per garantire adeguata copertura al momento della consegna dei titoli al gestore; tale passività è valorizzata al netto tra il prezzo d'acquisto medio (*forward*) ed il contributo tariffario provvisorio indicato dall'ARERA, ed iscritta a conto economico alla voce "Accantonamenti".

5.13 Ricavi

I ricavi vengono rilevati quando il cliente ottiene il controllo dei beni o dei servizi. La determinazione del momento in cui avviene il trasferimento del controllo - in un determinato momento o nel corso del tempo - richiede una valutazione da parte della direzione aziendale.
I ricavi sono rilevati nel momento in cui vengono soddisfatte le obbligazioni contrattuali sulla base del prezzo di transazione che il Gruppo si aspetta di ricevere a seguito dell'adempimento dell'obbligazione stessa.

5.14 Costi

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

5.15 Dividendi agli azionisti

I dividendi sono rilevati quando sorge il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

5.16 Utile per azione

L'utile base per azione è calcolato dividendo il risultato del Gruppo per la media ponderata delle azioni in circolazione durante l'esercizio, escludendo le azioni proprie, ove esistenti. L'utile per azione diluito risulta analogo all'utile per azione base in quanto non esistono strumenti diluitivi in essere.

5.17 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e la normativa fiscale vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo.

Le imposte sul reddito differite sono calcolate in base al "metodo patrimoniale (*liabilitymethod*)" sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. L'iscrizione di attività per imposte differite è effettuata quando il loro recupero è probabile.
Le imposte differite non sono iscritte se connesse all'iscrizione iniziale di una attività o una passività in una operazione diversa da una *Business Combination* e che non ha impatto sul risultato e sull'imponibile fiscale.
Le attività e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti.

Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti e le imposte differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

5.18 Continuità aziendale

Il bilancio del Gruppo Acsm Agam al 30 Giugno 2019 è stato predisposto nel presupposto della continuità aziendale.

5.19 Utilizzo di stime e valutazioni

La redazione del bilancio richiede l'effettuazione di stime ed 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 riferimento: conseguentemente i risultati che verranno in seguito conseguiti potrebbero differire da tali stime.
In particolare le stime vengono utilizzate per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, avviamenti, ammortamenti, svalutazioni, benefici ai dipendenti, imposte ed altri accantonamenti a fondi. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico nel periodo in cui avviene la revisione di stima.
Le voci di bilancio principalmente interessate da tali situazioni di incertezza sono il fondo svalutazione crediti, l'avviamento, attività immateriali e avviamento, differite attive, i ratei distribuzione gas, ratei acqua, teleriscaldamento ed energia elettrica e gli ammortamenti (valore recuperabile delle concessioni).

Valore recuperabile delle concessioni

Le concessioni sono iscritte per un ammontare pari all'esborso sostenuto dal Gruppo alla data di subentro nella concessione, incrementato degli investimenti effettuati nel corso degli esercizi per l'ampliamento o l'adeguamento delle infrastrutture ed esposto al netto delle dismissioni effettuate e dei relativi ammortamenti cumulati.
Il relativo processo di ammortamento a quote costanti, considera i benefici economici derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture ed il valore di rimborso atteso (valore recuperabile) alla scadenza della concessione.
Le modalità per la determinazione del valore di rimborso atteso sono disciplinate da un articolato quadro normativo di riferimento. In taluni casi, tale contesto normativo, può essere subordinato alle clausole contrattuali previste negli accordi di concessione.

Attività materiali, immateriali ed avviamento

Sulla base degli "*impairment*" test effettuati, nessuna svalutazione si è resa necessaria per queste poste di bilancio. I *budget* previsionali utilizzati a tale scopo confermano i programmi di crescita nel medio termine, legati allo sviluppo del *business.*

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette la stima del management circa le perdite relative al portafoglio crediti verso la clientela. La stima del fondo è basata sulle perdite attese da parte del Gruppo, determinate in funzione dell'esperienza passata per crediti simili, degli scaduti correnti e storici, delle perdite, degli incassi, del monitoraggio della qualità del credito e delle proiezioni circa le condizioni economiche e di mercato.Il Gruppo si è dotato di una specifica procedura per la valutazione del credito e l'elaborazione del fondo.
Con riferimento all'attività di vendita Gas ed Energia Elettrica agli utenti finali, i crediti commerciali del Gruppo sono di importo unitario generalmente non significativo e vantati verso numerosi clienti privati (utenti luce e gas). Tale circostanza risulta rilevante ai fini dell'individuazione e del monitoraggio dei crediti commerciali di difficile recuperabilità.

Attività per imposte differite

Al 30 Giugno 2019 il bilancio consolidato del Gruppo evidenzia attività per imposte differite per €/000 16.112. Tali imposte differite sono state contabilizzate tenendo in considerazione la recuperabilità delle stesse, sulla base delle aspettative reddituali future delle società del Gruppo, considerando anche il fatto che tutte le società del Gruppo aderiscono al consolidato fiscale.

Ratei distribuzione e vendita gas, distribuzione e vendita energia elettrica, ratei acqua, teleriscaldamento

Il Gruppo per il calcolo dei ratei relativi alle suddette attività, che forniscono il valore della competenza economica relativo alle vendite dell'esercizio, applica una specifica metodologia di stima basata su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche che tengono in considerazione i consumi storici degli utenti, normalizzati sulla base delle evidenze interne ed esterne conosciute alla data della stima, nonché i dati consuntivi desumibili dalla contabilità alla data della loro determinazione.

6 COMMENTI ALLE PRINCIPALI VOCI DEL BILANCIO CONSOLIDATO

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

Attività non correnti

Nota 1 Immobili, impianti e macchinari

€/000 124.419 (al 31 dicembre 2018 €/000 119.060)

	COSTO STORICO AL 01/01/2019	INCR.	DECR.	COSTO STORICO AL 30/06/2019	F.DO AMM.TO 01/01/2019	INCR.	DECR.	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 30/06/2019	VALORE NETTO CONTABILE AL 30/06/2019
TERRENI	4.782	-	-	4.782	424	-	-	424	4.358
FABBRICATI	40.150	3.561	-	43.711	24.047	1.089	(5)	25.131	18.580
IMPIANTI E MACCHINARI	217.817	-	(372)	217.445	135.769	3.963	(275)	139.457	77.988
ATTREZZATURE INDUSTRIALI E COMM.LI	7.640	294	(19)	7.915	5.778	184	(27)	5.935	1.980
ALTRI BENI	20.500	2.788	(104)	23.184	16.384	1.121	(103)	17.402	5.782
BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI	16.910	-	-	16.910	14.738	530	-	15.268	1.642
IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO E ACCONTI	8.729	5.688	-	14.417	328	-	-	328	14.089
TOTALE ATTIVITA' MATERIALI	**316.528**	**12.331**	**(495)**	**328.364**	**197.468**	**6.887**	**(410)**	**203.945**	**124.419**

	COSTO STORICO AL 01/01/2018	AGGREGAZIONE 01.07.2018	INCR.	DECR.	COSTO STORICO AL 31/12/2018	F.DO AMM.TO 01/01/2018	AGGREGAZIONE 01.07.2018	INCR.	DECR.	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 31/12/2018	VALORE NETTO CONTABILE AL 31/12/2018
TERRENI	3.155	1.627	-	-	4.782	-	424	-	-	424	4.358
FABBRICATI	30.436	8.644	1.070	-	40.150	17.994	4.327	1.726	-	24.047	16.103
IMPIANTI E MACCHINARI	154.740	59.035	4.099	(57)	217.817	96.429	32.869	6.960	(489)	135.769	82.048
ATTREZZATURE INDUSTRIALI E COMM.LI	2.647	4.979	119	(105)	7.640	2.167	3.491	230	(110)	5.778	1.862
ALTRI BENI	6.149	14.086	656	(391)	20.500	5.409	10.549	811	(385)	16.384	4.116
BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI	16.616		294	-	16.910	13.820	-	918	-	14.738	2.172
IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO E ACCONTI	1.534	2.380	4.815	-	8.729	328	-	-	--	328	8.401
TOTALE ATTIVITA' MATERIALI	**215.277**	**90.751**	**11.053**	**(553)**	**316.528**	**136.147**	**51.660**	**10.645**	**(984)**	**197.468**	**119.060**

Gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti per un valore netto complessivo di €/000 124.419, maggiori dettagli circa la loro composizione e le movimentazioni avvenute nell'esercizio sono riportate nell'allegato 1.

Gli investimenti effettuati nel semestre riguardano il completamento o il proseguimento di opere iniziate in precedenti esercizi e l'attuazione dei programmi di adeguamento e potenziamento degli impianti e delle reti.

L'ammontare complessivo degli incrementi degli immobili, impianti e macchinari è pari a €/000 12.331.

Gli investimenti del periodo sono riferibili prevalentemente a:

- termovalorizzazione per €/000 3.152;
- gestione calore per €/000 1.653;
- raccolta rifiuti per €/000 836.
- teleriscaldamento e cogenerazione per €/000 599.

Negli incrementi sono inclusi inoltre €/000 4.602 per l'applicazione IFRS 16. In particolare, €/000 4.025 sono riferite all'impatto della prima applicazione al 01.01.2019 del nuovo principio mentre €/000 577 si riferiscono agli incrementi del primo semestre 2019.

Sull'impianto di teleriscaldamento di Monza Nord è in essere un'ipoteca sui terreni e fabbricati a garanzia del finanziamento erogato da Centrobanca ed un privilegio speciale sugli impianti della centrale.

Nota 2 Avviamento

€/000 82.324 (al 31 dicembre 2018 €/000 82.324)

	VALORE NETTO CONTABILE 01/01/2019	INCR.	DECR.	VALORE NETTO CONTABILE AL 30/06/2019
AVVIAMENTO	82.324	-	-	82.324
TOTALE	**82.324**	**-**	**-**	**82.324**

	VALORE NETTO CONTABILE 01/01/2018	INCR. Aggregazione del 01/07/2018	DECR.	VALORE NETTO CONTABILE AL 31/12/2018
AVVIAMENTO	8.993	73.331	-	82.324
TOTALE	**8.993**	**73.331**	**-**	**82.324**

L'Avviamento è iscritto per un valore complessivo netto di €/000 82.324, non registrando alcuna variazione rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2018. L'importo per €/000 73.331 e stato generato dall'iscrizione dell PPA definitiva al 1 luglio 2018 riferito all'operazione di aggregazione avvenuta nell'esercizio 2018.

L'avviamento, in osservanza ai principi contabili internazionali, non è soggetto ad ammortamento, bensì a una verifica annuale volta ad individuare la presenza di eventuali perdite di valore (*impairment test*).
Al 30 giugno 2019 sono sono stati identificati indicatori di impairment.

Nota 3 Attività immateriali

€/000 405.196 (al 31 dicembre 2018 €/000 402.488)

	COSTO STORICO AL 01/01/2019	INCR.	DECR.	COSTO STORICO AL 30/06/2019	F.DO AMM.TO 01/01/2019	INCR.	DECR.	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 30/06/2019	VALORE NETTO CONTABILE AL 30/06/2019
SPESE DI SVILUPPO	548		-	548	57	23	-	80	468
SOFTWARE	23.418	13	-	23.431	14.764	1.181	-	15.945	7.486
PORTAFOGLIO CLIENTI	53.881	-	-	53.881	1.711	1.711	-	3.422	50.459
LICENZE	1.450	-	-	1.450	1.322	25	-	1.347	103
BENI IN CONCESSIONE (IFRIC 12)	564.568	8.584	(5)	573.147	226.983	8.651	(4)	235.630	337.517
LAVORI IN CORSO IMMATERIALI	3.460	5.703	-	9.163	-	-	-	-	9.163
TOTALE ATTIVITA' IMMATERIALI	**647.325**	**14.300**	**(5)**	**661.620**	**244.837**	**11.591**	**(4)**	**256.424**	**405.196**

	COSTO STORICO AL 01/01/2018	AGGREGAZIONE 01.07.2018	INCR.	DECR.	COSTO STORICO AL 31/12/2018	F.DO AMM.TO 01/01/2018	AGGREGAZIONE 01.07.2018	INCR.	DECR.	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 31/12/2018	VALORE NETTO CONTABILE AL 31/12/2018
SPESE DI SVILUPPO	-	104	444	-	548	-	16	41	-	57	491
SOFTWARE	11.731	6.034	5.709	(56)	23.418	7.842	5.371	1.551	-	14.764	8.654
PORTAFOGLIO CLIENTI	-	53.881	-	-	53.881	-	-	1.711	-	1.711	52.170
LICENZE	1.055	340	55	-	1.450	972	296	54	-	1.322	128
BENI IN CONCESSIONE (IFRIC 12)	302.178	251.209	13.472	(2.291)	564.568	129.057	86.291	13.504	(1.869)	226.983	337.585
LAVORI IN CORSO IMMATERIALI	865	1.532	1.063	-	3.460	-	-	-	-	-	3.460
TOTALE ATTIVITA' IMMATERIALI	**315.829**	**313.100**	**20.743**	**(2.347)**	**647.325**	**137.871**	**91.974**	**16.861**	**(1.869)**	**244.837**	**402.488**

Le attività immateriali sono iscritte per un valore complessivo netto di €/000 405.196. Maggiori dettagli circa le movimentazioni avvenute nell'esercizio sono riportate nell'allegato 2.

La voce si compone delle seguenti voci:

- **Spese di sviluppo: €/000 468 (al 31 dicembre 2018 €/000 491)**

Nella voce sono stati capitalizzati i costi incrementali per l'ottenimento di nuovi contratti pluriennali, così come previsto dal principio contabile IFRS 15.

- **Software: €/000 7.486 (al 31 dicembre 2018 €/000 8.654)**

Nella voce sono stati capitalizzati i costi relativi ai software applicativi acquistati da terzi da parte delle società del Gruppo, per la gestione integrata dei servizi amministrativi e tecnici.

- **Portafoglio Clienti: €/000 50.459 (al 31 dicembre 2018 €/000 52.170)**

Tale voce deriva dalla valorizzazione al *fair value* del Portafoglio Clienti della BU Vendita (*CustomerRelationship*) effettuata in sede di *Purchase Price Allocation*, nell'ambito dell'operazione di aggregazione effettuata nello scorso esercizio.

La *CustomerRelationship* relativa alla BU Vendita è stata valorizzata, al lordo degli ammortamenti dell'esercizio, in €/000 53.881 ed era stata attribuita alle società controllate Enerxenia (€/000 15.789) e Acel Energie (€/000 38.092).

- **Licenze: €/000 103 (al 31 dicembre 2018 €/000 128)**

Nella voce è incluso il costo di acquisto di licenze specifiche utilizzate per i servizi tecnici. In particolare, il saldo si riferisce per €/000 30 alla capogruppo Acsm-Agam S.p.A., per €/000 1 alla controllata Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A., per €/000 33 alla controllata Acsm-Agam Ambiente e per €/000 39 alla controllata Lario Reti Gas.

- **Concessioni: €/000 337.517 (al 31 dicembre 2018 €/000 337.585)**

Tale posta fa riferimento ai beni in concessione del Gruppo ed ammortizzati secondo quanto indicato nella sezione "Criteri di valutazione" in funzione di quanto previsto nei contratti di concessione.
Si ricorda che la Capogruppo Acsm-Agam S.p.A. proprietaria degli impianti afferenti il servizio idrico della città di Como e dei comuni di Brunate e Cernobbio, realizzati dopo l'assunzione del servizio, avrà titolo a percepire in caso di cessazione del servizio dei valori di riscatto delle reti ed impianti, calcolati in ragione di valori industriali di ricostruzione ex T.U. 2578/1925, sicuramente superiori ai valori di libro.

Gli investimenti effettuati nel periodo riguardano il completamento o il proseguimento di opere iniziate in precedenti esercizi e l'attuazione dei programmi di adeguamento e potenziamento degli impianti e delle reti. L'ammontare complessivo degli incrementi è pari a €/000 8.584 e sono principalmente riferibili al completamento da parte della Capogruppo di opere iniziate in precedenti esercizi e di potenziamento degli impianti e delle reti acqua della controllante Acsm-Agam S.p.A. per €/000 1.423, allo sviluppo e al potenziamento delle reti di distribuzione gas e acqua da parte della Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. per €/000 4.775, allo sviluppo e al potenziamento delle reti di distribuzione gas da parte della Lario Reti Gas S.p.A. per €/000 801, allo sviluppo e al potenziamento delle reti di distribuzione gas da parte Serenissima Gas S.p.A. per €/000 1.233 e da parte della controllata Varese Risorse S.p.A. per €/000 261.

Il Gruppo non ravvisa indicatori di impairment per quanto riguarda la recuperabilità dei valori tramite l'uso e/o futura cessione.

- **Attività immateriali in corso: €/000 9.163 (al 31 dicembre 2018 €/000 3.460)**

La voce si riferisce all'adeguamento ed integrazione dei sistemi informativi aziendali e all'attività di sviluppo e potenziamento delle reti gas acqua, ancora in corso di ultimazione al 30 giugno 2019.
Non si presentano indicatori di *impairment* sulle attività in oggetto.

Nota 4 Partecipazioni

€/000 450 (al 31 dicembre 2018 €/000 470)

La composizione e la movimentazione avvenute nell'esercizio sono riportate nell'allegato 3.

- **Partecipazioni in società collegate e *Joint-Ventures*: €/000 21 (al 31 dicembre 2018 pari a €/000 21)**

Tale voce include le partecipazioni nelle seguenti società:

- **Como Energia S.c.a.r.l. (in liquidazione)**

La partecipazione risulta iscritta nel bilancio di Acsm-Agam S.p.A. ad un valore di €/000 11, invariato rispetto all'esercizio precedente in quanto la società ha un risultato pari a €/000 0. Per il tipo di *governance* adottato dalla società, nonostante una quota di controllo maggioritaria, la società è considerata una *joint venture*. Si segnala che in data 27 novembre 2008 era stata acquisita una partecipazione pari al 17% del capitale, con un sovrapprezzo rispetto al valore nominale delle quote pari ad €/000 130, poi svalutato mediante imputazione a conto economico nell'esercizio 2008.

- **SO.E.RA. Energy Calor**

Il valore di carico, invariato rispetto all'esercizio precedente, è pari ad €/000 10.
SO.E.RA. Energy Calor è un consorzio costituito per effettuare servizio di gestione calore nel Comune di Cologno Monzese (con sede in Como, via Stazzi n.2- capitale sociale €/000 20).

Le percentuali di partecipazione nella compagine societaria risultano le seguenti:

- 50% Acsm-Agam S.p.A.
- 49% Rado & Cerri S.n.c.
- 1% F.lli Scotti S.r.l.

- **Altre Partecipazioni: €/000 429 (al 31 dicembre 2018 €/000 449)**

Il saldo di €/000 429 (€/000 449 al 31 dicembre 2018) è relativo alla partecipazione, iscritta al costo d'acquisto, detenuta dalla Capogruppo nella COMODEPUR S.p.A., società che opera nel settore di depurazione delle acque. Al 30 giugno 2019 la quota di possesso è pari al 9,81%.

La voce include anche le partecipazioni in T.C.V.V.V S.r.l. (Teleriscaldamento cogenerazione Valtellina, Valchiavenna e Valcamonica) per €/000 21, di cui la capogruppo Acsm-Agam S.p.A. detiene una quota dello 0,25%, e in Società Cooperativa Polo Innovazione della Valtellina per €/000 2.

Nota 5 Altre attività finanziarie non correnti

€/000 1.641 (al 31 dicembre 2018 €/000 1.106)

La voce si riferisce per €/000 1.470 (€/000 877 al 31 dicembre 2018) a depositi cauzionali versati a vario titolo. Tale voce include anche, per €/000 171 (€/000 229 al 31 dicembre 2018), la quota del credito a medio - lungo termine derivante dall'attività svolta dalla Capogruppo in relazione alla trasformazione di impianti presso condomini. La quota esigibile a breve termine è inclusa nei crediti verso clienti pari a €/000 95.

Nota 6 Attività per imposte differite

€/000 16.112 (al 31 dicembre 2018 €/000 16.102)

Le attività per imposte differite, dettagliate nella tabella seguente, hanno subito la seguente movimentazione:

ATTIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE IRES	Imponibile		Aliquota %	Saldo cumulato		Imposte periodo	Effetto a Patrimonio netto
	30.06.2019	31.12.2018		30.06.2019	31.12.2018		
Fondo svalutazione crediti	16.473	15.694	24,00%	3.954	3.767	187	
Fondo rischi	6.586	8.092	28,20%	1.581	1.942	-362	
Fondo rischi cause con terzi	2.750	2.970	24,00%	660	713	-53	
Fondo rischi altri crediti	133	133	28,20%	32	32	0	
Fondo svalutazione immobilizz.immateriali	432	103	28,20%	104	104	0	
Fondo svalutazione immobilizz.materiali	46	377	28,20%	11	12	-1	
Fondo svalutazione di magazzino	189	165	28,20%	45	40	6	
Fondo svalutazione partecipazioni	3	3	24,00%	1	1	0	
Accantonamento debito Premungas	306	299	24,00%	73	72	-7	9
Strumenti Derivati	188	140	24,00%	45	34	0	12
Spese immateriali	31	43	27,90%	7	10	-3	
Avviamento	136	170	27,90%	33	41	-8	
Ammortamento su terreni	1.152	1.094	28,20%	276	263	14	
Component approach impianti--dal 1/7 conferito in varese risorse	543	594	27,90%	130	143	-12	
Contributi	3.343	3.485	27,90%	802	836	-34	
Ripresa ammortamenti ai sensi dell'art. 102/bis TUIR	15.896	14.734	28,20%	3.815	3.536	279	
Adeguamento Tfr	419	236	24,00%	100	57	-1	45
Acc. Premi ai dipendenti	303	303	24,00%	73	73	0	
Compenso sindaci revisori non di competenza	4	3	24,00%	1	1	0	
Compenso amministratori	8	7	24,00%	2	2	0	
Adeguameno IAS TFR	442	349	24,00%	106	84	-25	47
Adeguamento Ias Allacci	1.366	1.385	28,20%	328	333	-5	
Perdite di esercizio	994	1.206	24,00%	239	289	-51	
Fondi canoni derivazione acque	127	127	28,20%	31	31	0	
Riv/svalut. FTA 2017	7.903	8.308	28,20%	1.897	1.994	-97	
PPA Consolidato	2.208	2.378	28,20%	530	571	-41	
Manutenzioni eccedenti il limite deducibile	322	247	24,00%	77	59	18	
TOTALE	**62.301**	**62.645**		**14.952**	**15.036**	**-195**	**113**

ATTIVITA' PER IMPOSTE ANTICIPATE IRAP	Imponibile		Aliquota %	Saldo cumulato		Imposte periodo
	30.06.2019	31.12.2018		30.06.2019	31.12.2018	
Fondo rischi	6.398	7.904	3,9% - 4,2 % - 5,57%	294	325	-31
Fondo rischi cause con terzi	30	0	3,9% - 4,2 % - 5,57%	1	0	1
Fondo svalutazione immobilizz.immateriali	432	432	3,9% - 4,2 % - 5,57%	20	18	1
Fondo svalutazione immobilizz.materiali	15	17	3,9% - 4,2 % - 5,57%	1	1	0
Fondo svalutazione di magazzino	189	165	3,9% - 4,2 % - 5,57%	8	7	1
Spese immateriali	31	43	3,9% - 4,2 % - 5,57%	1	2	-1
Avviamento	136	170	3,9% - 4,2 % - 5,57%	5	7	-1
Ammortamento su terreni	782	754	3,9% - 4,2 % - 5,57%	44	32	12
Component approach impianti--dal 1/7 conferito in varese risorse	543	594	3,9% - 4,2 % - 5,57%	23	25	-2
Contributi	3.343	3.485	3,9% - 4,2 % - 5,57%	140	146	-6
Ripresa ammortamenti ai sensi dell'art. 102/bis TUIR	2.192	2.192	3,9% - 4,2 % - 5,57%	122	92	30
Adeguamento Ias Allacci	1.366	1.385	3,9% - 4,2 % - 5,57%	57	58	-1
Fondi canoni derivazione acque	127	127	3,9% - 4,2 % - 5,57%	7	5	2
Riv/svalut. FTA 2017	5.631	5.919	3,9% - 4,2 % - 5,57%	314	249	65
PPA Consolidato	2.208	2.378	5,57%	123	100	23
TOTALE	**23.422**	**25.563**		**1.160**	**1.066**	**94**

Le attività per imposte differite sono state determinate considerando l'applicazione dell'aliquota Irap tra il 3,9% e il 5,57%. Ai fini Ires, il Gruppo ha calcolato le imposte differite sulla base della aliquota del 24%.

Attività correnti

Nota 7 Rimanenze

€/000 9.267 (al 31 dicembre 2018 €/000 7.892)

La composizione della voce è la seguente:

- **Materie prime, sussidiarie e di consumo e prodotti finiti: €/000 8.595 (al 31 dicembre 2018 €/000 7.395)**

La voce comprende principalmente parti di ricambio relativi ai business gestiti dal Gruppo, la cui presenza a magazzino è giustificata dal fatto di dover garantire la sostituibilità immediata in caso di interventi sugli impianti suddetti. La valutazione delle rimanenze è al costo medio ponderato e al 30 giugno 2019 il fondo svalutazione magazzino è pari ad €/000 334.

DESCRIZIONE	30.06.2019	31.12.2018
Contatori, tubazioni, materiale accessorio	8.929	7.705
Fondo svalutazione magazzino	(334)	(310)
TOTALE	**8.595**	**7.395**

- **Lavori in corso su ordinazione: €/000 672 (al 31 dicembre 2018 €/000 497)**

La voce comprende principalmente rimanenze di lavori avviati per conto terzi e non ancora ultimati, relativi principalmente alla B.U. gestione calore per €/000 278, alla B.U. illuminazione pubblica per €/000 255 e alla B.U. distribuzione gas per €/000 115.

Nota 8 Crediti Commerciali

€/000 129.688 (al 31 dicembre 2018 €/000 147.775)

I crediti commerciali ammontano a €/000 129.688 e risultano così suddivisi:

- **Crediti verso clienti: €/000 118.348 (al 31 dicembre 2018 €/000 139.142)**

Il saldo è composto da crediti verso clienti, effetti attivi, fatture da emettere e ratei attivi riferiti a fatture e bollette emesse non ancora incassate alla data di chiusura del periodo, nonché agli stanziamenti per fatture da emettere nei confronti degli stessi clienti, per un importo complessivo pari a €/000 136.517, rettificato dal relativo fondo svalutazione crediti pari a €/000 18.169. Di seguito è evidenziata la movimentazione del fondo svalutazione crediti.

Descrizione	30.06.2019	31.12.2018
Saldo all'inizio dell'esercizio	17.062	9.185
Effetto operazione straordinaria	0	5.097
Accantonamenti	1.380	3.628
Utilizzi dell'esercizio	(273)	(848)
Saldo alla fine dell'esercizio	**18.169**	**17.062**

Gli accantonamenti del fondo svalutazione crediti dell'esercizio sono attribuibili principalmente alla svalutazione crediti effettuata dalla *Business unit* Vendita gas e energia elettrica per €/000 860, al fine di adeguare al presumibile valore di realizzo i crediti relativi a fatture e bollette emesse nei precedenti esercizi non ancora incassate alla data di chiusura dell'esercizio.

- **Crediti verso parti correlate: €/000 11.340 (al 31 dicembre 2018 €/000 8.633)**

La voce può essere dettagliata nel seguente modo:

a) Crediti verso controllanti: €/000 9.967 (al 31 dicembre 2018 €/000 6.845)

La voce al 30 giugno 2019 si riferisce a crediti commerciali rispettivamente verso il Comune di Como e il Comune di Monza rispettivamente per €/000 2.187 ed €/000 1.965**,** dovuti ai servizi prestati per lo smaltimento dei rifiuti, bollette emesse per consumi di acqua, servizio gestione calore per gli edifici comunali ed altri minori, verso la controllante A2A S.p.A. per €/000 5.312 e verso Lario Reti Holding S.p.A. per €/000 503.

b) Crediti verso imprese collegate e *Joint-Ventures*: €/000 6
(al 31 dicembre 2018 €/000 105)

Il saldo al 30 giugno 2019 accoglie per €/000 3 il credito verso il consorzio SO.E.RA. ENERGY CALOR, per €/000 3 il credito verso la *joint venture* COMO ENERGIA S.c.a.r.l. relativo al business gestione calore impianti ed ai contratti di *service.*

c) Crediti verso imprese consociate e correlate: €/000 1.367 (al 31 dicembre 2018 €/000 1.683)

Per il dettaglio dei singoli importi delle imprese collegate si rimanda al paragrafo 11 relativo ai rapporti con le parti correlate. Evidenziamo che il saldo risulta principalmente composto da un un credito nei confronti di A2A Energia (società controllata da a2a S.p.A.) per €/000 1.249 relativo ai rapporti con le società di distribuzione per il vettoriamento del gas ed il trasporto di energia elettrica.

Nota 9 Altri Crediti

€/000 31.050 (al 31 dicembre 2018 €/000 21.357)

- **Altri Crediti verso terzi €/000 30.710 (al 31 dicembre 2018 €/000 20.231)**

La voce può essere dettagliata nel seguente modo:

a) Crediti verso altri: €/000 28.891 (al 31 dicembre 2018 €/000 15.283)

La voce risulta composta come segue:

DESCRIZIONE	30.06.2019	31.12.2018
Crediti relativi a Titoli Efficienza Energetica (TEE)	14.987	3.096
Crediti verso Ministero Dello Sviluppo Economico per certificati di efficienza energetica	957	1.137
Crediti verso Autorità per perequazione	-	223
Crediti incentivi di sicurezza	2.293	2.218
Ratei e risconti vari	3.524	1.232
Risconti attivi canoni di concessione	1.436	1.088
Acconti CCSE	1.030	1.561
Acconti ai comuni per concessioni gas	3.953	4.355
Altri crediti diversi	709	373
TOTALE	**28.891**	**15.283**

La voce relativa ai crediti per Titoli di Efficienza Energetica si compone per crediti nei confronti della CCSEA per titoli consegnati al 31.05.2019 come da obiettivi previsti nella delibera dell'Autorità pari a €/000 14.727 di cui €/000 8.107 della controllata AARGA S.p.A. e €/000 6.620 della controllata Lario Reti Gas S.r.l. e per TEE a magazzino per €/000 260 di competenza di Lario Reti Gas S.p.A..

b) Crediti tributari: €/000 1.750 (al 31 dicembre 2018 €/000 4.902)

La voce comprende principalmente il credito IRES chiesto a rimborso su deducibilità IRAP per pregressi esercizi per €/000 1.591 (€/000 1.542 al 31 dicembre 2018) e altri crediti tributari diversi €/000 159.

c) Crediti verso istituti previdenziali: €/000 69 (al 31 dicembre 2018 €/000 46)

La voce si riferisce a crediti vero istituti previdenziali per €/000 69.

- **Altri Crediti verso parti correlate €/000 340 (al 31 dicembre 2018 €/000 1.126)**

La voce si riferisce ad altri crediti verso il Comune di Como per €/000 235 per fatture da emettere relative all'affitto delle reti gas e ad altri crediti diversi verso società del gruppo A2A S.p.A. per €/000 105.

Nota 10 Crediti per imposte correnti sul reddito

€/000 56 (al 31 dicembre 2018 €/000 1.624)

La voce si riferisce all'eccedenza degli acconti versati ai fini IRES e IRAP rispetto al relativo carico fiscale d'esercizio.

DESCRIZIONE	30.06.2019	31.12.2018
Crediti per Ritenute	56	0
Crediti per IRAP	0	1.594
Crediti per IRES	0	30
TOTALE	**56**	**1.624**

Nota 11 Altre attività finanziarie correnti

€/000 1.035 (al 31 dicembre 2018 €/000 929)

- **Altre attività finanziarie verso terzi: €/000 200 (al 31 dicembre 2018 €/000 0)**

Il saldo si riferisce all'acconto versato a titolo di acconto per l'acquisto del ramo d'azienda della ditta Selva adibito alla raccolta e al trasporto di rifiuti solidi urbani operante attualmente nella sede operativa di Menaggio. Tale acquisizione ha effetto dal 01.07.2019 come descritto nel successivo paragrafo 13 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo"

- **Altre attività finanziarie verso parti correlate: €/000 835 (al 31 dicembre 2018 €/000 929)**

Il saldo accoglie il credito *cash pooling* per €/000 835 (€/000 929 al 31 dicembre 2018) verso società correlate. I rapporti di *cash pooling* sono regolati al tasso annuo fisso dello 0,15% (*cash pooling* passivo per la Capogruppo) e al tasso pari all'Euribor a 1 mese maggiorato di uno spread dell'1% (*cash pooling* attivo per la Capogruppo).

Nota 12 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

€/000 7.383 (al 31 dicembre 2018 €/000 25.077)

Il saldo rappresenta i depositi esistenti sui conti correnti aperti presso istituti di credito e l'amministrazione postale (€/000 7.338), nonché presso le casse aziendali (€/000 45), in attesa di utilizzo in particolare per pagamenti e per chiusura linee di credito.

Nota 13 Attività non correnti destinate alla vendita

€/000 495 (al 31 dicembre 2018 €/000 3.511)

Il saldo al 30 giugno 2019si riferisce al valore della partecipazione Energy Trade S.p.A. valutata a Patrimonio Netto per €/000 495.
Al 31 dicembre 2018 la voce accoglieva le partecipazioni nelle società collegate Commerciale Gas & Luce S.r.l. ed Energy Trade S.p.A., confluite nella controllante Acsm-Agam S.p.A. per effetto dell'operazione di aggregazione.

La variazione del saldo pari a €/000 3.016 è dovuta alla vendita della partecipazione di Commerciale Gas & Luce che era valorizzata al 31 dicembre 2018 per €/000 2.876 e dalla svalutazione della partecipazione nella società collegata Energy Trade S.p.A. per €/000 140.

STATO PATRIMONIALE PASSIVO

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto al 30 giugno 2019 è pari a €/000 482.362 (al 31 dicembre 2018 €/000 489.505) così distinto:

Nota 14 Patrimonio Netto di Gruppo

€/000 470.113 (al 31 dicembre 2018 €/000 477.899)

Le voci di patrimonio netto di spettanza del Gruppo si riassumono come segue:

DESCRIZIONE	30.06.2019	31.12.2018
Capitale Sociale	197.344	197.344
Riserva da aggregazione	175.050	175.050
Riserva da sovrapprezzo	12.960	12.960
Riserva da rivalutazione	2.510	2.510
Altre riserve	29.764	30.731
Riserve da consolidamento	-3.311	222
Utile (perdite) portati a nuovo	45.268	48.342
Utile (perdita) del periodo	10.076	10.740
TOTALE PATRIMONIO NETTO DI SPETTANZA DEL GRUPPO	**470.113**	**477.899**

Il capitale sociale risulta composto da n. 197.343.794 azioni di valore nominale pari ad € 1,00.

Come evidenziato nella tabella di movimentazione del Patrimonio Netto, il Patrimonio Netto di Gruppo ha subito le seguenti movimentazioni:

- decremento per distribuzione di dividendi per €/000 13.814;
- incremento per €/000 10.076 derivante dal risultato d'esercizio;
- decremento per €/000 512 relativo ad altre variazioni imputate direttamente a Patrimonio Netto;
- decremento per €/000 3.533, in conseguenza all'acquisto delle quote di Asme in Enerxenia S.p.A. da parte della Holding.

Per quanto riguarda le operazioni i cui effetti sono imputati direttamente a Patrimonio Netto, si precisa che le stesse si riferiscono a quanto segue:

- l'imputazione a riduzione del patrimonio netto dell'utile attuariale per €/000 480, derivante dall'adeguamento attuariale del TFR e del Premungas sulla base di quanto previsto dallo IAS 19;
- l'imputazione a riduzione del patrimonio netto (riserva di *cash flow hedge*) della variazione di *fair value* per €/000 37 degli strumenti derivati di copertura (IRS) sul rischio di fluttuazione dei tassi di interesse (Nota 17).

Con riferimento all'iscrizione delle Riserve di attualizzazione TFR e Premungas e della Riserva di *Cash Flow Hedge*, si precisa che i relativi utili e perdite maturati alla data di bilancio sono rilevati nel "Conto Economico Complessivo" (*Other Comprehensive Income*, cosiddetto metodo OCI). Le riserve risultano iscritte nel patrimonio netto al netto del relativo impatto fiscale.

Acsm-Agam S.p.A. in data 15.04.2019 ha acquisito da Asme la quota del 5,32% da questa detenuta in Enerxenia. Questa operazione ha generato una differenza di consolidamento tra il prezzo pagato e il valore del patrimonio netto della controllata acquisito al gruppo dai terzi. Questo importo (pari a €/000 3.533) è stato classificato tra le Riserve di Patrimonio Netto di competenza del Gruppo in ottemperanza a quanto previsto dal principio IFRS 10.

Si rimanda al prospetto di movimentazione del patrimonio netto per una dettagliata descrizione delle variazioni d'esercizio.

Nota 15 Patrimonio Netto di spettanza dei Terzi

€/000 8.716 (al 31 dicembre 2018 €/000 11.606)

Le voci di patrimonio netto di spettanza dei terzi si riassumono come segue:

DESCRIZIONE	**30.06.2019**	**31.12.2018**
Capitale e Riserve	8.385	10.544
Utile (perdita) del periodo	331	1.062
TOTALE PATRIMONIO NETTO DI SPETTANZA DEI TERZI	**8.716**	**11.606**

Come evidenziato nella tabella di movimentazione del Patrimonio Netto il patrimonio netto di Terzi ha subito le seguenti movimentazioni:

- decremento per dividendi distribuiti a terzi dalle controllate per €/000 666;
- incremento per €/000 331 derivante dal risultato d'esercizio;
- decremento per €/000 2.552, riclassificato tra il patrimonio netto di spettanza di Gruppo in conseguenza alla vendita delle quote di Asme in Enerxenia S.p.A..

Passività non correnti

Nota 16 Finanziamenti a medio lungo termine

€/000 29.861(al 31 dicembre 2018 €/000 41.029)

I finanziamenti complessivi che il Gruppo ha in essere al 30 giugno 2019 e le relative movimentazioni sono dettagliati come di seguito:

		31.12.2018		movimenti 2019			30.06.2019	
Società	Banca	quota a breve termine	quota a lungo termine	erogazioni	rimborsi	altri movimenti	quota a breve termine	quota a lungo termine
ACSM - AGAM SPA	Denaro Caldo diversi Istituti	34.500	-	24.500	(34.500)		24.500	
	BANCA POPOLARE DI BERGAMO	0	0	0	0	0	0	0
	Importo totale Finanziamento Banca Popolare di Bergam	0	0	0	0	0	0	0
	CASSA DEPOSITI E PRESTITI	377	0	0	(187)	0	191	0
	CASSA DEPOSITI E PRESTITI	0	0	0	0	0	0	0
	Importo totale Finanziamento Cassa Depositi e Prestiti	377	-					
	FRISL REGIONE LOMBARDIA	50	201	0	(50)	0	50	151
	REGIONE LOMBARDIA	0	375	0	0	0	75	300
	Importo totale Finanziamento Regione Lombardia	50	576	-	(50)	-	125	451
	INTESA SANPAOLO	5.747	8.634	0	(2.875)	2	5.750	5.758
	Importo totale Finanziamento Intesa San Paolo	5.747	8.634	0	0	2	5.750	5.758
	UNICREDIT SPA	0	0	0	0	0	0	0
	UNICREDIT SPA	1.959	7.042	0	(1.000)	2	1.995	6.008
	Importo totale Finanziamento Unicredit S.p.A.	1.959	7.042	0	(1.000)	2	1.995	6.008
	CREVAL	2.515	1.903	0	(1.254)	0	2.529	635
	Importo totale Finanziamento Creval	2.515	1.903	0	(1.254)	0	2.529	635
	CARIGE	2.015	3.070	0	(1.002)	(3)	2.027	2.053
	Importo totale Finanziamento CARIGE	2.015	3.070	0	(1.002)	(3)	2.027	2.053
	BANCA POPOLARE DI SONDRIO	981	4.017	0	(491)	6	985	3.528
	Importo totale Finanziamento Banca Popolare di Sondrio	981	4.017	0	(491)	6	985	3.528
	CREDEM	1.107	3.156	0	(554)	2	1.110	2.601
	Importo totale Finanziamento Credem	1.107	3.156	0	(554)	2	1.110	2.601
	BCC	827	2.938	0	(414)	1	830	2.522
	Importo totale Finanziamento BCC	827	2.938	-	(414)	1	830	2.522
Importo totale Finanziamenti di Acsm-Agam S.p.A.		50.078	31.336	24.500	(42.327)	10	40.042	23.556
ACSM-AGAM RETI GAS-ACQUA SPA	CASSA DEPOSITI E PRESTITI	3.114	4.672	0	(1.557)	0	3.114	3.114
	Importo totale Finanziamento Popolare di Bergamo	3.114	4.672	0	(1.557)	0	3.114	3.114
ENERXENIA SPA	IBM	0	0	0	0	0	0	0
	Importo totale Finanziamento IBM	0	0	0	0	0	0	0
RETI VV S.R.L.	BCC	227	233	0	0	0	460	-
	BANCA POPOLARE DI SONDRIO	0	0	0	0	0	-	0
	Importo totale Finanziamenti di Reti VV S.r.l.	227	233	0	0	0	460	0
VARESE RISORSE S.R.L.	BANCA POPOLARE DI BERGAMO	3.091	4.701		(1.542)	10	3.113	3.147
	REGIONE LOMBARDIA	44	87				87	44
	Importo totale Finanziamenti di Reti VV S.r.l.	3.135	4.788	-	- 1.542	10	3.200	3.191
Importo totale Finanziamenti del Gruppo		56.554	41.029	24.500	(45.426)	20	46.816	29.861

** Si rimanda a quanto descritto nella Nota 24 Finanziamenti a Breve Termine.*

L'importo, che si ritiene congruo rispetto al *fair value* calcolato alla data del bilancio, comprende i seguenti finanziamenti a lungo:

Finanziamenti erogati ad Acsm – Agam S.p.A. per un valore pari a €/000 23.555:

- €/000 151 per un finanziamento concesso dalla Regione Lombardia relativo alle iniziative avviate per il teleriscaldamento. Il rimborso è iniziato nel giugno 2004 con un piano di ammortamento ventennale ad un tasso di interesse pari a zero.

- €/000 300 per un finanziamento concesso dalla Regione Lombardia relativo alle iniziative di estensione del teleriscaldamento Monza Sud. Il rimborso inizierà il 01/02/2020 con un piano di ammortamento di cinque anni ad un tasso fisso pari a 0,5%.

- Nel dicembre 2015 la società Acsm-Agam S.p.A. aveva effettuato un'operazione di rifinanziamento di una parte consistente delle linee di credito finanziarie a breve termine per un importo pari a 40 milioni di Euro, mediante la sottoscrizione di tre nuovi finanziamenti chirografari con tre differenti istituti finanziari della durata ciascuno di 4 anni con un preammortamento di 12 mesi. Le condizioni economiche previste nei *TermSheet* beneficiano in parte dei fondi speciali messi a disposizione dalla BCE (Banca Centrale Europea) a seguito dell'operazione di mercato aperto denominata *"LongerTermRefinancingOperation"*, in sigla LTRO, a favore delle imprese attive nell'Eurozona.

  Oltre all'operazione sopra descritta, per rafforzare ulteriormente la situazione patrimoniale di gruppo bilanciando finanziamenti a breve e medio lungo termine, approfittando delle condizioni positive offerte dai mercati finanziari, la società Acsm-Agam S.p.A. nel giugno 2016, aveva sottoscritto due nuovi finanziamenti chirografari con due istituti finanziari della durata rispettivamente di 4 anni (Creval) e 5 anni (Carige) e rimodulato uno dei tre sottoscritti nel dicembre 2015 (Intesa), aumentandone l'importo di 10 milioni e portando la scadenza al 30/06/2021.

  Di seguito il dettaglio delle quote a lungo residue:

  - €/000 5.758 concesso da Banca Intesa. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,83, rimborso rate semestrale.

  - €/000 635 concesso da Credito Valtellinese. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 3M + Spread 0,75, rimborso rate trimestrale.

  - €/000 2.053 per un finanziamento concesso da banca CARIGE. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 1,10, rimborso rate semestrale.

Nel 2017 la società Acsm-Agam S.p.A. ha infine sottoscritto quattro nuovi finanziamenti chirografari con quattro istituti finanziari per un totale di 25 milioni di Euro.

Di seguito il dettaglio delle quote residue oltre l'esercizio:

- €/000 6.008 concesso da Unicredit Banca, con scadenza al 30 giugno 2023. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,90, rimborso rate semestrale. Su tale finanziamento i covenants finanziari riferiti al bilancio consolidato di Gruppo definiti contrattualmente, e per tutta la durata del finanziamento, sono i seguenti:

	Valore contrattuale	Valore effettivo
Ratio PFN / EBITDA	< 3,0	1,96
Ratio PFN / PN	< 1,0	0,15

  Entrambi i Covenants al 30 giugno 2019 risultano rispettati.

- €/000 2.521 finanziamento chirografario concesso da Cassa Rurale Artigiana BCC Cantù, con scadenza al 30 giugno 2023. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,50, rimborso rate semestrale.

- €/000 3.528 finanziamento chirografario concesso da Banca Popolare di Sondrio, con scadenza al 31 luglio 2023. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,78, rimborso rate semestrale.

- €/000 2.601 finanziamento chirografario concesso da Credito Emiliano, con scadenza al 31 ottobre 2022. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 3M + Spread 0,55, rimborso rate mensili.

Nel 2017, Acsm-Agam ha sottoscritto, rispettivamente con Banca Intesa San Paolo e Unicredit, due contratti derivati IRS a completa copertura delle oscillazioni del tasso variabile dei finanziamenti (EURIBOR a 6M + spread 0,83) di €/000 23.000 (Intesa) e (EURIBOR a 6M + spread 0,90) di €/000 10.000 (Unicredit). I derivati maturano i propri effetti a partire da dicembre 2017. Si veda nel dettaglio la successiva Nota 17.

Finanziamenti erogati a Varese Risorse S.p.A. per un valore pari a €/000 3.191:

- €/000 3.147 relativi alla quota a lungo termine di un finanziamento erogato alla controllante Acsm-Agam S.p.A. da parte di Banca Popolare di Bergamo e conferito a Varese Risorse S.p.A. per complessivi €/000 9.314 (inclusivi della quota a breve) nell'ambito dell'operazione di conferimento del 1 luglio 2018, in quanto erogato a copertura degli investimenti relativi alla rete di teleriscaldamento di Monza Nord.
  Il contratto di finanziamento, che ha scadenza 30 giugno 2021, ha previsto una prima erogazione complessiva di 20 milioni di Euro a fine dicembre 2009 che beneficiava di un periodo di preammortamento fino al 30.06.2011, in modo da allineare il rimborso in quota capitale con i flussi di cassa previsti dall'investimento sottostante. Durante il 2011 è stata completata anche l'erogazione della seconda tranche pari a 10 milioni di euro al fine di sostenere il completamento dell'estensione della rete di teleriscaldamento del progetto Monza Nord.
  L'operazione ha in pratica rifinanziato il debito finanziario a breve termine per sopperire alla necessità di copertura richiesta dalla messa in esercizio dell'impianto di teleriscaldamento di Monza Nord.

  Il finanziamento ha beneficiato dell'erogazione di fondi BEI per 17 milioni di Euro con un evidente vantaggio sia in termini fiscali, per la non applicabilità dell'imposta sostitutiva, sia soprattutto negli oneri finanziari che beneficiano di uno spread inferiore di 30 *basispoints* rispetto a quanto applicato sulla parte residua del finanziamento pari a 13 milioni di Euro.

  A garanzia del finanziamento è stata iscritta ipoteca su alcuni terreni e fabbricati oltre che un privilegio speciale sugli impianti relativi all'impianto del Teleriscaldamento di Monza Nord.
  Il finanziamento prevede un ammortamento con rate semestrali posticipate. Il tasso di riferimento è l'Euribor a sei mesi più uno spread medio ponderato tra le due tranches suddette pari a 1,23%.

  I *covenants* finanziari definiti contrattualmente sul bilancio consolidato con decorrenza 31 dicembre 2016, e per tutta la durata del finanziamento, sono i seguenti:

	Valore contrattuale	**Valore effettivo**
Ratio PFN / EBITDA	< 4,5	1,96
Ratio PFN / PN	< 1,5	0,15

  I *covenants* al 30 giugno 2019 risultano rispettati.

  Indici finanziari consolidati al 30.06.2019 rilevanti per il calcolo dei Covenants:

Margine Operativo Lordo ante partite non ricorrenti:	(EBITDA) €/000	36.911
Posizione Finanziaria Netta:	(PFN) €/000	72.411

Patrimonio Netto (comprensivo della quota di terzi): (PN) €/000 478.829

- €/000 44 relativi alla quota a lungo termine di un finanziamento erogato da Regione Lombardia come incentivo alla diffusione del teleriscaldamento.
  Tale finanziamento andrà a scadenza nell'esercizio 2021 e le condizioni economiche prevedono un tasso fisso dello 0,5% con rimborso rate annuale.

Finanziamenti erogati a AARGA S.p.A. per un valore pari a €/000 3.114:

- la quota a lungo pari ad €/000 3.114 del finanziamento con la Cassa Depositi e Prestiti concesso ad AARGA S.p.A.. La Società, nell'esercizio 2012, aveva stipulato un contratto di finanziamento per un ammontare complessivo di €/000 39.800, con lo scopo di sopperire a parte dei fabbisogni finanziari derivanti dalla realizzazione del piano di investimenti previsti nel periodo 2012-2016, con particolare riferimento:

  - al pagamento, a seguito di aggiudicazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, dell'indennizzo per il riscatto delle reti gas da corrispondere ai gestori uscenti.

  - agli interventi di ammodernamento, potenziamento e/o ampliamento delle reti di distribuzione gas in concessione ad AARGA S.p.A..

Il finanziamento era suddiviso in due linee di credito:

- Linea A fino ad un importo pari ad €/000 21.800 per sostenere le esigenze finanziarie connesse agli investimenti tecnici;
- Linea B fino ad un importo pari a €/000 18.000 esclusivamente per effettuare il pagamento delle indennità ai gestori uscenti di concessione di distribuzione del gas.

A garanzia del contratto di finanziamento, AARGA ha sottoscritto un atto di cessione a favore di Cassa Depositi e Prestiti dell'indennizzo da essa vantato nei confronti degli eventuali futuri gestori subentranti nei contratti di servizio per la distribuzione del gas di cui AARGA è titolare.

Nell'esercizio 2015, era stata rimborsata per intero la linea di credito B del finanziamento stipulato con Cassa Depositi e Prestiti.

Il finanziamento beneficia di una garanzia autonoma a prima richiesta emessa dalla controllante Acsm-Agam S.p.A. a favore dell'Ente finanziatore per l'importo complessivo di €/000 7.785.

Il Garante riconosce espressamente che la suddetta garanzia è stipulata in deroga alla disciplina della fideiussione prevista dall'art. 1936 e seguenti del codice civile.

Il piano di rimborso è composto da rate semestrali posticipate con un tasso di riferimento pari a:

Linea A Euribor sei mesi più uno spread 2,32%

I Covenants Finanziari definiti contrattualmente sul bilancio consolidato con decorrenza 01.01.2016 e rilevati sulla base del Bilancio Consolidato di Acsm-Agam sono i seguenti:

Ratio PFN / EBITDA	≤ 4,0
Ratio PFN / PN	≤1,2

Entrambi i Covenants al 30 giugno 2019 risultano rispettati.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

Secondo quanto richiesto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293/2006, del 28 luglio 2006, ed in conformità con la Raccomandazione CESR del 10 febbraio 2005, si segnala che la posizione finanziaria netta del Gruppo al 30 giugno 2019 è la seguente:

	POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA	30.06.2019	31.12.2018
A.	Cassa	46	51
B.	Disponibilità liquide	7.337	25.026
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**Liquidità (a+b+c)**	**7.383**	**25.077**
E.	Crediti finanziari correnti	1.035	929
F.	Debiti bancari correnti	(157)	(1.096)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(22.316)	(22.054)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(25.916)	(34.500)
I.	**Posizione finanziaria corrente (f+g+h)**	**(48.389)**	**(57.650)**
J.	**Posizione finanziaria corrente netta (d+e+i)**	**(39.971)**	**(31.644)**
K.	Debiti bancari non correnti	(29.861)	(41.029)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(2.579)	(140)
N.	**Posizione finanziaria non corrente (k+l+m)**	**(32.440)**	**(41.169)**
O.	**Posizione finanziaria netta (j+n)**	**(72.411)**	**(72.813)**

Il saldo “Disponibilità liquide” è pari a €/000 7.383, il saldo al 31 dicembre 2018 comprendeva la liquidità necessaria al pagamento delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo, che adotta un sistema di *cash pooling*.
La voce “Crediti finanziari correnti” (voce E) rappresenta il credito finanziario per cash pooling vantato nei confronti di due società partecipate non consolidate e verso la precedente controllante di una delle società fuse in data 1° luglio.
Il totale relativo alla posizione finanziaria corrente (voce I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a €/000 157 (voce F) e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per €/000 25.916 (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi €/000 22.316 (voce G). Gli “Altri debiti finanziari correnti” (voce H) espongono la sottoscrizione di finanziamenti hot money per €/000 24.500, oltre alla quota riferita alla passività corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per €/000 1.416 dovuta all'introduzione dello IAS 16. La variazione rispetto al saldo della medesima voce al 31 dicembre 2018 è riconducibile alla necessità di effettuare i pagamenti delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo.
La voce “Altri debiti non correnti” (voce M) esprime, oltre al *mark to market* dei due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine al 30 giugno 2019 per €/000 188, anche la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per €/000 2.391 dovuta all'introduzione dello IAS 16.

Nota 17 Passività finanziarie per strumenti derivati

€/000 188 (al 31 dicembre 2018 €/000 140)

L'importo si riferisce alla valutazione al *mark-to-market* di due contratti derivati di *interest rate swap* stipulati dalla Capogruppo a fine esercizio a copertura del rischio di fluttuazione dei tassi di interesse correlati a due finanziamenti erogati rispettivamente da Intesa San Paolo e da Unicredit (descritti nella Nota 14 "Finanziamenti a lungo termine").

Il contratto di *interest swap* a fronte del finanziamento Unicredit prevede un nozionale al 30 giugno 2019 di €/000 8.036 e il pagamento di un tasso fisso pari a 0,31%. La valutazione al *mark-to-market* al 31 dicembre 2018 è pari ad €/000 120.
Il contratto di *interest swap* a fronte del finanziamento Intesa prevede un nozionale al 30 giugno 2019 di €/000 11.500 e il pagamento di un tasso fisso pari a 0,10%. La valutazione al *mark-to-market* al 30 giugno 2019 è pari ad €/000 68.

Nota 18 Passività finanziarie

€/000 2.391 (al 31 dicembre 2018 €/000 0)

Il Gruppo ha stabilito di applicare l'IFRS 16 retroattivamente senza riesporre i dati comparativi e contabilizzando l'effetto cumulativo dell'applicazione iniziale del principio a partire dal 1° Gennaio 2019, rilevando, all'interno della situazione patrimoniale-finanziaria, le attività consistenti nel diritto di utilizzo dei beni in leasing e le passività del leasing al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti.
La voce è pertanto relativa al valore attuale dei canoni di competenza degli esercizi futuri.

Nota 19 Benefici ai dipendenti

€/000 11.604 (al 31 dicembre 2018 €/000 11.474)

- **Trattamento Fine Rapporto: €/000 11.228 (al 31 dicembre 2018 €/000 11.091)**

La movimentazione di questa voce nel corso dell'esercizio è stata la seguente:

DESCRIZIONE	30.06.2019	31.12.2018
Saldo iniziale del valore attuale dell'obbligazione relativa al TFR	**11.091**	**4.942**
Effetto operazione straordinaria di Aggregazione	-	6.811
Benefici pagati	(580)	(750)
Costo previdenziale per le prestazioni di lavoro correnti	55	78
Oneri finanziari sulle obbligazioni assunte	66	112
Trasferimenti	-	-
(Utili)/perdite attuariali sull'obbligazione	596	(102)
Saldo di chiusura del valore attuale dell'obbligazione relativa al TFR	**11.228**	**11.091**

Le principali ipotesi attuariali utilizzate sono:

Data di calcolo	**30/06/2019**	**31/12/2018**
Tasso di mortalità	RG48	RG48
Tassi di invalidità	Tavole INPS	Tavole INPS
Tasso di rotazione del personale	0,50% - 4,50%	0,50% - 4,50%
Tasso di attualizzazione	0,78% - 0,37%	1,57%-1,13%

Tasso di anticipazioni	1,50% - 4,50%	1,50% - 4,50%
Tasso d'inflazione	1,50%	1,50%

Il Gruppo ha utilizzato l'indice Iboxx *Eurozone Corporate dirating* "AA" in quanto l'oggetto principale delle attività svolte è in Italia.

Si segnala che non vi sono costi previdenziali relativi a prestazioni di lavoro già effettuate, ma non ancora contabilizzate.
A partire dal 1 gennaio 2007 la Legge Finanziaria e relativi decreti attuativi hanno introdotto modificazioni rilevanti nella disciplina del TFR, tra cui la scelta del lavoratore in merito alla destinazione del proprio TFR maturando. In particolare, i nuovi flussi di TFR sono stati indirizzati dal lavoratore a forme pensionistiche prescelte oppure mantenuti in azienda (nel qual caso quest'ultima verserà i contributi TFR ad un conto di tesoreria istituito presso l'INPS).
Nel periodo di riferimento il Gruppo per effetto del principio IAS 19 ha provveduto ad iscrivere direttamente negli *Other Comprehensive Income* l'utile attuariale di €/000 596.

Analisi di sensitività

La valutazione dei benefici futuri risente ovviamente di tutte le ipotesi che debbono essere effettuate per la sua individuazione. Al fine di ottenere la sensibilità che il valore attuale, come sopra determinato rispetti tali ipotesi, sono stati condotti alcuni test che forniscono la variazione del valore attuale, a fronte di una predeterminata variazione di alcune delle ipotesi adottate che maggiormente possono influenzare il valore stesso.
È evidente che la variazione delle ipotesi deve essere effettuata movimentandone una a parità di tutte le altre per poter osservare la sua specifica influenza sul valore dell'accantonato. Inoltre, la variazione dovrà essere effettuata sia con riferimento ad un incremento che ad un decremento della stessa ipotesi, visto che tale tipo di movimentazione non è strettamente proporzionale alla variazione che viene generata sul valore complessivo dell'accantonato.
Riportiamo di seguito gli impatti sui dati al 30 giugno 2019 derivanti dall'analisi di sensitività al variare dei tassi di attualizzazione:

Variazione delle ipotesi (valori in €/000)

Frequenza turnover		**Tasso inflazione**		**Tasso attualizzazione**	
+1%	**-1%**	**+1/4 %**	**-1/4 %**	**+1/4 %**	**-1/4 %**
(93)	104	138	(135)	(211)	219

- **Fondo Premungas : €/000 376 (al 31 dicembre 2018 €/000 379)**

Alla data del presente bilancio è evidenziata la stima dei debiti futuri nei confronti di pensionati *ex* dipendenti, aventi diritto all'integrazione pensionistica erogata dal fondo Premungas pari a €/000 376.

Nel periodo di riferimento il Gruppo per effetto del principio IAS 19 ha provveduto ad iscrivere direttamente negli *Other Comprehensive Income* l'utile attuariale di €/000 36.

Nota 20 Fondi per rischi e oneri

€/000 9.769 (al 31 dicembre 2018 €/000 11.496)

La voce si compone come segue:

DESCRIZIONE	31/12/2018	INCREMENTI	RILASCI	UTILIZZO	30/06/2019
102 BIS	250	-	250	-	0
ACCISE	128	-	-	-	128
CIG	765	101	-	-	866
CENTRALI	127	-	-	-	127
IGIENE URBANA	1.700	-	-	-	1.700
IMU	600	-	-	-	600
RISTRUTTURAZIONE AZIENDALE	2.500	-	-	-	2.500
VARIE	115	-	-	-	115
INOUT	944	-	-	347	597
VARCENTR	10	-	-	-	10
BIANCHI	707	-	-	-	707
VARIE	15	-	-	-	15
TAG	1.372	-	-	72	1.300
STRAORDINARIO	44	-	-	-	44
CABINE	25	-	-	-	25
TRASPORTO	585	-	278	-	307
PERSONALE	27	30	-	-	57
TEE	727	342	-	493	576
VRT	855	-	-	760	95
	11.496	**473**	**528**	**1.671**	**9.769**

- A seguito dell'introduzione della pace fiscale si è naturalmente chiuso il contezioso con l'agenzia delle entrate relativo alle conseguenze dell'applicazione dell'articolo 102/Bis, sì è pertanto proceduto al rilascio del fondo rischi.

- Come in passato, in considerazione degli orientamenti della giurisprudenza che prevedono l'obbligo al pagamento dei contributi CIG, CIGS e Mobilità anche per le aziende a prevalente capitale pubblico, si è ritenuto opportuno procedere ad un ulteriore accantonamento pari a €/000 101. Il fondo si riferisce al debito effettivo degli ultimi 5 anni.

- Il fondo stanziato a dicembre 2018 per un ammontare di €/000 396 a fronte del rischio nell'incerta valorizzazione dei certificati di efficienza energetica (TEE) di futura negoziazione nel periodo si è movimentato per €/000 -151; specificamente con un incremento di €/1000 342 e un utilizzo di €/1000 493.

- A seguito alla deliberazione 72/2018/R/gas con cui l'Autorità ha approvato la nuova disciplina in materia di *settlement* gas, e al provvedimento per la regolazione dell'attività di approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento dei volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo, Enerxenia S.p.A. e Acel S.r.l. hanno provveduto a stanziare l'ammontare complessivo di €/000 944 a

fronte dei costi di aggiustamento relativi ad anni precedenti (cosiddetto "delta In-Out"). Nel periodo il gruppo ha rilevato un utilizzo del fondo per € /000 347.

- l'accantonamento di €/000 855 relativo al fondo rischi per VRT è relativo al rischio di probabili rivisitazioni delle tariffe di riferimento approvate dalla società Lario Reti Gas per i periodi regolatori dal 2009 al 2018. Durante il semestre è stato effettuato un utilizzo per €/000 760 a copertura parziale dell'effetto economico conseguente alla rivisitazione definitiva da parte dell'Autorità delle tariffe riferite agli anni 2009 – 2017.

- Acel Energie S.r.l. ha in essere un contratto (TAG 1) per la gestione del gasdotto denominato TAG (TRANS AUSTRIA GAS PIPELINE), contratto che era stato stipulato dall'allora Acel Service S.r.l. e successivamente conferito ad Acel Energie S.r.l.. Nel corso degli ultimi esercizi la allora Acel Service S.r.l. non era stata in grado di utilizzare la capacità di trasporto prevista da tale contratto, che, pertanto, allo stato attuale, genera esclusivamente oneri per effetto della capacità di trasporto inutilizzata. Nell'ambito della definizione del recovery plan definito con la società En. Tra) è stato a quest'ultima affidato il compito di gestire ed utilizzare per intero tale capacità di trasporto attraverso l'importazione di gas naturale. Si ricorda che En.Tra gestisce già una propria quota TAG (c.d. TAG 2). Il contratto, avente ad oggetto il trasporto di 22 milioni di smc/anno, denominato TAG 1, scadrà il 01 ottobre 2028, ed il suo costo è a carico di ACEL Energie S.r.l., al netto di quanto concordato con En.Tra. Quest'ultima infatti riconoscerà alla Società una quota pari al 50% della marginalità (profit sharing) derivante dalla gestione del TAG (variabile da 0,1 a 0,3 eurocent/smc). Pertanto, anche qualora tale capacità fosse utilizzata interamente, ACEL Energie sosterrebbe maggiori costi rispetto quanto riconosciuto da En.Tra.. Tale onere, in capo alla società per i prossimi anni, è stato riflesso attraverso l'accantonamento ad un fondo specifico per contratti onerosi, quantificato in €/000 1.372, attualizzando gli oneri futuri derivanti dal contratto TAG 1. Nel periodo il gruppo ha rilevato un utilizzo del fondo per € /000 72.

Nota 21 Passività per imposte differite

€/000 56.149 (al 31 dicembre2018 €/000 56.384)

La voce riguarda lo stanziamento per imposte differite passive al 30 giugno 2019; la movimentazione dal 31 dicembre 2018 viene esposta nella seguente tabella:

PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE IRES	Imponibile		Aliquota	Saldo cumulato		Imposte periodo	Effetto a Patrimonio netto
	30.06.2019	31.12.2018	%	30.06.2019	31.12.2018		
Adeguamento tfr	-455	-257	24%	-109	-62	3	-51
Amm.avviamento conferimento Canturina	914	902	24%	219	217	3	
Amm.avviamento conferimento Serenissima Gas	210	210	24%	50	50	0	
Allocazione avviamento Serenissima Gas ai cespiti	22.685	22.747	24%	5.444	5.459	-15	
Rivalutazione fabbricati e terreni	1.946	2.146	24%	467	515	-48	
rateizzazione plusvalenza	777	938	24%	186	225	-39	
RIV & svalutazioni FTA 2017	7.903	8.308	24%	1.897	1.994	-97	
Rivalutazione FTA 2017	13.769	14.137	24%	3.305	3.393	-88	
provvigioni IFRS 15	469	491	24%	112	118	-5	
PPA (intangible)	145.009	148.313	24%	34.802	35.595	-793	
Varie	0	-	24%	0	0	0	
PPA Consolidata AEVV FARMA	3.519	3.673	24%	844	881	-37	
TOTALE	**196.746**	**201.608**		**47.218**	**48.386**	**-1.116**	**-51**

PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE IRAP	Imponibile		Aliquota	Saldo cumulato		Imposte periodo	Effetto a Patrimonio netto
	30.06.2019	31.12.2018	%	30.06.2019	31.12.2018		
Amm.avviamento conferimento Canturina	914	902	3,9% - 4,2% - 5,57	36	35	0	
Amm.avviamento conferimento Serenissima Gas	210	210	3,9% - 4,2% - 5,57	9	9	0	
Allocazione avviamento Serenissima Gas ai cespiti	22.685	22.747	5,57%	1.264	955	308	
Rivalutazione fabbricati e terreni	1.946	2.146	3,9% - 4,2% - 5,57	108	90	18	
RIV & svalutazioni FTA 2017	5.631	5.919	3,9% - 4,2% - 5,57	314	249	65	
Rivalutazione FTA 2017	9.532	9.836	3,9% - 4,2% - 5,57	531	413	118	
provvigioni IFRS 15	469	491	3,9% - 4,2% - 5,57	19	19	-1	
PPA (intangible)	145.009	148.313	3,9% - 4,2% - 5,57	6.455	6.073	383	
PPA Consolidata AEVV FARMA	3.519	3.672	5,57%	196	154	42	
TOTALE	**189.914**	**194.237**		**8.931**	**7.998**	**933**	

Le passività per imposte differite sono state misurate considerando l'applicazione dell'aliquota Ires del 24,0%. Ai fini Irap, l'aliquota applicata per il calcolo delle passività per imposte differite è dal 3,9% al 5,57%.

Nota 22 Altre passività non correnti

€/000 35.987 (al 31 dicembre 2018 €/000 36.337)

- **Depositi cauzionali passivi: €/000 9.087 (al 31 dicembre 2018 €/000 9.365)**

Sono costituiti integralmente da depositi cauzionali corrisposti o incassati da utenti e clienti.

- **Altre passività non correnti: €/000 26.900 (al 31 dicembre 2018 €/000 26.972)**

Sono relative a quote di ricavo di competenza degli esercizi successivi per contributi ricevuti da utenti gas-acqua e per contributi relativi a commesse d'investimento per €/000 26.195 (€/000 26.252 al 31 dicembre 2018) e per altri contributi in conto capitale per €/000 705 (€/000 720 al 31 dicembre 2018). La relativa quota di competenza dell'esercizio è iscritta tra gli Altri ricavi e proventi.

Passività correnti

Nota 23 Debiti verso banche

€/000 157 (al 31 dicembre 2018 €/000 1.096)

Il saldo si riferisce ai conti correnti passivi intrattenuti col sistema bancario**,** come descritto alla nota 16, commento riferito alla PFN.

Nota 24 Finanziamenti a breve termine

€/000 46.816 (al 31 dicembre 2018 €/000 56.554)

L'importo, in diminuzione per effetto di un minor utilizzo di denaro caldo (€/000 24.500 al 30.06.2019 rispetto ad €/000 34.500 al 31.12.2018), in relazione principalmente ai minori fabbisogni dovuti alla differente stagione termica, si ritiene congruo rispetto al *fair value* calcolato alla data del bilancio e comprende:

- €/000 191 che rappresenta il saldo residuo erogato dalla Cassa Depositi e Prestiti relativamente alle opere realizzate per conto del Comune di Monza. Il piano di ammortamento è ventennale con l'inizio del primo rimborso avvenuto nell'anno 1999; il tasso di interesse applicato è fisso ed è pari al 4,6%.

- la quota a breve, pari a €/000 125, riferita al finanziamento concesso dalla Regione Lombardia;

- la quota a breve pari a €/000 15.226 per i finanziamenti concessi da Unicredit Banca, Banca Intesa, Cassa Depositi e Prestiti, Credito Valtellinese, Carige, Credem, Cassa Ruralee Banca Popolare di Sondrio (relativa ai finanziamenti descritti precedentemente nei Finanziamenti a lungo). Di seguito il dettaglio:

    - €/000 1.995 concesso da Unicredit Banca. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + spread 0,90.

    - €/000 5.750 concesso da Banca Intesa. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,83.

- €/000 2.529 concesso da Credito Valtellinese. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 3M + Spread 0,75.

- €/000 2.027 per un finanziamento concesso da banca CARIGE. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 1,10.

- €/000 1.110 per un finanziamento concesso da banca Credito Emiliano. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 3M + Spread 0,55, rimborso rate mensili.

- €/000 830per un finanziamento concesso da banca Cassa Rurale Artigiana BCC Cantù. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,50, rimborso rate semestrale.

- €/000 985 per un finanziamento chirografario concesso da Banca Popolare di Sondrio, con scadenza al 31 luglio 2023. Le condizioni economiche applicate sono: Euribor 6M + Spread 0,78, rimborso rate semestrale.

- la quota a breve pari ad €/000 3.114 del finanziamento con la Cassa Depositi e Prestiti concesso ad AARGA S.p.A. come sopra descritto nella nota 16.

- la quota a breve pari ad €/000 460 relativi al finanziamento erogato da parte di Banca Intesa a Reti VV S.r.l..

- la quota a breve di €/000 3.113 del finanziamento erogato alla controllante Acsm-Agam S.p.A. da parte di Banca Popolare di Bergamo e conferito a Varese Risorse S.p.A., di cui alla precedente Nota 16.

- la quota a breve di €/000 87 relativi al finanziamento erogato da Regione Lombardia a Varese Risorse S.p.A. come incentivo alla diffusione del teleriscaldamento.

In applicazione del principio IFRS7 e con riferimento al rischio di tasso è inserita di seguito l'analisi di sensitività (*sensitivityanalysis)* delle passività finanziarie e degli strumenti derivati.

L'obiettivo fondamentale dell'attività di gestione del rischio di tasso è la 'protezione' del margine finanziario di Gruppo rispetto alle variazioni dei tassi di mercato, attraverso il controllo della volatilità dello stesso gestendo coerentemente i profili di rischio e rendimento degli attivi e dei passivi finanziari di Gruppo in una logica di *asset liability management*.
Strumenti a tasso variabile espongono la Società a rischi di tasso sui flussi di cassa, mentre quelli a tasso fisso espongono il Gruppo a rischi di tasso sul *fair value*.

Nota 25 Altre passività finanziarie

€/000 1.416 (al 31 dicembre 2018 €/000 0)

La voce è relativa all'applicazione dell'IFRS 16, come riportato nella precedente nota 18, e rappresenta pertanto il valore attuale dei canoni di competenza dell'anno in corso.

Nota 26 Debiti commerciali

€/000 71.151 (al 31 dicembre 2018 €/000 89.377)

Il saldo si riferisce a debiti verso fornitori e fatture da ricevere, in relazione alle operazioni svolte per l'attività di *business* del Gruppo.

- **Debiti verso Fornitori: €/000 53.041 (al 31 dicembre 2018 €/000 63.442)**

La voce si riferisce a fatture ricevute e da ricevere da fornitori, al netto di note credito da ricevere, per complessivi €/000 53.041.

- **Debiti verso parti correlate: €/000 18.110 (al 31 dicembre 2018 €/000 25.935)**

La voce può essere dettagliata nel seguente modo:

a) Debiti verso controllanti: €/000 7.706 (al 31 dicembre2018 €/000 18.204)

La voce accoglie i debiti verso A2A S.p.A. per fatture ricevute e da ricevere per €/000 6.606, quelli verso il Comune di Como per fatture al netto di note di credito da ricevere per €/000 3 e quelli verso Lario Reti Holding per €/000 1.640.

b) Debiti verso Imprese Collegate e *Joint-Ventures*: €/000 107
(al 31 dicembre 2018 €/000 1.496)

Il saldo comprende debiti commerciali per fatture da ricevere e ricevute dalla società Como Energia S.c.a.r.l. per €/000 15, debiti verso il consorzio SO.E.RA. ENERGY CALOR per €/000 4 per fatture da ricevere e verso Energy-Trade per €/000 88.

c) Debiti verso Imprese Consociate e Correlate: €/000 10.297
(al 31 dicembre 2018 €/000 6.235)

Il saldo accoglie i debiti commerciali verso società del Gruppo A2A per €/000 10.270 relativi principalmente ad acquisto gas ed energia elettrica, verso Comodepur per €/000 20 e verso Brianzacque S.r.l. per €/000 7.

Nota 27 Altri Debiti

€/000 60.068 (al 31 dicembre 2018 €/00036.323)

- **Altri debiti verso terzi €/000 58.050 (al 31 dicembre 2018 €/000 31.840)**

La voce può essere dettagliata nel seguente modo:

a) Debiti verso altri: €/000 33.024 (al 31 dicembre 2018 €/000 26.578)

Sono costituiti da passività da liquidare a personale dipendente relative a retribuzioni e per stanziamenti di competenza per €/000 4.373, debiti per canoni di depurazione per €/000 12.337, debiti per quote distribuzione per €/000 5.002, debiti per canone RAI €/000 1.079, debito perequazione autority €/000 8.565, risconti e ratei passivi vari per €/000 300, debiti per acquisto certificati grigi per €/000 142, da debiti per incrementi tariffari verso ATO per €/000 210, acconti ricevuti da clienti per lavori da eseguire €/000 525 e debiti diversi per €/000 491.

b) Debiti verso Istituti di previdenza e sicurezza sociale: €/000 2.365 (al 31 dicembre 2018 €/000 2.197)

Riguardano la posizione debitoria corrente delle società del Gruppo nei confronti degli Istituti Previdenziali ed Assistenziali.

c) Debiti tributari: €/000 21.676 (al 31 dicembre 2018 €/000 2.079)

I debiti tributari sono dettagliati come segue:

DESCRIZIONE	30.06.2019	31.12.2018
IVA	2.346	
Ritenute IRPEF	1.113	1.054
Accise acquisto energia elettrica e gas	18.219	1.025
TOTALE	**21.676**	**2.079**

La variazione principale si riferisce al credito del saldo delle accise in conseguenza alla periodicità della stagione termica e dei relativi versamenti. Al 31.12.2018 il saldo risentiva degli acconti versati.

d) Acconti: €/000 985 (al 31 dicembre 2018 €/000 986)

Accoglie gli importi incassati, a titolo di anticipo, dai clienti ed utenti dei servizi erogati dal Gruppo nonché da acconti ricevuti per lavori su commessa.

- **Altri debiti verso parti correlate €/000 2.018 (al 31 dicembre 2018 €/000 4.483)**

La voce può essere dettagliata nel seguente modo:

a) Altri debiti verso controllanti: €/000 824 (al 31 dicembre 2018 €/000 2.740)

Sono costituiti da passività per i canoni di concessione dei servizi effettuati nei confronti del Comune di Como e di Monza rispettivamente per €/000 361 ed €/000 166 e per fatture da ricevere e ricevute dal Comune di Como per la riscossione delle componenti depurazione per complessivi €/000 280. Il saldo include inoltre debiti vari verso il comune di Monza per €/000 9 e verso A2A S.p.A. €/000 8.

b) Altri debiti verso consociate e correlate: €/000 1.193 (al 31 dicembre 2018 €/000 1.743)

La voce si riferisce a debiti verso Comodepur S.p.A. per €/000 1.180 e verso la società Brianzacque S.r.l. per €/000 14.

Conto economico

Ricavi delle vendite

Nota 28 Ricavi delle vendite e delle prestazioni

€/000 213.053 (al 30giugno 2018 €/000 101.085)

L'ammontare complessivo di questa voce comprende i ricavi derivanti dalle attività tipiche o caratteristiche svolte dal Gruppo.

L'ammontare complessivo dei ricavi delle vendite consolidate a tutto il 30 giugno 2019 risulta pari a €/000 213.053, in aumento rispetto all'esercizio precedente (€/000 101.085 nel 2018) per effetto del diverso perimetro di Gruppo conseguente all'operazione di Aggregazione effettuata con decorrenza a partire dal 1° luglio 2018.

Per il dettaglio per area di business si rimanda all'analisi per settore di cui al paragrafo 9.

Nota 29 Altri ricavi e proventi operativi

€/000 21.054 (al 30 giugno 2018 €/000 3.831)

La voce risulta composta come segue:

DESCRIZIONE	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018
Ricavi per certificati verdi	-	183
Ricavi TEE	13.735	-
Contributi in conto capitale	1.084	787
Risarcimenti danni e assicurazione clienti finali	745	21
Ricavi per contributi sicurezza	369	236
Sopravvenienze attive	1.442	146
Altri ricavi verso parti correlate	180	131
Altri ricavi diversi	2.569	1028
Plusvalenza alienazione cespiti	15	491
Affitti attivi	915	808
TOTALE	**21.054**	**3.831**

Il saldo al 30.06.2018 è stato rivisto in funzione del cambio di esposizione dei ricavi per TEE come descritto nel paragrafo precedente 5 "Principi Contabili".

Per quanto riguarda le transazioni con parti correlate, si rinvia al successivo paragrafo 10 "Rapporti con i soggetti controllanti" e al paragrafo 11 "Rapporti con parti correlate".

Costi operativi

Nota 30 Variazione delle rimanenze

€/000 -1.399 (al 30 giugno 2018 €/000 -345)
Rappresenta la variazione delle rimanenze di magazzino e dei lavori in corso di lavorazione.

Nota 31 Costi per materie prime e servizi

€/000 162.000 (al 30 giugno 2018 €/000 78.728)

La voce risulta composta come segue:

*Costi per materie prime, materiali di consumo e merci €/000 107.821 (*al 30 giugno 2018 €*/000 45.267)*

Le voci di costo che compongono tali spese si riferiscono principalmente ai servizi della gestione caratteristica del Gruppo. L'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ai maggiori approvvigionati conseguenti al diverso perimetro del Gruppo.

DESCRIZIONE	Giugno 2019	Giugno 2018
Acquisto materia prima gas	83.590	40.467
Acquisti di materia prima Energia Elettrica	12.914	2.889
Acquisti materia prima CO2	238	0
Carburanti	682	118
Materiali per lavori su commessa	6.228	1.894
Consumi ed acquisti materiali di magazzino	3.877	1.221
Materiali di consumo e magazzino	151	114
Prodotti chimici	429	394
Accise acquisto gas	565	475
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(6.620)	(2.521)
Altri acquisti	5.767	216
TOTALE	**107.821**	**45.267**

La posta include l'importo di €/000 83.590 relativo all'acquisto di gas che comprende anche la quota non ricorrente per gli aggiustamenti dei costi di acquisto (cosiddetto "delta In-Out") conseguenti alla deliberazione 72/2018/R/gas con cui l'Autorità ha approvato la nuova disciplina in materia di *settlement* gas e al provvedimento per la regolazione dell'attività di approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento dei volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo.

Per quanto riguarda le transazioni con parti correlate, si rinvia al successivo paragrafo 10 "Rapporti con i soggetti controllanti" e al paragrafo 11 "Rapporti con parti correlate".

Costi per servizi €/000 45.976 (al 30 giugno 2018 €/000 29.119)

DESCRIZIONE	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018
Prestazioni di terzi su commessa	13.068	6.104
Smaltimento e depurazione	708	723
Canoni software e assistenza	1.204	438
Consulenze diverse (amministrative, tecniche, legali)	1.119	591
Spese telefoniche	833	510
Compensi amministratori, sindaci, società di revisione e odv	399	640
Letture, postali e recapiti e recupero crediti	1.203	614
Pulizia locali e vigilanza	296	164
Oneri bancari e postali	586	347
Assicurazioni diverse	1.366	298
Costi per contratto ATI/ACSM	0	5
Ticket restaurant, spese di viaggio e controlli sanitari	565	319
Distribuzione gas	15.961	7.877
Conduzione e manutenzioni	316	240
Oneri di borsa	64	48
Ricerca e formazione personale ed elaborazione paghe	66	110
Compensi a collaboratori, lavori interinali	1.008	581
Compensi Sindaci, ODV, Società di Revisione	430	-
Pubblicità, inserzioni e attività promozionali a clienti	1.360	292
Costi per contratto SOERA/ACSM		7
Manutenzione automezzi e varie	335	224
Trasporto energia elettrica	10.541	7.230
Retrocessione tariffe verso ALSI	176	34
Altri servizi diversi	2.664	1.310
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-10.363	-4.561
Costi per servizi non ricorrenti	249	3.946
Costi per servizi vs parti Correlate	1.822	412
TOTALE	**45.976**	**29.122**

Per quanto riguarda le transazioni con parti correlate, valorizzate nei costi per servizi per complessivi €/000 1.822, si rinvia al successivo paragrafo 10 "Rapporti con i soggetti controllanti" e al paragrafo 11 "Rapporti con parti correlate".

Costi godimento beni di terzi €/000 8.203 (al 30 giugno 2018 €/000 4.339)

DESCRIZIONE	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018
Canoni per affidamento del servizio acqua e gas	5.088	3.795
Affitto locali e vari	2.503	174
Canoni precari	465	52
Noleggi automezzi/autovetture	147	368
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	0	-50
TOTALE	**8.203**	**4.339**

Per quanto riguarda le transazioni con parti correlate, si rinvia al successivo paragrafo 10 "Rapporti con i soggetti controllanti" e al paragrafo 11 "Rapporti con parti correlate".

Nota 32 Costi per il personale

€/000 21.441 (al 30 giugno 2018 €/000 9.785)

DESCRIZIONE	Primo Semestre 2019	Primo Semestre 2018
Retribuzioni	18.058	8.915
Oneri sociali	6.283	2.807
Trattamento fine rapporto	1.118	595
Altri costi del personale	103	138
Incremento immobilizzazioni per lavori interni	-4.121	-2.670
TOTALE	**21.441**	**9.785**

Nota 33 Oneri diversi di gestione

€/000 15.789 (al 30 giugno 2018 €/000 1.034)

In tale voce vengono accolte tutte le poste della gestione caratteristica non comprese nelle altre categorie di costi. Il saldo è composto principalmente dalle voci riportate di seguito:

DESCRIZIONE	2019	2018
Imposta di bollo	51	29
Contributi associativi ed abbonamenti	169	120
Altre imposte e tasse	595	333
Erogazioni liberali e sponsorizzazioni	12	24
Canoni demaniali	2	3
Spese di cancelleria	55	36
Contravvenzioni e multe	67	4
Minusvalenze alienazioni cespiti	48	0
Acquisto TEE	13.947	228
Sopravvenienze Passive	416	167
Altri oneri	186	90
Altri oneri non ricorrenti	239	0
Altri oneri diversi	2	
TOTALE vs terzi	**15.789**	**1.034**

La posta include oneri non ricorrenti per €/000 239 relativi a ravvedimenti e contenziosi fiscali.

Nota 34 Accantonamenti

€/000 -56 (al 30 giugno 2018 €/000 283)

DESCRIZIONE	2019
Fondo rischi CIG	101
Fondo Rischi Personale	30
Fondo Rischi Trasporto	-278
Fondo Rischi Titoli di Efficienza Energetica	341
Fondo Rischi 102/BIS	-250
TOT. ACCANTONAMENTI	**-56**

Nota 35 Ammortamenti e svalutazioni

€/000 19.882 (al 30 giugno 2018 €/000 10.882)

L'ammontare delle quote di ammortamento degli immobili, impianti e macchinari e delle attività immateriali, oltre alla svalutazione dei crediti ammontano complessivamente a €/000 19.882 (al 30 giugno 2018 €/000 10.882). La voce può essere dettagliata nel seguente modo:

DESCRIZIONE	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018
Ammortamenti attività immateriali	11.591	5.381
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	6.887	4.202
Accantonamento svalutazione magazzino	24	0
Accantonamento al fondo svalutazione crediti	1.380	1.299
TOTALE	**19.882**	**10.882**

Il dettaglio degli ammortamenti è riportato nel prospetto allegato 1 e allegato 2.

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti del semestre si correla alla valutazione del rischio di esigibilità dei crediti in essere al 30.06.2019. L'importo rilevato a conto economico si riferisce agli accantonamenti al netto di utilizzi effettuati nell'esercizio.

Gestione finanziaria

La composizione del saldo della gestione finanziaria risulta la seguente:

Nota 36 Proventi e oneri finanziari netti

€/000 -252 (al 30 giugno 2018 €/000 -355)

La voce risulta così composta:

Proventi finanziari €/000 216 (al 30 giugno 2018 €/000 152)

Sono costituiti da interessi di mora attivi per €/000 153 e da altri proventi finanziari per €/000 63.

Oneri finanziari €/000 -468 (al 30 giugno 2017 €/000 -507)

La voce risulta dettagliata come segue: interessi passivi su mutui per €/000 321 (€/000 414 nel primo semestre 2018), su c/c bancari e finanziamenti a breve termine per €/000 43 (€/000 71 nel primo semestre 2018), interessi passivi di mora per €/000 48 (€/000 1 nel primo semestre 2018) e da interessi passivi su depositi cauzionali per €/000 56 (€/000 21 nel primo semestre 2018).

Nota 37 Altri proventi ed oneri da attività e passività finanziarie
€/000 625 (al 30 giugno 2017 €/000 3.678)

La voce si riferisce alla plusvalenza non ricorrente realizzata sulla cessione della partecipazione nella società Commerciale Luce e Gas, descritta nella precedente Nota 13.

Nota 38 Quote proventi (oneri) da valutazione partecipate
€/000 161 (al 30 giugno 2018 €/000 0)

La voce si riferisce alla svalutazione delle partecipazioni nella società Comodepur per €/000 20 e nella società EN.TRA per €/000 141.

Nota 39 Imposte correnti

€/000 -6.337 (al 30 giugno 2018 €/000 -2.400)

Il saldo si riferisce agli stanziamenti delle imposte di competenza del semestre della società capogruppo e di tutte le società controllate e consolidate e risulta così dettagliato:

DESCRIZIONE	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018
IRES corrente	(5.374)	(1.893)
IRAP corrente	(963)	(507)
TOTALE	**(6.337)**	**(2.400)**

L'aliquota media applicata per il calcolo delle imposte è pari complessivamente al 30,02% (24,00% IRES) per tutte le società del Gruppo.
Le società del Gruppo che operano in regime di concessione sono soggette inoltre ad aliquota IRAP pari al 4,2%, la Capogruppo in qualità di Holding industriale con un'aliquota pari a 5,57% mentre le altre società del Gruppo sono soggette ad aliquota ordinaria 3,9%.
Si segnala che la Capogruppo e le società controllate non hanno perdite fiscali pregresse e che l'ultimo esercizio definito in materia di imposte dirette e di IVA per tutte le società è quello chiuso al 31.12.2013.

Nota 40 Imposte differite nette

€/000 82 (al 30 giugno 2017 €/000 623)

Per quanto riguarda gli importi riferiti alle imposte differite attive e passive, riassunti nel prospetto di seguito riportato, si rimanda ai dettagli relativi alle voci di credito e debito.

DESCRIZIONE	semestre 2019	semestre 2018
Reversal Imposte differite attive	(101)	-(376)
Reversal Imposte differite passive	183	(247)
TOTALE Netto	**82**	**-(623)**

La riconciliazione delle aliquote è riportata nella tabella seguente:

DESCRIZIONE	30.06.2019	Aliquota	30.06.2018	Aliquota
Risultato prima delle imposte (perdita -)	**16.662**		**7.871**	
Totale imposte calcolate all'aliquota fiscale teorica	**3.999**	**24,00%**	**1.889**	**24,00%**
– effetto ammortamento disavanzo Tecnogas	11	0,06%	5	0,06%
– effetto svalutazione partecipazione	38	0,23%	0	0,00%
– effetto plusvalenza cessione partecipazione	-145	-0,87%	-811	-10,31%
– effetto sopravvenienze passive e attive	68	0,41%	94	1,19%
– effetto accantonamento f.do rischi	0	0,00%	0	0,00%
– effetto costo ammortizzato	42	0,25%	0	0,00%
– effetto costi fusione	0	0,00%	0	0,00%
– effetto adeguamenti vari	1.279	7,68%	93	1,18%
IRAP	963	5,78%	507	6,44%
Totale imposte effettive a conto economico	**6.255**	**37,54%**	**1.777**	**22,57%**

Nota 41 Risultato per azione base

Il risultato per azione base al 30 giugno 2019 determinato dividendo il risultato dell'esercizio di spettanza del Gruppo per il numero delle azioni in circolazione, è pari ad € 0,0527 (0,0544 al 31 dicembre 2018). Non vi sono piani di *stock option* o altri strumenti diluitivi in essere alla data della presente situazione annuale, pertanto l'utile per azione diluito coincide con l'utile per azione base.

7 INFORMATIVA PER SETTORI OPERATIVI

Le attività del Gruppo Acsm Agam il 1° luglio 2018, post fusione/scissione, sono state riorganizzate per business omogenei:

- Servizi a Rete: la business unit comprende Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A., Lario Reti Gas S.r.l., Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l., Serenissima Gas S.p.A.. Le aziende, attive da sempre nei tradizionali ambiti di riferimento, svolgono servizi di distribuzione gas, energia elettrica e idrica.
- Ambiente: le attività di raccolta rifiuti (in provincia di Varese) e quelle di termovalorizzazione (Como) sono confluite in Acsm Agam Ambiente S.r.l..
- Vendita: a questa business unit fanno riferimento Acel Energie S.r.l. e Enerxenia S.p.A..
- Energia e Tecnologie Smart: questa business unit valorizza l'energia con attenzione all'ambiente occupandosi di efficienza energetica, generazione elettrica, gestione calore, nuovi servizi innovativi e *smart city*, illuminazione pubblica e teleriscaldamento. Alla business unit fanno riferimento AEVV Impianti S.r.l., Comocalor S.p.A., Varese Risorse S.p.A..

Gli amministratori osservano separatamente i risultati conseguiti dalle business unit allo scopo di prendere decisioni in merito all'allocazione delle risorse ed alla verifica del rendimento. Il rendimento dei settori è valutato sulla base del risultato operativo che, come spiegato nella tabella che segue, è per certi aspetti misurato in modo diverso dal risultato operativo nel bilancio consolidato. Le imposte sul reddito sono gestite a livello di Gruppo e non sono allocate ai settori operativi.

I prezzi di trasferimento tra i settori operativi sono definiti alle stesse condizioni applicate a transazioni con parti terze.

Le seguenti tabelle presentano l'informativa per settori operativi per gli esercizi chiusi al 30 giugno 2019 e 2018:

INFORMATIVA DI SETTORE al 30.06.2019
GRUPPO ACSM-AGAM Consolidato

Dati espressi in €/000	Vendita	Reti	Energia e Tecnologie Smart	Ambiente	Totale Business Unit operative	Servizi Corporate	Elisioni	Totale
Ricavi delle vendite (*)	168.866	55.059	21.449	15.292	260.667	10.380	(36.680)	**234.366**
Margine Operativo Lordo (MOL)	17.972	19.868	6.654	3.402	47.897	(10.985)	-	**36.912**
Margine Operativo Netto (MON)	15.467	11.641	2.710	667	30.486	(14.035)	-	**16.451**
Gestione finanziaria	-	-	-	-	-	212	-	**212**
Quota del risultato d'esercizio di società collegate	-	-	-	-	-	13.902	(13.902)	-
Risultato ante imposte	15.467	11.641	2.710	667	30.486	(13.823)	-	**16.663**
Imposte	-	-	-	-	-	(6.256)	-	**(6.256)**
Risultato delle attività destinate alla dismissione	-	-	-	-	-	-	-	-
Minorities								**331**
Utile d'esercizio del Gruppo	**15.467**	**11.641**	**2.710**	**667**	**30.486**	**(23.940)**	**0**	**10.076**
Attività e passività								
Attività del settore	148.381	356.803	156.290	61.547	723.021	104.642	(18.547)	**809.116**
Passività del settore	(96.098)	(121.145)	(42.180)	(11.081)	(270.504)	(96.881)	37.098	**(330.287)**
Altre informazioni								
Investimenti dell'esercizio (**)	-	10.417	2.923	3.988	17.328	4.622	-	**21.950**
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(1.757)	(7.628)	(3.898)	(2.630)	(15.913)	(2.589)	-	**(18.502)**
Altri costi non monetari								
Svalutazione crediti	(860)	(263)	(46)	(105)	(1.274)	(106)	-	**(1.380)**
Altri accantonamenti a fondi	-	(64)	-	-	(64)	119	-	**56**

(*) al lordo dei rapporti intersocietari e inter Business Unit
(**) al lordo di vendite/dismissioni e relativi utilizzi fondo amm.to

INFORMATIVA DI SETTORE al 30.06.2018
GRUPPO ACSM-AGAM Consolidato

Dati espressi in €/000	Vendita	Reti	Energia e Tecnologie Smart	Ambiente	Totale Business Unit operative	Servizi Corporate	Elisioni	Totale
Ricavi delle vendite (*)	83.358	19.792	10.702	5.273	119.126	3.887	(34.033)	**88.980**
Margine Operativo Lordo (MOL)	12.461	10.168	3.201	2.297	28.128	(7.797)	0	**20.331**
Margine Operativo Netto (MON)	11.435	4.284	1.179	1.064	17.962	(13.413)	0	**4.549**
Gestione finanziaria	0	0	0	0	0	3.323	0	**3.323**
Quota del risultato d'esercizio di società collegate	0	0	0	0	0	(13.234)	13.234	**0**
Risultato ante imposte	11.435	4.284	1.179	1.064	17.962	(10.092)		**7.870**
Imposte						(1.777)		**(1.777)**
Risultato delle attività destinate alla dismissione						0	0	**0**
Minorities								**736**
Utile d'esercizio del Gruppo	**11.435**	**4.284**	**1.179**	**1.064**	**17.962**	**(23.940)**	**0**	**5.357**
Attività e passività								
Attività del settore	31.050	208.669	49.620	16.102	305.441	280.577	(140.312)	**445.706**
Passività del settore	(32.627)	(89.000)	(23.501)	(1.774)	(146.902)	(181.163)	63.180	**(264.885)**
Altre informazioni								
Investimenti dell'esercizio (**)	0	4.451	2.232	823	7.506	2.974		**10.480**
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	0	0	0	0	0	0		**0**
Altri costi non monetari								
Svalutazione crediti	(1.026)	(191)	(12)	(44)	(1.273)	(26)	0	**(1.299)**
Altri accantonamenti a fondi	0	0	2	0	2	5	0	**7**

(*) al lordo dei rapporti intersocietari e inter Business Unit
(**) al lordo di vendite/dismissioni e relativi utilizzi fondo amm.to

8 RAPPORTI CON I SOGGETTI CONTROLLANTI

Gli azionisti di riferimento di Acsm-Agam S.p.A. sono A2A S.p.A., Lario Reti Holding S.p.A., il Comune di Como, il Comune di Monza, il Comune di Sondrio e il Comune di Varese.
Acsm-Agam S.p.A. gestisce per il Comune di Como i servizi di distribuzione di gas ed acqua, nonché i servizi ambientali, sulla base di distinti "contratti di servizio". Analoghi servizi sono gestiti anche per il Comune di Monza.

I rapporti che intercorrono tra le società del Gruppo Acsm Agam e i soggetti controllanti sono regolati secondo le normali condizioni di mercato e sono di seguito sintetizzati:

CREDITI / DEBITI	Comune di Monza		Comune di Como		A2A S.p.A.		Lario Reti Holding S.p.A.		TOTALE	incidenza relativa voce su bilancio consolidato	TOTALE	incidenza relativa voce su bilancio consolidato
	30.06.19	31.12.18	30.06.19	31.12.18	30.06.19	31.12.18	30.06.19	31.12.18	30.06.19	30.06.19	31.12.18	31.12.18
CREDITI COMMERCIALI	1.965	1.060	2.187	685	5.313	4.596	502	503	9.967		6.845	
ALTRI CREDITI		0	235	1.049	95	66		0	330		1.115	
ALTRE ATTIVITA' FINANZIARIE		0	0	0		0	570	570	570		570	
TOTALE CREDITI	**1.965**	**1.060**	**2.422**	**1.734**	**5.408**	**4.662**	**1.072**	**1.073**	**10.867**	**1,34%**	**8.530**	**1,03%**
DEBITI COMMERCIALI		0	3	15	6.063	16836	1.640	1353	7.706		18.204	
ALTRI DEBITI	175	2.113	641	619	8	8		0	824		2.740	
DEBITI FINANZIARI		0	17	0	0	0	0	0	17		0	
TOTALE DEBITI	**175**	**2.113**	**661**	**634**	**6.071**	**16.844**	**1.640**	**1.353**	**8.547**	**2,59%**	**20.944**	**6,34%**

COSTI / RICAVI	Comune di Monza		Comune di Como		A2A S.p.A.		Lario Reti Holding S.p.A.		TOTALE	incidenza relativa voce su bilancio consolidato	TOTALE	incidenza relativa voce su bilancio consolidato
	30.06.19	30.06.18	30.06.19	30.06.18	30.06.19	31.12.18	30.06.19	30.06.18	30.06.19	30.06.19	31.12.18	31.12.18
RICAVI DELLE VENDITE	1.435	1.383	774	753	2.382	0	58	0	4.649		2.136	
ALTRI RICAVI	0	2	865	813	125	0	0	0	990		815	
TOTALE RICAVI	**1.435**	**1.385**	**1.639**	**1.566**	**2.507**	**0**	**58**	**0**	**5.639**	**2,41%**	**2.951**	**2,81%**
COSTI PER MATERIE PRIME		0		0	34.245	10.251		0	34.245		10.251	
COSTI PER SERVIZI	51	0		0	278	0	30	0	359		138	
GODIMENTO BENI DI TERZI	1.030	0	530	0		138		0	1.560		1434	
ONERI DIVERSI DI GESTIONE		1057		427	24	0		0	24		50	
TOTALE COSTI	**1.081**	**1.057**	**530**	**427**	**34.547**	**10.389**	**30**	**0**	**36.188**	**16,63%**	**11.873**	**11,83%**

Quanto ai saldi patrimoniali si segnala che i crediti rappresentano l'1,34% del totale attivo consolidato e i debiti rappresentano il 2,59% del totale passivo consolidato (con esclusione del Patrimonio Netto).
Quanto ai saldi economici si segnala che i ricavi rappresentano il 2,41% del totale Ricavi delle vendite e i costi rappresentano il 16,63% del totale Costi operativi.

9 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Anche in adesione a quanto definito nella Comunicazione Consob del 20 febbraio 1997 DAC/97001574 e successive, si precisa che le informazioni in merito alle operazioni significative infragruppo relative ad imprese non incluse nell'area di consolidamento sono dettagliate come segue:

CREDITI / DEBITI	COLLEGAT E E JV			ALTRE PARTI CORRELATE										% INCIDENZA RELATIVA ALLA VOCE DI BILANCIO
	Comoenergia	So.E.Ra.	Energy Trade	A2A Ambiente	A2A Energia	Aprica	Brianzacque	Comodepur	Eurnergy	Unareti S.p.A	AMSA	A2A Calore e Servizi	A2A Energy solutions	TOTALE	
CREDITI COMMERCIALI	3	3	-	60	1.249	20	1	15	10	-	13	-	-	1.374	
ALTRI CREDITI	-	-	-	-	2	-	-	-	-	8	-	-	-	10	
CREDITI FINANZIARI	203	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	266	
TOTALE CREDITI	**206**	**66**	**-**	**60**	**1.251**	**20**	**1**	**15**	**10**	**8**	**13**	**-**	**-**	**1.650**	**0,20%**
DEBITI COMMERCIALI	15	4	88	756	3.392	3	7	20	-	151	3	2	5.963	10.404	
ALTRI DEBITI	-	-	-	-	-	-	14	1.180	-	-	-	-	-	1.194	
DEBITI FINANZIARI	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	
TOTALE DEBITI	**15**	**4**	**88**	**756**	**3.392**	**3**	**21**	**1.201**	**-**	**151**	**3**	**2**	**5.963**	**11.599**	**3,51%**

COSTI / RICAVI	COLLEGAT E E JV		ALTRE PARTI CORRELATE										TOTALE	% INCIDENZA RELATIVA ALLA VOCE DI BILANCIO
	Comoenergia	So.E.Ra.	A2A Ambiente	A2A Energia	Aprica	Brianzacque	Comodepur	Eurnergy	Energy Trade	Unareti S.p.A.	AMSA	A2A Energy Solution		
RICAVI DELLE VENDITE	-	-	131	1.149	-		27	22	-	-	-	-	1.329	
ALTRI RICAVI	3	3		6	-	28	-	-	-	-	13	-	53	
TOTALE RICAVI	**3**	**3**	**131**	**1.155**	**-**	**28**	**27**	**22**	**-**	**-**	**13**	**-**	**1.382**	**0,59%**
COSTI PER MATERIE PRIME	-	-		9.759	-	-	-	-	124	-	-	-	9.883	
COSTI PER SERVIZI	5	4	1.146	25	-	-	27	-	96	153	-	-	1.463	
GODIMENTO BENI DI TERZI	-	-		-	35	-	-	-	-	-	-	-	35	
ONERI DIVERSI DI GESTIONE	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	5.964	5.964	
TOTALE COSTI	**5**	**4**	**1.146**	**9.784**	**35**	**-**	**27**	**-**	**219**	**153**	**-**	**5.964**	**17.329**	**7,96%**

Le percentuali riportate si riferiscono all'incidenza dei saldi sopra in essere con società collegate, *Joint Ventures* e parti correlate sulle relative voci totali del bilancio consolidato del Gruppo Acsm Agam.
Le operazioni effettuate con parti correlate sono regolate a normali condizioni di mercato.

Si riportano nel seguito le ulteriori attività svolte con parti correlate:

- in conformità a quanto previsto dall'art. 79 della Delibera Consob n. 11971/1999 si segnala che non vi sono partecipazioni detenute nell'esercizio 2018 dagli amministratori e dai sindaci di Acsm - Agam S.p.A..
- nel primo semestre 2019, il Consiglio di Amministrazione, ha esaminato il rinnovo del contratto quadro per acquisto TEE da società del Gruppo A2A S.p.A. previo parere motivato e non vincolante del Comitato Parti Correlate sull'interesse della Società al compimento dell'operazione nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

Oltre a quanto sopra riportato non si segnalano altre operazioni con parti correlate.

10 IMPEGNI CONTRATTUALI E GARANZIE

- **Fidejussioni prestate a terzi: €/000 56.187 (al 31 dicembre 2018 €/000 45.078)**

  La voce si riferisce a fidejussioni prestate a terzi che include principalmente per €/000 9.834 per fidejussioni rilasciate a vari enti locali e provinciali per la gestione dei servizi di distribuzione gas e acqua, relativi allacciamenti e posa rete; per €/000 562 fidejussioni prestate per l'esercizio della fornitura dell'energia elettrica; per €/000 21.422 fidejussioni prestate per l'esercizio della fornitura del gas naturale; per €/000 16.239 rilasciate a vari enti locali a garanzia degli obblighi ed oneri inerenti l'attività di smaltimento rifiuti solidi urbani; €/ 000 2.150 rilasciate ai comuni per l'attività del teleriscaldamento; €/000 4.200fidejussioni a prestate per la partecipazione alle gare della business unitEnergia e Tecnologie Smart; €/000 376 relative allo svolgimento delle attività del servizio idrico; €/000 748 prestate a terzi per l'attività di gestione calore €/000 656 fidejussioni minori.

- **Collateral**

Si dettagliano il totale delle attività finanziarie date in pegno e possedute come collateral, di cui è possibile disporre, con l'indicazione del *fair value* e dei termini e delle condizioni relative.

Collateral Rilasciati	Valore Contabile 30/06/2019	Valore Contabile 31/12/2018
Depositi Cauzionali Attivi	1.469	877

Collateral Posseduti	Valore Contabile 30/06/2019	Valore Contabile 31/12/2018
Depositi Cauzionali Passivi	9.086	9.365

11 FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Acquisizione di un ramo d'azienda operante in igiene urbana
In data 25 giugno 2019 la controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha acquisito un ramo d'azienda operante in igiene urbana in 10 Comuni della provincia di Como.
Il ramo d'azienda serve circa 10 mila abitanti con un fatturato annuo di circa 300 mila Euro e un Ebitda di circa 100 mila Euro.
L'acquisizione avrà efficacia a partire dal 1 luglio 2019.

Conferimento del ramo azienda Servizio Idrico in AARGA
In data 27 giugno 2019 Acsm Agam S.p.A. ha sottoscritto l'atto di conferimento in Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (AARGA) del ramo d'azienda afferente alla gestione del servizio idrico di Como, Brunate e Cernobbio. L'atto avrà efficacia dal 1 luglio 2019, data a partire dalla quale verrà meno il contratto di affitto di ramo d'azienda attualmente in essere tra AARGA la Capogruppo.

12 CONTENZIOSI E PASSIVITÀ POTENZIALI

Si segnala quanto segue:

12.1 Contenzioso amministrativo relativo alla progettazione, finanziamento, manutenzione e servizio energia dell'impianto di illuminazione pubblica e semaforici del Comune di Nova Milanese

In data 28 febbraio 2018 ACSM-AGAM, in RTI con A2A Illuminazione Pubblica S.p.A., si è aggiudicata la procedura finalizzata all'affidamento, per un periodo di 12 anni, delle attività di progettazione esecutiva, riqualificazione, finanziamento, manutenzione (ordinaria e straordinaria), oltre che del servizio energia dell'impianto di illuminazione pubblica e semaforici del Comune di Nova Milanese. Engie S.p.A., società giunta al secondo posto ad esito della suddetta procedura di gara, ha quindi proposto ricorso innanzi al TAR Lombardia - Milano, chiedendo l'annullamento dell'aggiudicazione previa adozione di misure cautelari che sospendessero l'esecutività dell'aggiudicazione. Dopo che in primo grado il giudizio cautelare si era concluso con provvedimento favorevole ad ACSM-AGAM, Engie S.p.A. ha proposto appello cautelare, rinunciandovi tuttavia in seguito. Il 21 giugno 2018, il TAR Lombardia si è pronunciato respingendo il ricorso di Engie S.p.A. ed accogliendo le tesi difensive di ACSM-AGAM (sent. 1649 del 4/7/2018). La sentenza è passata in giudicato.

12.2 Ricorso avverso l'ammissione e l'aggiudicazione disposta in favore del RTI ACSM AGAM (ora Varese Risorse) A2A IP e Di Bella Costruzioni, del contratto di appalto avente ad oggetto la gestione degli impianti di illuminazione pubblica del Comune di Messina

Con ricorso notificato in data 27 settembre 2018, Equattroe S.r.l. impugnava l'ammissione alla procedura di gara in oggetto del RTI composto da ASCM-AGAM S.p.A. (cui è subentrata Varese Risorse S.p.A.), quale mandataria, ed A2A IP Spa e Di Bella Costruzioni Srl, quali mandanti. A sua volta il R.T.I., costituitosi nel giudizio radicatosi innanzi il TAR Sicilia – Catania, proponeva ricorso incidentale escludente dolendosi dell'ammissione della Equattroe. Nel frattempo, emessa da parte della Stazione Appaltante l'aggiudicazione definitiva in favore del suddetto R.T.I. e la consegna in via anticipata del servizio, la Equattroe proponeva impugnazione del provvedimento con motivi aggiunti. Seguiva pertanto innanzi il TAR adito l'udienza cautelare, al cui esito il G.A., pur respingendo l'istanza di sospensiva richiesta da Equattroe, disponeva l'anticipazione della discussione della fase di merito dando atto nel corpo dell'ordinanza, in particolare, della parvenza di fondatezza del ricorso della parte avversaria. Il TAR, con sentenza pubblicata il 25 febbraio 2019, ha annullato l'aggiudicazione accogliendo pertanto il ricorso di parte avversaria, la sentenza è stata appellata innanzi il Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Siciliana che invece in sede di sospensione ha confermato l'aggiudicazione, si resta in attesa del giudizio di merito della legittimità dell'affidamento.

12.3 AARGA / Endeavour Development s.r.l. – contenzioso di natura civile e penale

AARGA, al fine di conseguire i titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi), come previsto dai Decreti Ministeriali che regolano la materia, si determinava, per gli anni 2018, 2019 e 2020, a procedere al relativo acquisto attraverso un operatore abilitato. A tal fine, nel mese di giugno 2018, stipulava con la Endeavour Development S.r.l. un accordo di compravendita, recante la disciplina della cessione dei TEE, da effettuarsi tramite transazione bilaterale sul registro dei Titoli di Efficienza Energetica organizzato e gestito

dal GME. A fronte della mancata consegna del primo lotto di TEE alle scadenze pattuite contrattualmente, AARGA comunicava la risoluzione del contratto ed agiva nei confronti di Endeavour in sede sia civile sia penale per il risarcimento dei danni e la restituzione degli importi versati. Il Tribunale di Milano ha sospeso il procedimento civile intrapreso dalla Società.
La Società ha proposto domanda di insinuazione al passivo del fallimento Endeavour, ove il Giudice Delegato Dott. Luca Giani, confermando la proposta del Curatore, ha dichiarato l'esecutività dello stato passivo, disponendo l'ammissione al passivo di AARGA, nella categoria chirografari, per un ammontare complessivo di €/000 380 (€/000 353 ed €/000 27 per spese sequestro conservativo).

12.4 Ricorso avverso il PGT di Gravedona e Uniti

In data 22 novembre 2017, il Comune di Gravedona ed Uniti, con apposita delibera del Consiglio Comunale, ha approvato il Piano di Governo del Territorio. Il provvedimento in parola prevede una destinazione di alcune aree del Comune a servizi incompatibili con la presenza e l'attività della centrale idroelettrica la cui titolarità, a seguito di atto del 1° luglio 2018 di fusione per incorporazione di A2A Idro 4 S.r.l. in ACSM-AGAM è passata in capo a quest'ultima. Pertanto, A2A Idro 4 (ora ACSM-AGAM) ad aprile 2018 ha presentato ricorso al TAR Lombardia per ottenere l'annullamento del provvedimento. Alla odierna non risulta ancora fissata la prima udienza dinanzi al TAR Lombardia – Milano. In data 2 luglio 2019 il Sindaco del Comune di Corrido ha rappresentato alla Società per il tramite del proprio legale l'intenzione dell'amministrazione comunale di modificare il PGT in conseguenza del ricorso pendente al TAR Milano NRG. 591/2019, così soddisfacendo le richieste della Società. La Società sta valutando al proprio interno i costi sostenuti e la proposta urbanistica di variante al PGT che risulta essere la migliore prima di addivenire alla sottoscrizione di un accordo che comporti la rinuncia della Società a proseguire il contenzioso pendente.

12.5 Ricorso per Accertamento Tecnico preventivo in ordine alla determinazione del corrispettivo di cessione di una porzione della rete di distribuzione del gas in Comune di Sondrio

La Società Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (REVV) ha proposto ricorso per Accertamento Tecnico preventivo in ordine alla determinazione del corrispettivo di cessione di una porzione della rete di distribuzione del gas in Comune di Sondrio, al fine di poter procedere alla relativa acquisizione dall'attuale gestore 2i Rete Gas, così come consentito dalla convenzione intercorrente tra il Comune di Sondrio ed i danti causa di REVV e 2i Rete Gas. Il ricorso è pendente innanzi il Tribunale di Sondrio.

12.6 Ricorso per l'annullamento di atti del Comune di Varese in merito alla riorganizzazione del servizio di igiene urbana, in violazione dell'affidamento già intervenuto a favore della società ex ASPEM S.p.A. (ora Acsm Agam Ambiente S.r.l. Unipersonale).

Il 28 settembre 2018 Acsm Agam Ambiente S.r.l. (beneficiaria dell'affidamento del servizio di igiene urbana presso il territorio di Varese alla ex ASPEM S.p.A. da parte del Comune di Varese fino alla 31.12.2030) ha proposto ricorso presso il competente Tribunale Amministrativo Regionale per l'annullamento di una determina dirigenziale e una delibera di Giunta che disponevano rispettivamente una indizione di gara per individuare un operatore economico che predisponesse gli atti di gara per il servizio di igiene urbana presso il territorio comunale di Varese e un atto di indirizzo agli uffici del Comune per avviare un procedimento per la riorganizzazione del servizio di igiene urbana. In data 12 novembre con motivi aggiunti venivano impugnati per l'annullamento la determina dirigenziale di indizione della gara per l'individuazione di un operatore economico che predisponesse gli atti di gara, nonché il bando di gara e l'aggiudicazione. In data 19 dicembre 2018 con secondi motivi aggiunti veniva impugnata la delibera consiliare con la quale veniva disposta una riorganizzazione del servizio di igiene urbana a seguito della supposta scadenza anticipata del contratto originario di affidamento in attuazione dell'art.8 L.115/2015. In data 25 gennaio 2018 con terzi motivi

aggiunti venivano impugnati la determina di indizione della gara per il servizio di igiene urbana, il bando di gara e la determina dirigenziale con la quale veniva disposta la proroga del servizio di igiene urbana ad Acsm Agam Ambiente Srl nelle more della definizione della nuova gara.
Il Comune di Varese si è costituito nel corso del mese dicembre e a gennaio ha presentato istanza di prelievo chiedendo la fissazione dell'udienza nel più breve tempo possibile. Acsm Agam Ambiente lo scorso 25 gennaio ha aderito alla medesima istanza. Lo scorso 8 febbraio 2019 la Acsm Agam Ambiente ha presentato, senza che la stessa possa costituire o essere interpretata a qualsiasi causa o titolo come acquiescenza, procedura ristretta per "Appalto del servizio di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani, delle connesse prestazioni accessorie di igiene urbana e di gestione della TARI. C.I.G. 7750783478. Nella udienza pubblica del 24 maggio 2019, la Commissione di Gara, ad esiti della valutazione delle offerte tecniche e di quelle economiche ha approvato una graduatoria dove la Società Acsm Agam Ambiente si è posizionata al terzo posto. Alla data odierna non è stata approvata dal Comune di Varese l'aggiudicazione definitiva della gara essendo in fase di valutazione tutto il percorso di gara.
La sentenza del TAR Milano, che ha accolto le ragioni del Comune di Varese, è stata pubblicata in data 16 luglio ed ha accolto le ragioni del Comune di Varese.
La Società provvederà ad impugnare la sentenza avanti il Consiglio di Stato ritenendo che la stessa non ha adeguatamente ponderato le ragioni della Società stessa sia sotto il profilo procedurale che di merito.
Nel corso del mese di luglio è pervenuta comunicazione della aggiudicazione definitiva della gara ad altro operatore. La società valuterà ogni possibile azione a tutela delle proprie ragioni.
L'attività viene gestita da Acsm Agam Ambiente in virtù della proroga concessa dal Comune di Varese fino al 30 settembre 2019.

12.7 Ricorso ex art.702-bis c.c. per l'accertamento e la dichiarazione che la Società Varese Risorse S.p.A. è creditrice del Comune di Varese dell'importo di euro 2.039.576,28, quale valore di rimborso per la retrocessione di n. 26 Centrali termiche del Comune di Varese riqualificate

Varese Risorse S.p.A. con l'atto "aggiuntivo ed integrativo della convenzione per la concessione del servizio pubblico di riscaldamento urbano nell'ambito del territorio comunale a Varese Risorse S.p.A", stipulato in data 5 luglio 2013, ha acquisito da parte del Comune di Varese la gestione e la riqualificazione di centrali termiche (CT) di 26 immobili comunali, effettuando un investimento di circa 2 M€ per l'ammodernamento e la messa in sicurezza di tali CT.Tale contratto è stato impugnato da un operatore economico concorrente e, a valle di un percorso giudiziario articolato districatosi in svariati procedimenti ordinari e speciali anche in più gradi di giudizio, è stato dichiarato, in modo definitivo, annullato dal Consiglio di Stato (sentenza n. 5079/2014 come revocata da n. 1996/2015 depositata in data 20 aprile 2015) a far tempo dall'aprile 2015, imponendo al Comune di affidare il servizio tramite gara. La dichiarazione di annullamento del contratto, come si evince dalla sentenza di secondo grado (punto n. 28 pag. 23 della Sentenza), ha comunque confermato il diritto di Varese Risorse al riconoscimento del valore di rimborso di quanto effettuato in esecuzione del contratto stesso. A seguito di una serie di calcoli e approfondimenti in incontri tecnici dedicati con i funzionari del Comune, il Comune di Varese ha confermato (quantificandolo da un punto di vista economico) il diritto di Varese Risorse al rimborso degli investimenti effettuati e non ancora ammortizzati con la deliberazione della Giunta Comunale (n. 343 del 21.7.2015), in esecuzione della sentenza n. 5079/2014 (come modificata a seguito della revocazione), e si è determinato alla "immediata indizione di procedura di evidenza pubblica per l'individuazione del nuovo affidatario", con il criterio dell'offerta economicamente più vantaggiosa. Inoltre il TAR Lombardia, Milano, con propria sentenza n.748/2017 alla data odierna passata in giudicato ha dichiarato improcedibile la domanda di annullamento della delibera di Giunta 343/2015 con la quale veniva riconosciuto il valore di subentro per la Società Varese Risorse e respinto in toto le censure relative al bando di gara che prevedevano il valore di subentro, condannando l'operatore economico stesso al pagamento delle spese di giudizio. In particolare, il TAR ha espressamente escluso che l'imposizione di tale importo fosse illegittima, condividendo le motivazioni esposte da Varese Risorse e affermando (in modo

testuale) che si tratta di un *"onere connesso al servizio da svolgere, derivante da dati verificabili (cfr. l'ampia documentazione versata in atti dalla controinteressata, da ritenersi esaustiva in ordine ai profili di interesse) e afferente al precedente rapporto gestorio, di cui è stata dichiarata la sopravvenuta inefficacia in corso di esecuzione; la necessità di rimborso del suddetto onere da parte del concorrente nuovo aggiudicatario è inoltre legittimamente legata alla circostanza per cui, qualora il precedente contratto fosse stato stipulato a seguito di gara ad evidenza pubblica, i medesimi costi per investimenti sarebbero stati posti in ogni caso a carico dell'affidatario del servizio"*. In altre parole, il TAR ha ritenuto legittima la clausola imponente l'obbligo e riconosciuto la "necessità di rimborso", mentre, in merito alla quantificazione di tale importo, pur evidenziando - in assenza di allegazioni probatorie - di non poter sindacare sull'esercizio del potere tecnico-discrezionale dell'Amministrazione, ha ritenuto non sussistere alcun elemento idoneo a mettere in dubbio l'attendibilità della stima effettuata dall'Amministrazione, così come è stato fatto dalla delibera di Giunta Comunale n.343/2015. In data 30 settembre 2016, Varese Risorse in contraddittorio con il Comune di Varese e su richiesta di quest'ultimo ha provveduto a retrocedere gli impianti delle 26 CT con formale immissione in possesso da parte del Comune di Varese, redando specifici verbali di sopralluogo con richiesta di corresponsione del valore di rimborso per un importo di euro 2.039.576,28 mediante l'emissione in pari data di relativa fattura. In data 14 ottobre 2016 con motivazioni irrisorie e per nulla giuridiche il Comune di Varese ha respinto la fattura emessa da Varese Risorse, senza mettere in discussione il quantum debeatur a Varese Risorse ma la circostanza che il valore di rimborso sia di spettanza del nuovo gestore della concessione delle prestazioni energetiche delle 26 CT, gara alla data odierna ancora sospesa.

Considerando dunque gli elementi giuridico-amministrativi fondanti il credito vantato da Varese Risorse nei confronti del Comune di Varese, è stato depositato il 22 novembre 2018 ricorso per accertamento sommario di cognizione ai sensi dell'art.702-bis c.c.. La prossima udienza, dopo un rinvio, è stata fissata per il 12 novembre 2019. Il ricorso ha la propria radice giuridica all'interno di quanto previsto dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 5079/2014 e avendo come unico interlocutore, alla luce della riconsegna avvenuta lo scorso 30 settembre 2018, il Comune di Varese che è anche proprietario di tali CT. In data 22 gennaio 2019 è stato notificato alla Varese Risorse da parte del Comune di Varese ricorso di regolamento preventivo di giurisdizione, la cui questione se accolta dal giudice ordinario dovrà essere decisa dalla Cassazione in Camera di Consiglio, con ordinanza. Inoltre in data 11 febbraio 2019 il Comune di Varese ha provveduto a costituirsi in giudizio eccependo la richiesta di regolamento preventivo di giurisdizione e la contestuale richiesta di sospensione del giudizio ex art.367 c.p.c. e la richiesta di conversione del rito monitorio in giudizio ordinario di cognizione, con contestuale richiesta di riconvenzionale circa la restituzione ex art.2033 c.c. della somma di euro 2.607.232,38 ossia dei canoni contrattuali che sono stati pagati a Varese Risorse in regime di contratto nullo, rappresentato l'assenza di buona fede contrattuale di Varese Risorse, oltre alla richiesta di restituzione di euro 184.000 per titoli di efficienza energetica. La Società sta procedendo a depositare un proprio controricorso in Cassazione per difetto di giurisdizione producendo elementi di manifesta infondatezza con rilievi giurisprudenziali, richiamando il passo della Sentenza del Consiglio di Stato del 2015 che dichiarava l'annullamento con efficacia ex nunc del rapporto obbligatorio con il Comune di Varese e la non competenza ai sensi dell'art.133 cod. proc. Amm.ne. Si rappresenta che nella propria costituzione in giudizio con richiesta di conversione del rito, il Comune di Varese ha rappresentato che la Sentenza del Consiglio di Stato ha dichiarato la nullità del Contratto tra Varese Risorse e il Comune, perché ha dichiarato l'inefficacia ex art.121 cpa che il Comune intende con efficacia ex tunc (ossia sino al 5 luglio 2013); nonché il Comune di Varese rappresenta che Varese Risorse poiché ha effettuato tutti gli investimenti anticipatamente rispetto alla scadenza contrattuale (12 anni), Varese Risorse si è assunta il rischio che, ove un contratto fosse venuto meno per qualsiasi causa prima della scadenza contrattuale, i corrispondenti investimenti potessero venire

integralmente remunerati. Varese Risorse sapeva del giudizio pendente e del contenuto della sentenza e quindi si è assunta tale alea.

Si ritiene che quanto presentato in giudizio dal Comune di Varese abbia profili eminentemente dilatori e fini strumentali non supportati da effettive ragioni di diritto. In particolare, se le Sezioni Unite riconoscono la giurisdizione del giudice adito, il giudizio continua regolarmente e il giudice dovrà pronunciarsi prendendo ad elementi fondati la Sentenza del Consiglio di Stato del 2015 sopra richiamata che parla di inefficacia ex nunc e non ex tunc come interpretato dal Comune di Varese e quindi l'infondatezza della domanda riconvenzionale; in caso contrario, la translatio iudicii impone la riassunzione della causa avanti al giudice competente, ai sensi dell'art. 367 cpc entro 6 mesi (ordinario) o 3 mesi (dimezzato), tutti gli atti già compiuti restano validi. In questo caso le richiamate Sentenze passate in giudicato andrebbero a garantire un diritto di risarcitorio della Varese Risorse pari al valore del credito vantato, oltre a interessi.

Nella prima udienza fissata del 21 febbraio 2019 il giudice civile stante l'oggetto della causa e il complesso articolato di difese ed eccezioni presentate da entrambe le parti ha disposto la conversione del rito e per l'effetto ha fissato la prossima udienza ex art.183 c.p.c. al prossimo 12 novembre 2019. Nel contempo la Società Varese Risorse in data 27 febbraio 2019 ha presentato presso le Sezioni Unite della Corte di Cassazione il proprio contro-ricorso avverso il Regolamento preventivo di giurisdizione promosso dal Comune di Varese. Nello specifico nel proprio controricorso Varese Risorse rappresenta la controversia, su cui si deve esprimere il Giudice Civile, concerne i corrispettivi derivanti dalle prestazioni eseguite da Varese Risorse nel periodo tra il 2013 e l'aprile 2015 nell'ambito del contratto (valido ed efficace) stipulato con il Comune di Varese. La questione attiene senza alcun dubbio alla fase di esecuzione del rapporto che, come noto, è assoggettata alla giurisdizione del giudice ordinario. La controversia sottoposta al Giudice riguarda mere questioni di carattere patrimoniale che non comportano la spendita di poteri autoritativi da parte dell'Amministrazione. La dichiarazione di inefficacia del contratto pronunciata dal Consiglio di stato con la sentenza n. 5079 del 14.10.2014 non determina alcuno spostamento della giurisdizione in capo al giudice amministrativo, considerato che come sostenuto dalla giurisprudenza, "l'estensione della giurisdizione esclusiva alla dichiarazione di inefficacia del contratto non comporta alcuna deroga alla regola della devoluzione al giudice ordinario, quale giudice dei diritti, del sindacato sulle controversie afferenti la fase contrattuale dell'esecuzione, successiva alla stipulazione, in cui p.a. e privato si trovano in posizione paritetica e le cui rispettive situazioni soggettive sono qualificate come diritti e obblighi".

Considerando la soggettività giuridica del soggetto creditore, si può affermare che tale credito sia certo e esigibile e non debba dunque essere fatto oggetto di svalutazione o altre diverse azioni prudenziali da parte degli amministratori della Società. Si rappresenta che nella richiesta attorea di Varese Risorse sono stati inseriti anche gli interessi ai sensi del D.lgs.231/2002 dalla data del 2 dicembre 2016.

12.8 Posizione pendente dinnanzi a Giudice del Lavoro di Como contro Enerxenia S.p.A.

Con un primo giudizio, avviato nel corso del 2018, una lavoratrice di Enerxenia S.p.A. ha impugnato (avvalendosi del rito contenuto nella legge n.92/2012, c.d. Rito Fornero) il recesso per giusta causa intimato nei suoi riguardi, chiedendo il ristoro di presunti danni che avrebbe patito in relazione ad ipotetiche condotte mobbizzanti subite. Il Giudice del Lavoro di Como, dopo avere letto gli atti delle parti, ha, con ordinanza, separato i giudizi e creato due fascicoli di causa: uno relativo al licenziamento (soggetto al Rito Fornero) e uno inerente alla richiesta di risarcimento danni da lamentato mobbing (soggetto al Rito Ordinario). La causa sul licenziamento si è conclusa nel 2018 con sentenza sfavorevole per la Società, avendo il Tribunale di Como accolto le richieste della lavoratrice, che è stata reintegrata nel suo posto di lavoro ed indennizzata mediante

la corresponsione di 12 mensilità (oltre al pagamento delle spese di lite). Avverso tale decisione, la Società ha proposto opposizione ex art. 1 c. 51 L. 92/2012. Con la sentenza n. 143 del 24.5.2019 il Giudice del Lavoro presso il Tribunale di Como ha deciso il giudizio di opposizione promosso da Enerxenia spa in relazione all'ordinanza n. 1183/2018, con cui il Tribunale decideva l'accoglimento del ricorso della lavoratrice, respingendo l'opposizione della Società, ritenendola infondata e confermando così l'ordinanza del 7.5.2018 e condannando la Società al pagamento delle spese di giudizio (liquidate in euro 2.500,00 per onorari, oltre il 15% rimborso spese forfetario, Iva e Cpa come per legge). La Società in data 14 giugno 2019 ha proposto reclamo in appello alla ordinanza succitata e l'udienza è stata fissata il 31 luglio 2019.

E' tutt'ora ancora pendente avanti al Tribunale di Como la causa relativa alla richiesta di risarcimento danni, che comporterebbe esborsi economici quantificabili in euro 30.000,00 circa, la cui udienza è al momento fissata per 26 novembre 2019 e il rischio di soccombenza risulta probabile.

12.9 Posizioni (n.3) pendenti innanzi alla Corte di Cassazione contro e promosse da Acsm Agam S.p.A. in merito all'impugnazione dei provvedimenti di risoluzione di rapporti di lavoro

Vi sono tre posizioni, inerenti ad altrettanti lavoratori, innanzi alla Corte di Cassazione ex artt. 360 c.p.c. e 1, co. 62, L. 92/2012. In due casi sono stati i lavoratori a promuovere la causa per ottenere la cassazione delle sentenze loro sfavorevoli emesse dalla Corte di Appello di Milano. In un caso, invece, il giudizio di cassazione è stato promosso dalla Società. I predetti giudizi, per i quali si è in attesa della fissazione della prima udienza, sono relativi all'impugnazione dei provvedimenti di risoluzione dei rapporti di lavoro degli ex dipendenti, a seguito del passaggio di concessione della rete gas di Como e San Fermo al nuovo gestore 2i Rete Gas, comunicato loro in data 5.4.2016. Nel corso del 2016 i predetti lavoratori hanno promosso l'impugnazione stragiudiziale dell'atto di risoluzione del rapporto, qualificandolo come licenziamento. L'operazione di nuovo affidamento della distribuzione del gas è avvenuta in forza di una disposizione specifica dettata dal D.M. 21.4.2011, rispetto al quale i lavoratori hanno sollevato contestazioni sia sulla concreta applicazione sia sul rispetto delle previsioni ivi contenute. Nel corso del 2018 si sono concluse, per tutte e tre le posizioni, le cause di reclamo del c.d. Rito Fornero, contenuto nella l. 92/2012, innanzi alla Corte di Appello di Milano, due ad iniziativa della Società ed una ad iniziativa dei lavoratori, con due sentenze favorevoli per la società ed 1 con sentenza che ha accolto il ricorso formulato dal prestatore di lavoro. Per tutte le posizioni pendenti si ritiene remoti il rischio di soccombenza che comporterebbe esborsi economici quantificabili in euro 90.000,00 circa.

12.10 Posizioni (n.7) pendenti innanzi alla Corte d'Appello per richiesta di pagamento di premio di risultato anno 2016 da parte di Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A.

E' pendente un giudizio inerente a 7 lavoratori che hanno, congiuntamente, richiesto il pagamento della quota di premio di risultato 2016 di cui all'Accordo Aziendale 29.12.2016, maturata dall'01.01 al 30.04.2016, complessivamente pari a euro 3.378,84. Avverso tali pretese, il Tribunale di Como si è pronunciato sfavorevolmente, rigettando il ricorso depositato dai prestatori di lavoro. Nei termini di impugnazione, questi ultimi hanno promosso il giudizio di appello, avanti alla Corte di Appello di Milano, tutt'oggi pendente, con prima udienza fissata per il 12.11.2019. Si ritiene remoto il rischio di soccombenza che comporterebbe esborsi economici quantificabili in euro 6.000,00 circa.

12.11 Posizione di richiesta di differenza di qualifica e indennità sostitutiva del preavviso di un lavoratore nei confronti di Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A.

Con riferimento a un giudizio promosso da un lavoratore avanti al Tribunale di Como, che si è concluso con una sentenza favorevole per la Società, per la quale sono definitivamente spiati i termini per la proposizione del grado di appello e quindi non sussiste alcun ulteriore rischio per la società.

12.12 Enerxenia / Fondazione Don Gnocchi: azione di ripetizione di indebito in materia tributaria – valore controversia Euro 59.959,20 (Richiesta della Parte Attrice)

In corso il Procedimento di Appello (nr. 3732.18 R.G. Corte di Appello di Milano) promosso da Fondazione Don Gnocchi, in cui la rappresentanza ed assistenza legale in giudizio è stata affidata ad un avvocato esterno.

Nella sentenza di I grado il Tribunale di Como aveva respinto la domanda della Fondazione Don Gnocchi, parte attrice nel procedimento.

12.13 Acsm Agam Spa/COSMA: impugnativa aggiudicazione definitiva servizio di sorveglianza sanitaria del Gruppo Acsm Agam

Il concorrente secondo in graduatoria della gara affidata lo scorso 20 maggio 2019 ha promosso impugnativa censurando l'illegittimità, per asserita genericità, del criterio di valutazione delle offerte tecniche e l'illegittimità dell'operato della commissione valutatrice per difetto di motivazione nella valutazione delle offerte in relazione al suddetto parametro. La Società si è costituita conferma il proprio legittimo operato con le memorie e richiesta di rigetto del ricorso e dell'incidentale domanda cautelare.

12.14 Contenzioso tributario a seguito di accertamento dell'Agenzia delle Entrate di Como – IDRICO

Gli accertamenti emanati nei vari anni dall'Agenzia delle Entrate di Como in merito al principio, applicato dalla Società, della contestuale deducibilità fiscale dei canoni pagati per la concessione della rete idrica ed i relativi ammortamenti calcolati sui medesimi cespiti conferiti in bene d'uso, sono stati oggetto di ricorso da parte di Acsm Agam. Dopo lungo percorso giudiziario iniziato nel 2008 il 6 dicembre 2017 si è tenuta l'udienza della Corte di Cassazione per i ricorsi relativi agli anni 2003, 2004 e 2006 e 2007. Relativamente agli anni 2003-2004 la Cassazione ha dichiarato il ricorso inammissibile per motivi formali. Relativamente agli anni 2006-2007 la sentenza ha avuto esito positivo per la Società, in particolare delle motivazioni sostenute dalla Società è stato accolta quella in base alla quale non avendo l'Ufficio mai contestato l'iscrizione originaria del diritto immateriale, non può contestare successivamente la singola quota di ammortamento facendo valere (fuori termini) l'inesistenza del presupposto stesso.

In data 19 maggio 2019 sono stati ricevuti €/000 133 di rimborso relativi all'anno 2007 insieme a €/000 15 di interessi.

12.15 Procedura di infrazione comunitaria (Moratoria fiscale)

Il contenzioso si riferisce ai cosiddetti aiuti di stato alle ex municipalizzate e dichiarati illegittimi dalla Commissione Europea (Moratoria Fiscale per il triennio 1997-1999). Dopo lungo percorso giudiziario avviato nel 2008 nell' ottobre 2017 si è tenuta l'udienza in Cassazione, la sentenza ha visto soccombente la Società sul tema aiuti di Stato per contro è risultata vincente sul tema interessi, rinviando alla CTR l'esatta determinazione degli stessi sia intermini di aliquote che periodi di maturazione degli stessi. Ad oggi la CTR non si è ancora espressa.

12.16 IMU Termovalorizzatore

Nel secondo trimestre dell'anno 2015, la capogruppo ha ricevuto un avviso di accertamento catastale dall'Agenzia delle Entrate, relativamente all'impianto di Termovalorizzazione.

Avverso tale avviso la Società ha effettuato richiesta di rettifica in sede di autotutela nei confronti della stessa Agenzia, nonché depositato specifico ricorso in sede di Commissione Tributaria Provinciale, contestando la determinazione della rendita catastale.

La Commissione Tributaria Provinciale ha ridotto in modo significativo l'ammontare della rendita, ma comunque in misura ritenuta dalla Società non corretta ed equa e pertanto la stessa ritiene che sussistano, atteso anche il benchmark di riferimento con impianti simili, fondati i motivi per presentare ricorso in appello in sede di Commissione Tributaria Regionale che è stata depositata nei termini previsti dalla legge.

La CTR ha emesso sentenza sfavorevole alla Società. La Società ha versato alle scadenze gli importi IMU in modo coerente con le stime di rendita effettuate dalla società confrontando i termovalorizzatori di soggetti concorrenti che presentano le medesime tipologie di attività (trattamento rifiuti, produzione energia termica e produzione di energia elettrica), pertanto, ritiene sussista un rischio potenziale di riliquidazione degli importi dovuti a titolo di IMU pur considerando il problema potenzialmente superato dalla presentazione della Legge di Stabilità 2016, la quale, relativamente ai cosiddetti 'imbullonati', introduce una specifica modifica catastale che ha rideterminato in forte riduzione la rendita catastale. A fronte di tale rischio la Società ha prudenzialmente accantonato un fondo rischi per €/000 600.

12.17 IMU Termovalorizzatore (Imbullonati)

In data 13/04/2017 l'Agenzia delle Entrate - Direzione provinciale di Como-Ufficio provinciale - Territorio ha notificato avviso di accertamento con cui rettifica la rendita catastale del Termovalorizzatore in €/000 48 contro l'importo ritenuto corretto dalla Società e risultante pari a €/000 30. La Società ritiene l'avviso di accertamento ricevuto infondato e pertanto ha deciso di non effettuare alcun accantonamento al fondo rischi. E' stato presentata mediazione che non ha avuto alcun riscontro e quindi la Società ha presentato ricorso in CTP a fine ottobre 2017. Il ricorso è stato dalla stessa rigettato con sentenza di settembre 2018. La Società ha depositato pertanto specifico ricorso in Commissione Tributaria Regionale nel novembre 2018 e ad oggi si è in attesa di convocazione per la trattazione in Commissione.

12.18 Rilievi effettuati dall'Agenzia delle Entrate di Monza in seguito a una verifica ai fini delle imposte dirette, Irap e Iva, sull'esercizio 2013 della società ACSM AGAM S.p.A.

Nel 2016 in seguito a una verifica da parte dell'Agenzia delle Entrate Direzione Provinciale di Monza e della Brianza in relazione al periodo di imposta 2013 e ai fini delle imposte dirette, Iva e Irap. L'Agenzia ha successivamente emesso accertamento contestando alla Capogruppo di aver contabilizzato, e quindi dedotto, gli ammortamenti relativamente alla rete gas di Como dell'anno in oggetto sulla base delle aliquote previste dall'AEEGSI, senza tuttavia aver provveduto ad effettuare la variazione in aumento, sia ai fini Ires che Irap, pari al 20% degli stessi come disposto dall'art. 102bis del DPR 917/86. Tale rilievo vale sia ai fini Ires che ai fini Irap per €/000 380. Oltre a tale rilievo, ne sono stati mossi altri due relativi principalmente a sopravvenienze attive tassabili, per un importo complessivo di €/000 135 ai fini Ires ed €/000 78 ai fini irap. La Capogruppo ha avviato procedura di accertamento con adesione e dopo esito negativo ha depositato

ricorso in CTP. Nel 2018 si è pronunciata commissione tributaria provinciale di Milano con sentenza parzialmente favorevole in particolare riguardo il tema applicazione 102 bis dove l'importo accertato è stato ridotto da €/000 380 a /000 11.

Si è provveduto alla chiusura del contenzioso Ires e Irap mediante la presentazione delle domande di definizione agevolata delle controversie tributarie pendenti in data 29 e 30 maggio 2019.

12.19 Avviso di accertamento emesso dall'Agenzia delle Entrate di Monza nei confronti di Brianzacque S.r.l. e in via solidale nei confronti di AARGA in merito alla determinazione delle imposte di registro nell'ambito della cessione del ramo d'Azienda Idrico di Monza avvenuto con effetto 1 gennaio 2015.

La Società AARGA ha ricevuto avviso d'accertamento in via solidale in merito alla determinazione delle imposte di registro nell'ambito della cessione del Ramo idrico di Monza ceduto a Brianzacque S.r.l. con effetto 1 gennaio 2015. La società ritiene tale avviso di accertamento infondato e pertanto ha presentato specifico ricorso. Specifico ricorso è stato depositato anche dalla Società Brianzacque.

La Società ritenendo tale rischio remoto, ha deciso di non effettuare alcun accantonamento a fondo rischi.

Nel 2018 è stata depositata sentenza di I grado con esito negativo. La Società, ritenendo di aver operato correttamente ha presentato ricorso in appello e ad oggi non è stata fissata la data dell'udienza.

12.20 IMU Cabina Idrica via Canturina

L'Agenzia delle Entrate ha notificato Avviso di Accertamento Catastale per la nuova determinazione di classamento e rendita catastale dell'unità immobiliare. La società AARGA spa ha presentato ricorso presso la Commissione Tributaria Provinciale di Como che ha accolto pienamente il ricorso proposto dalla Società. L'Agenzia delle Entrate, soccombente, ha proposto ricorso alla Commissione Tributaria Regionale di Milano che ha emesso sentenza sostanzialmente a nostro favore in data 25.9.2018 confermando la categoria E9 e rettificando la rendita catastale in euro 1.389.

12.21 IMU Palazzina uffici Como

Avviso di accertamento ricevuto in data 22/6/2017 per la rendita catastale di 1.950 euro accertata a 4.150 euro, pur minimo valore la Società ACSM-AGAM ha comunque ritenuto opportuno procedere con istanza di mediazione non andata a buon fine e pertanto la società ha presentato ricorso in sede provinciale che è stato rigettato. Nel contempo la Società ha proceduto con modifiche che hanno comportato il ridimensionamento dell'area di pertinenza mediante frazionamento. La nuova denuncia DOCFA è stata depositata in data 6 dicembre 2018 con una Rendita Catastale pari a euro 2.988,34; l'Agenzia ha tempo sino al 5 dicembre 2019 per un eventuale accertamento.

12.22 IMU Palazzina uffici Monza via Canova

Avviso di accertamento ricevuto in data 20/9/2017 per la rendita catastale di euro 48.022 poi integrata a euro 48.158 accertata a euro 65.006, la Società ACSM-AGAM ha comunque ritenuto opportuno procedere con la richiesta di mediazione che è stata regolarmente depositata nel mese di novembre 2017, i termini è per l'accettazione scadono entro il 15/2/2018, altrimenti si procederà a presentare ricorso. In data 14/2/2018 si è ricevuto avviso di annullamento integrale dell'accertamento.

12.23 Richiesta di rimborso Robin Tax AARGA e Serenissima Gas

E' stato presentato ricorso avverso negazione rimborso ricevuto da AARGA e da Serenissima Gas.

Per AARGA in data 20/11/2017 si è tenuta udienza e successivamente si è ricevuta sentenza con esito sfavorevole alla società. Nel mese di maggio 2018 si è proceduto con la presentazione di ricorso di secondo grado ed è stata fissata udienza per il 15/4/2019, si resta in attesa della sentenza

Per Serenissima Gas in seguito a ricevimento dall'Agenzia delle Entrate del diniego di rimborso per la Robin Tax pagata negli anni passati, in data 16/1/2018 è stato presentato il ricorso presso la CTP di Como. In data 5/11/2018 è stata emessa sentenza favorevole per la società.

La controparte ha presentato appello e si è in attesa della udienza.

12.24 Contenzioso ex Acel Service

A fine giugno 2018 la ex Acel Service, società incorporata lo scorso 1° luglio 2018 in Acsm - Agam S.p.A., ha ricevuto notifica di Processo Verbale di Constatazione emesso a seguito di una verifica generale condotta dalla Guardia di Finanza. La verifica era originariamente riferita al 2015 e poi limitatamente ad una tematica in contestazione si è estesa agli esercizi 2013 e 2014. Al momento sono stati notificati da parte dell'Agenzia delle Entrate avvisi di accertamento limitatamente all'esercizio 2013 e a quello 2014.

Relativamente all'esercizio 2013, in particolare, sono stati notificati dall'Agenzia delle Entrate gli avvisi di accertamento Ires, Irap, e IVA a fronte dei quali sono state presentate istanze di adesione con accertamento, procedimenti che si sono chiusi senza esito.

La società ha deciso pertanto di presentare ricorso e ritiene che i rischi siano solo possibili decidendo pertanto di non stanziare alcun fondo rischi.

E' stata fissata la data per udienza relativa all'avviso di accertamento Ires 2013 per il giorno 18 settembre 2019.

12.25 Richiesta di rimborso Robin Tax Enerxenia

In data 1/4/2016 veniva presentata istanza di rimborso presso Ufficio Grandi Contribuenti da parte di Enerxenia S.p.A. e in data 28/3/2019 e 30/4/2019 venivano notificate varie istanze di rigetto per gli anni 2011-2012-2013 e 2014 da parte della DRE di Milano. Si è quindi proceduto con presentazione dei ricorsi alle varie stanze di rigetto in data 13.6.2019 e si è in attesa di fissazione udienza.

12.26 Rilievi effettuati in processo verbale da parte dell'Agenzia delle Dogane

Nel 2017 la Capogruppo ha ricevuto processo verbale di constatazione da parte dell'Agenzia delle Dogane relativo a violazioni delle dichiarazioni di consumo degli anni 2012, 2013, 2014, 2015 e alla contabilità relativa agli anni 2013, 2014, 2015 e 2016.

L'Agenzia delle Dogane contesta in particolare le mancate comunicazioni mensili ritenendo che tale mancanza di trasmissione abbia comportato l'errata compilazione delle dichiarazioni di consumo con conseguente errata liquidazione dell'imposta.

In data lo scorso mese di giugno 2019 è stato inviato all'Agenzia delle Dogane di Como il ricorso in appello per ottenere la riforma della sentenza della CTP di Como depositata a fine 2018 avente ad oggetto l'avviso di

pagamento, avente ad oggetto l'imposta di consumo di energia elettrica anni 2012-2013-2014-2015 e relativo atto di irrogazione sanzione amministrativa per l'importo di complessive Euro 189.762,47 (imposta) e Euro 56.928,74 (sanzione). La società ha già proceduto con il pagamento dell'imposta e si è costituita in giudizio.

La Società ritiene di aver compilato correttamente le dichiarazioni e quindi di aver liquidato correttamente l'imposta e ritiene esista una passività potenziale relativamente a sanzioni per omesse comunicazioni mensili. A fronte di tale rischio la Società ha deciso di accantonare a fondo rischi €/000 50.

12.27 Passività potenziali inerenti il rischio sul riconoscimento di titoli di efficienza su un progetto del Gruppo

La società Acsm-Agam S.p.A. presume esserci un rischio relativo al numero di titoli di efficienza in relazione ad un progetto del Gruppo che potenzialmente potrebbero non essere riconosciuti dal GSE. La Società pur ritenendo di aver operato correttamente ha tuttavia deciso di effettuare uno specifico accantonamento prudenziale a fondo rischi.

13 INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE

Il Gruppo reputa fondamentale elemento della cultura della propria organizzazione un adeguato ambiente di controllo capace di contribuire al miglioramento dell'efficienza ed efficacia delle operazioni aziendali. Il Gruppo ha quindi predisposto ed adotta procedure ed accorgimenti specifici per la gestione dei fattori di rischio che possono influenzare i risultati. Nell'ambito di tali procedure ed accorgimenti, il Gruppo ha adottato dei Modelli di Organizzazione, Gestione e Controllo ("Modelli Organizzativi") finalizzati a prevenire la commissione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/2001 e D.Lgs. 81/2008. La Società si è inoltre dotata di un Modello Organizzativo 262 (ex legge 262/2005 sulla tutela del risparmio), finalizzato a definire le regole di *governance* sul corretto funzionamento del sistema di controllo contabile adottato che lo stesso Modello presidia.
Il Gruppo si è organizzato creando una specifica funzione *Energy Risk Manager* con la finalità di supportare l'Amministratore Delegato anche nella sua funzione di CRO (*Chief Risk Officer*). La specificità e complessità dei business energetici del Gruppo rendono infatti necessaria una valutazione integrata dei rischi prezzo, volume e durata contrattuale e delle relative strategie di gestione. *L'Energy Risk Policy* del Gruppo definisce le linee guida per l'analisi, il monitoraggio e la gestione di tali rischi al fine di stabilizzare i flussi di cassa e, in ultima analisi, tenere sotto controllo il rischio di disequilibrio economico e finanziario del Gruppo. Tale policy si applica a tutte le società del Gruppo, ferme restando le competenze specifiche ed inderogabili in capo ai Gestori Indipendenti delle società assoggettate ad *Unbundling* Funzionale.
Si segnala, inoltre, che il Gruppo ha recentemente implementato un sistema di *Enterprise Risk Management (ERM)* finalizzato a un duplice obiettivo:

- istituzionalizzare e formalizzare uno strumento di supporto alle decisioni aziendali e di valutazione dei principali rischi ed opportunità del Gruppo;
- contribuire con informazioni rilevanti alla stesura del Piano di Audit 2019 e successivi.

In quest'ottica è stato definito un processo ERM ed un proprio modello dei rischi, mirato a supportare l'Alta Direzione nell'individuazione dei principali rischi aziendali e delle modalità attraverso cui essi sono gestiti, che considera le caratteristiche del Gruppo, la sua vocazione *multi-business* e del settore di appartenenza. Tale modello non rappresenta un riferimento statico ma è soggetto ad un processo periodico di aggiornamento in relazione all'evoluzione dell'azienda e dal contesto di riferimento. Particolare enfasi viene data alle strategie di gestione del portafoglio rischi (es. accettare, ridurre, trasferire) e all'identificazione delle "azioni correttive" pianificate al fine di migliorare ulteriormente il presidio in essere e la capacità di gestione dell'evento di rischio nel caso in cui si verifichi.

Lo sviluppo e la formalizzazione del processo ERM permetterà una progressiva integrazione dei rischi non finanziari, legati, tra gli altri, alle principali tematiche di sostenibilità all'interno della mappatura dei rischi.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività il Gruppo Acsm Agam si trova esposto ad alcuni rischi finanziari quali il rischio di tasso di interesse, il rischio di credito/controparte, il rischio liquidità.
Di seguito in maggior dettaglio vengono elencati i rischi finanziari cui il Gruppo è esposto e le modalità con cui sono gestiti.

Rischi operativi
Alcune delle attività gestite sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti. Il mancato rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa, recepito anche in Italia. Ulteriori informazioni riguardanti i principali rischi non finanziari identificati dal Gruppo sono disponibili nel Bilancio di sostenibilità dell'esercizio 2018.

Rischio di cambio
Il Gruppo Acsm Agam effettua transazioni commerciali prevalentemente nella valuta di conto (Euro) e non è pertanto esposto ad un rischio di cambio.

Rischio di credito
Il Gruppo Acsm Agam opera in un mercato composto principalmente da clientela privata dove il rischio di credito è estremamente frazionato e quindi complessivamente ridotto in considerazione degli importi dei crediti relativamente bassi generati dalla tipologia di attività svolta.
Esistono specifiche procedure e sistemi di controllo che permettono di monitorare la situazione dei crediti in modo integrato fornendo informazioni in tempo utile per ridurre o prevenire eventuali situazioni di difficoltà. Questo spiega anche il fatto che storicamente le perdite su crediti si sono rivelate contenute in confronto al volume d'affari complessivo.

Rischio di tasso di interesse
Il rischio di tasso riguarda le attività finanziarie sia a medio lungo termine che a breve termine per le quali la copertura del rischio tasso si rivela oltremodo complessa. Il Gruppo Acsm Agam ha posto in essere un sistema di gestione centralizzata della tesoreria tramite il *cash pooling* che permette di disporre delle linee di credito adeguate per il finanziamento dell'attività delle controllate con condizioni di spread sui tassi interbancari predeterminati contrattualmente.
Nel 2017 sono stati sottoscritti due contratti derivati, con efficacia fine anno, a totale copertura del rischio oscillazione del tasso di interesse di due finanziamenti a medio lungo termine di 23 e di 10 milioni di Euro sottoscritti dalla Capogruppo con importanti Gruppi bancari.

Rischio liquidità
Da un punto di vista operativo il Gruppo controlla il rischio di liquidità utilizzando la pianificazione annuale, con dettaglio mensile, settimanale e giornaliero, dei flussi degli incassi/pagamenti attesi. Sulla base dei risultati della pianificazione finanziaria si individuano i fabbisogni e, quindi, le risorse necessarie per la relativa copertura. Grazie alla corretta pianificazione delle risorse eseguita in sede di predisposizione del budget economico-finanziario annuale, il Gruppo è in grado di valutare e pianificare per tempo il proprio fabbisogno finanziario da coprire con il proprio autofinanziamento e con il ricorso a linee di credito finanziarie che risultano attualmente pari a circa 66,5 milioni di Euro, a linee di credito commerciali per circa 57 milioni di Euro e a linee promiscue per 33 milioni di Euro. Viene comunque garantito un corretto utilizzo delle risorse finanziarie esterne a medio termine mediante il ricorso a disponibilità cosiddette *"committed"* in grado di garantire la copertura necessaria agli investimenti pianificati in conto capitale. Si evidenzia che le linee

disponibili al 30 giugno 2019, unitamente alle stime di incassi e pagamenti per l'esercizio 2019, rendono sostenibile il presupposto di continuità aziendale.

Rischio fornitura gas naturale ed energia elettrica
I contratti di fornitura sottoscritti assicurano disponibilità di gas per l'anno termico ottobre 2018- settembre 2019; quanto al successivo anno termico sono stati sottoscritti già parte dei relativi contratti e sono in corso di finalizzazione le attività di approvvigionamento dei restanti volumi di materia prima e non si intravedono rischi di fornitura anche in considerazione dello strutturale eccesso di offerta rispetto alla domanda attualmente esistente sul mercato del gas in Italia. Con riferimento all'energia elettrica risultano assicurate le forniture per tutto il corrente anno e in parte anche per il successivo.

Rischio normativo e regolatorio
Il rischio normativo e regolatorio è correlato alla costante evoluzione normativa che disciplina la durata delle concessioni di servizi pubblici e regolatoria per i settori di riferimento. Il Gruppo con l'ausilio di esperti sia interni che esterni, effettua un costante monitoraggio della normativa, anche con il supporto del partner industriale.
Per l'analisi dei restanti rischi si rimanda anche a quanto commentato nelle Note esplicative al Bilancio Consolidato redatte al 31 dicembre 2018.

14 ALTRE INFORMAZIONI

14.1 Numero medio di dipendenti

Si evidenzia di seguito la movimentazione registrata nell'anno relativa al personale dipendente del Gruppo Acsm Agam:

PROSPETTO CONSOLIDATO GRUPPO ACSM AGAM

Categoria	31.12.18	Assunti	Dimessi	Passaggi qualifica	30.06.19	N. medio 30.06.19
Dirigenti	22	1			23	23
Quadri	50	5	1	1	55	51
Impiegati	425	20	16	-1	428	437
Operai	368	17	6		379	376
TOTALE	**865**	43	23		**885**	**631**

14.2 Piani di stock option

Le società del Gruppo Acsm Agam non hanno in essere piani di *stock option* a favore di dipendenti e/o amministratori.

14.3 Compensi alla società di revisione e delle entità appartenenti alla sua rete

Ai sensi dell'art. 149-duodecies "Pubblicità dei corrispettivi" del regolamento Emittenti, introdotto da Consob con delibera n. 15915 del 3 maggio 2008, i corrispettivi per competenza che la società di revisione e le entità della sua rete hanno percepito, distintamente, per incarichi di revisione e per la prestazione di altri servizi, indicati per tipo e categoria, sono riepilogati nella tabella che segue:

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi
			(Euro/000)
Revisione legale	Ernst & Young S.p.A.	Acsm-Agam S.p.A.	50
Servizi di revisione contabile (bilancio interno ai fini di Gruppo)	Ernst & Young S.p.A.	Acsm-Agam S.p.A.	52
Revisione legale	Ernst & Young S.p.A.	Società Controllate	95
		Totale	**197**

14.4 Concessioni e convenzioni

Le concessioni/convenzioni delle quali Acsm-Agam Ambiente S.r.l. è titolare sono le seguenti:

Settore	Comune	Scadenza
Smaltimento rifiuti	Como	2047
Smaltimento rifiuti	Unione Comuni Terre di Frontiera	2021
Smaltimento rifiuti	Caronno Pertusella	2021
Smaltimento rifiuti	Sorico-Montemezzo	2021
Smaltimento rifiuti	Inverigo	2019
Smaltimento rifiuti	C.M. Triangolo Lariano	2019
Smaltimento rifiuti	Cislago	2019
Smaltimento rifiuti	Cerro Maggiore	2021
Smaltimento rifiuti	Porto Ceresio	2018
Smaltimento rifiuti	Arcisate	2018
Smaltimento rifiuti	Bisuschio	2018
Smaltimento rifiuti	Induno Olona	2018
Smaltimento rifiuti	Oltrona San Mamette	2020
Smaltimento rifiuti	Cantù	2020
Raccolta, trasporto e smaltimento rifiuti urbani e assimilati e gestione amministrativa Tari	Varese	2030
Raccolta, trasporto e smaltimento rifiuti urbani e assimilati con opzione gestione Tari	Binago	2022
Raccolta, trasporto e smaltimento rifiuti urbani e assimilati	Solbiate con Cagno	2021
Raccolta, trasporto e smaltimento rifiuti urbani e assimilati	Casciago	in proroga tecnica
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con gestione CDR	Induno Olona	2021
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con gestione CDR	Arcisate	2021
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con gestione CDR	Bisuschio	2021
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con gestione CDR	Porto Ceresio	2021
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con * gestione CDR	Barasso	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con * gestione CDR	Comerio	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con * gestione CDR	Gavirate	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con * gestione CDR	Leggiuno	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con * gestione CDR	Malgesso	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con * gestione CDR	Monvalle	2020

Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati con gestione CDR *	Sangiano	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati	Lozza	2020
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati	Cantello	in proroga tecnica al 30/06/2019
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati	Gorla Maggiore	2021
Raccolta, trasporto, smaltimento rifiuti urbani e assimilati	Olgiate Olona	2026

* Comuni gestiti in esclusiva da Acsm Agam Ambiente ma all'interno di ATI con convenzione per 32 Comuni Convenzione Città di Sesto Calende

Le concessioni/convenzioni delle quali Varese Risorse S.p.A. è titolare sono le seguenti:

Settore	Comune	Scadenza
Teleriscaldamento	Monza	2030
Teleriscaldamento	Varese	2025

Le concessioni di cui Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. è titolare o gestore sono le seguenti:

Settore	Comune	Scadenza	
Distribuzione Gas	Albavilla	2024	
	Carimate	2024	
	Casnate con Bernate	2023	
	Grandate	2010	**
	Brunate	2023	
	Senna Comasco	2023	
	Capiago Intimiano	2024	
	Cucciago	2024	
	Cantù	2010	**
	Cermenate	2022	
	Rovellasca	2023	
	Rovello Porro	2024	
	Montano Lucino	2023	
	Monza	2024	
	Bregnano	2024	
	Cavallasca	2023	
	Erba	2024	
	Mogliano Veneto	2023	
	Comunità Montana Triangolo Lariano	2025	
	Tavernerio	2023	
	Varese	2030	**
	Casciago	2015	**
	Brinzio	2022	**
	Lozza	2016	**
Idrico (titolare Acsm – Agam)	Como	2026	
	Cernobbio	2019	
	Brunate	2028	
Idrico (titolare Acsm Agam Reti Gas Acqua)	Varese	2034	
	Arcisate	2031	
	Azzate	2024	

Barasso	2023
Besnate	2031
Bodio Lomnago	2035
Brezzo di Bedero	2036
Buguggiate	2026
Cantello	2026
Caravate	2029
Carnago	2031
Caronno Varesino	2025
Casciago	2019
Castronno	2026
Cazzago Brabbia	2031
Cittiglio	2029
Comerio	2026
Cunardo	2035
Daverio	2034
Galliate Lombardo	2025
Gazzada Schianno	2027
Germignaga	2031
Inarzo	2028
Induno Olona	2036
Jerago con Orago	2030
Lozza	2026
Luino	2028
Luvinate	2019
Maccagno con Pino e Veddasca	2033
Malnate	2034
Marzio	2033
Monvalle	2029
Morazzone	2035
Sangiano	2035

** scadenza ope legis, in prorogatio sino all'assegnazione della gara d'ambito

Le concessioni per Distribuzione Gas delle quali Serenissima Gas S.p.A. è titolare sono le seguenti:

Settore	Comune	Scadenza
Distribuzione Gas	Barlassina	2012 **
	Basiliano	2012 **
	Bordano	2012 **
	Castions	2012 **
	Flaibano	2012 **
	Lestizza	2012 **
	Mereto	2012 **
	Moimacco	2012 **
	Marcon	2023
	Musile	2012 **
	Noventa	2012 **

San Dona'	2012	**
Trasaghis	2012	**
Venzone	2012	**

** scadenza ope legis, in prorogatio sino all'assegnazione della gara d'ambito

Le concessioni per Distribuzione Gas delle quali Lario Reti Gas S.r.l. Unipersonale è titolare sono le seguenti:

Settore	Comune	Scadenza	
distribuzione Gas	Abbadia Lariana	1985	**
	Ballabio	1987	**
	Barzio	1998	**
	Bellano	1991	**
	Carenno	1984	**
	Casargo	2023	*
	Cassina Valvassina	2028	**
	Cesana Brianza	1987	**
	Civate	1980	**
	Colle Brianza	1989	**
	Corte Nova	1996	**
	Cremeno	1997	**
	Dervio	1989	**
	Dorio	1989	**
	Ello	1989	**
	Erve	1997	**
	Galbiate	1985	**
	Garlate A	1982	**
	Introbio	1991	**
	Lecco	1956	**
	Lierna	1989	**
	Malgrate	1967	**
	Mandello del Lario	1957	**
	Moggio	2020	*
	Olginate	1975	**
	Pasturo	1991	**
	Perledo	1991	**
	Pescate	1986	**
	Premana	2023	*
	Primaluna	1991	**
	Suello	1987	**
	Taceno	2022	*
	Valgreghentino	1982	**
	Valmadrera	1967	**
	Varenna	1989	**
	Merate	2017	gara post Letta

* affidamento con project financing
** scadenza ope legis in prorogatio in attesa gara d'ambito

Le concessioni per Distribuzione Gas delle quali Reti VV S.r.l. è titolare sono le seguenti:

Settore	Comune	Scadenza
distribuzione Gas	Sondrio	2030 **
distribuzione energia elettrica	Sondrio	2030
distribuzione energia elettrica	Tirano-Sernio	2030
distribuzione energia elettrica	Valdisotto	2030

** scadenza ope legis in prorogatio in attesa gara d'ambito

Le concessioni delle quali AEVV Farmacie S.r.l. è titolare è la seguente:

Settore	Comune	Scadenza
gestione farmacie	Sondrio	2030

15 RICAVI E COSTI NON RICORRENTI

Nel corso dell'esercizio 2019 si segnalano i seguenti ricavi e costi non ricorrenti:

€/000	30.06.2019	30.06.2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-272	-132
Altri ricavi e proventi operativi	13	-125
Costi per materie prime, materiali di consumo e merci	112	-
Costi per servizi	249	4.358
Costi per godimento beni di terzi	-	-
Costi del personale	-	-
Oneri diversi di gestione	239	-
Accantonamenti	30	-
Risultato operativo poste non ricorrenti	**(915)**	**(4.615)**
Altri proventi (oneri) da attività e passività finanziarie	625	3.678
Risultato netto poste non ricorrenti	**(290)**	**(937)**

Per maggior informazione, si rimanda alle relative note di commento.

Per il Consiglio di Amministrazione:

Il Presidente
Paolo Busnelli

L'Amministratore Delegato
Paolo Soldani

Monza, 1 agosto 2019

ALLEGATI

Allegato n. 1

GRUPPO ACSM AGAM CONSOLIDATO
DETTAGLI MOVIMENTAZIONI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI - 30/06/2019

Valori arrotondati in migliaia di Euro

	COSTO STORICO AL 01/01/2019	ACQUISTI DIRETTI al 30/06/2019	CAPITALIZZAZIONI / INVESTIMENTI	VARIAZIONI CATEGORIA	APPLICAZIONE IFRS 16	ALTRE VARIAZIONI	VENDITE E DISMISSIONI al 30/06/2019	COSTO STORICO AL 30/06/2019	F.DO AMM.TO AL 01/01/2019	AMM.TO	SVALUTAZIONI	UTILIZZO FONDO	ALTRE VARIAZIONI	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 30/06/2019	VALORE NETTO AL 30/06/2019
TERRENI															
Terreni	4.782	-	-	-		-	-	4.782	424,00	-	-	-	-	424	4.358
	4.782	-	-	-		-	-	**4.782**	**424,00**	-	-	-	-	**424**	**4.358**
	-	-	-	-		-	-								
FABBRICATI	-	-	-	-		-	-		-	-	-	-	-		
Manut. e spese incr.beni terzi	1.422	-	-	-		-	-	1.422	1.377,00	6	-	-	1	1.384	38
Fabbricati	38.483	-	96	1.045	2.463	(43)	-	42.044	22.552,00	1.073	-	-	(6)	23.619	18.425
Costruzioni Leggere	245	-	-	-		-	-	245	118,00	10	-	-	-	128	117
	40.150	-	**96**	**1.045**	**2.463**	**(43)**	-	**43.711**	**24.047,00**	**1.089**	-	-	**(5)**	**25.131**	**18.580**
IMPIANTI E MACCHINARI	-	-	-	-		-	-								
Impianti Inceneritore	33.219	-	-	-		-	-	33.219	26.652,00	938	-	-	-	27.590	5.629
Impianti R.O.T.	23	-	-	-		-	-	23	23,00	-	-	-	-	23	-
Imp. Dep. Acque e fumi	6.699	-	-	-		-	-	6.699	6.524,00	15	-	-	-	6.539	160
Impianto cogenerazione	39.363	-	-	-		-	-	39.363	31.291,00	688	-	-	-	31.979	7.384
Impianti diversi	10.534	-	-	-		-	-	10.534	7.588,00	312	-	-	-	7.900	2.634
Fotovoltaico	4.286	-	-	-		-	-	4.286	1.905,00	119	-	-	-	2.024	2.262
Impianti C.A.R.	2.000	-	-	-		-	-	2.000	292,00	96	-	-	-	388	1.612
Centrali Idroelettriche	46.505	-	-	-		-	-	46.505	28.439,00	557	-	-	-	28.996	17.509
Condotte Forzate Idro	4.738	-	-	-		-	-	4.738	2.131,00	129	-	-	-	2.260	2.478
Impianti Sollevamento	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti potabilizz.	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti potabilizz. in caverna - impiantistica	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti potabilizz. in caverna - op.civili	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rete e allacci	48.299	-	-	-		(65)	-	48.234	20.359,00	789	-	-	(10)	21.138	27.096
Rete gas nuovi ambiti	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stazioni Decompr. Pompaggio	2.974	-	-	-		-	-	2.974	2.059,00	54	-	-	-	2.113	861
Gruppi Riduzione	63	-	-	-		-	-	63	15,00	2	-	-	-	17	46
Contatori	3.885	-	-	-		-	(307)	3.578	2.540,00	64	-	(265)	-	2.339	1.239
Contatori gas nuovi ambiti	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serbatoi acqua	177	-	-	-		-	-	177	42,00	4	-	-	-	46	131
Prese	15.054	-	-	-		-	-	15.054	5.911,00	197	-	-	-	6.108	8.946
Prese gas nuovi ambiti	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	217.819	-	-	-		**(65)**	**(307)**	**217.447**	**135.771,00**	**3.964**	-	**(265)**	**(10)**	**139.460**	**77.987**
ATTREZZATURE INDUSTRIALI E COMM.LI	-	-	-	-		-	-								
Attr. Varia+ App. Misura Laboratorio	7.580	44	263	-		(14)	(19)	7.854	5.718,00	184	-	(27)	-	5.875	1.979
Beni < 500	58	1	-	-		-	-	59	58,00	-	-	-	-	58	1
Attrezzature varie nuovi ambiti	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7.638	**45**	**263**	-		**(14)**	**(19)**	**7.913**	**5.776,00**	**184**	-	**(27)**	-	**5.933**	**1.980**
ALTRI BENI	-	-	-	-		-	-		-						
Mobili Macch. Ufficio	4.409	-	-	-		-	-	4.409	3.621,00	114	-	-	-	3.735	674
Macchine Elettr. Elettroniche	4.739	1	-	-	130	-	-	4.870	4.114,00	116	-	-	-	4.230	640
Telefonini+Telefoni fissi	483	-	-	-		-	-	483	482,00	-	-	-	-	482	1
Autovetture e Motoveicoli	2	-	-	-		38	-	40	2,00	7	-	-	-	9	31
Automezzi da Trasporto	10.633	-	1.062	162	1.432	(38)	(104)	13.147	7.931,00	883	-	(103)	-	8.711	4.436
Beni < 500€	231	-	-	-		-	-	231	231,00	-	-	-	-	231	
	20.497	**1**	**1.062**	**162**	**1.562**	-	**(104)**	**23.180**	**16.381,00**	**1.120**	-	**(103)**	-	**17.398**	**5.782**
BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI	-	-	-	-		-	-								
	-	-	-	-		-	-								
Impianto teleraffrescamento S.Anna	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Beni gratuitamente devolvibili	16.911	-	-	-		-	-	16.911	14.740,00	530	-	-	-	15.270	1.641
	16.911	-	-	-		-	-	**16.911**	**14.740,00**	**530**	-	-	-	**15.270**	**1.641**
	-	-	-	-		-	-								
IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO E ACCONTI	-	-	-	-		-	-								
Lavori gestiti a commessa	8.401	-	6.891	- 1.207		5	-	14.090	-	-	-	-	-	-	14.090
Lavori in corso Inceneritore	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acconti per immobilizzi	328	-	-	-		-	-	328	328,00	-	-	-	-	328	-
	-	-	-	-		-	-		-						
	-	-	-	-		-	-		-						
	8.729	-	**6.891**	- **1.207**		**5**	-	**14.418**	**328,00**	-	-	-	-	**328**	**14.090**
	-	-	-	-											
	316.526	**46**	**8.312**	-	**4.025**	**(117)**	**(430)**	**328.362**	**197.467**	**6.887**	-	**(395)**	**(15)**	**203.945**	**124.419**

GRUPPO ACSM AGAM CONSOLIDATO
DETTAGLI MOVIMENTAZIONI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI - 31/12/2018

Valori arrotondati in migliaia di Euro

	COSTO STORICO AL 01/01/2018	EFFETTO PRIMO CONSOLIDATO AGGREGAZIONE 01/07/2018	ACQUISTI DIRETTI al 31/12/2018	CAPITALIZZAZIONI / INVESTIMENTI	VARIAZIONI CATEGORIA	ALTRE VARIAZIONI	VENDITE E DISMISSIONI al 31/12/2018	COSTO STORICO AL 31/12/2018	F.DO AMM.TO AL 01/01/2018	EFFETTO PRIMO CONSOLIDATO AGGREGAZIONE 01/07/2018	AMM.TO	SVALUTAZIONI	UTILIZZO FONDO	ALTRE VARIAZIONI	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 31/12/2018	VALORE NETTO AL 31/12/2018
TERRENI																
Terreni	3.155	1.627	-	-	-	-	-	4.782	-	424	-	-	-	-	424	4.358
	3.155	**1.627**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4.782**	**-**	**424**	**-**	**-**	**-**	**-**	**424**	**4.358**
FABBRICATI																
Manut. e spese incr.beni terzi	598	824	-	-	-	-	-	1.422	598	771	8	-	-	-	1.377	45
Fabbricati	29.676	7.801	500	54	36	416	-	38.483	17.300	3.551	1.285	-	-	416	22.552	15.931
Costruzioni Leggere	163	19	-	60	3	-	-	245	96	5	17	-	-	-	118	127
	30.437	**8.644**	**500**	**114**	**39**	**416**	**-**	**40.150**	**17.994**	**4.327**	**1.310**	**-**	**-**	**416**	**24.047**	**16.103**
IMPIANTI E MACCHINARI																
Impianti Inceneritore	32.641	-	-	319	259	-	-	33.219	24.695	-	1.957	-	-	-	26.652	6.567
Impianti R.O.T.	23	-	-	-	-	-	-	23	23	-	-	-	-	-	23	-
Imp. Dep. Acque e fumi	6.699	-	-	-	-	-	-	6.699	6.494	-	44	-	-	(14)	6.524	175
Impianto cogenerazione	39.439	-	-	259	81	(416)	-	39.363	30.327	-	1.382	-	-	(417)	31.292	8.071
Impianti diversi	9.178	1.018	-	389	7	-	(58)	10.534	6.572	502	572	-	(58)	-	7.588	2.946
Fotovoltaico	-	4.286	-	-	-	-	-	4.286	-	1.786	119	-	-	-	1.905	2.381
Impianti C.A.R.	-	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-	195	96	-	-	-	291	1.709
Centrali Idroelettriche	-	46.505	-	-	-	-	-	46.505	-	27.891	547	-	-	-	28.438	18.067
Condotte Forzate Idro	-	4.738	-	-	-	-	-	4.738	-	2.004	127	-	-	-	2.131	2.607
Rete e allacci	44.632	489	-	1.141	2.037	-	-	48.299	18.421	489	1.449	-	-	-	20.359	27.940
Stazioni Decompr. Pompaggio	2.974	-	-	-	-	-	-	2.974	1.940	-	120	-	-	-	2.060	914
Gruppi Riduzione	63	-	-	-	-	-	-	63	12	-	3	-	-	-	15	48
Contatori	3.864	-	-	11	10	-	-	3.885	2.398	-	142	-	-	-	2.540	1.345
Contatori gas nuovi ambiti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serbatoi acqua	177	-	-	-	-	-	-	177	35	-	7	-	-	-	42	135
Prese	15.054	-	-	-	-	-	-	15.054	5.517	-	394	-	-	-	5.911	9.143
Prese gas nuovi ambiti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	154.744	**59.036**	**-**	**2.119**	**2.394**	**- 416**	**(58)**	**217.819**	**96.434**	**32.867**	**6.959**	**-**	**(58)**	**(431)**	**135.771**	**82.048**
ATTREZZATURE INDUSTRIALI E COMM.LI																
Attr. Varia+ App. Misura Laboratorio	2.598	4.969	28	80	-	9	(104)	7.580	2.116	3.480	231	-	(103)	(6)	5.718	1.862
Beni < 500	49	10	-	-	-	-	(1)	58	49	10	-	-	(1)	-	58	-
	2.647	**4.979**	**28**	**80**	**-**	**9**	**(105)**	**7.638**	**2.165**	**3.490**	**231**	**-**	**(104)**	**(6)**	**5.776**	**1.862**
ALTRI BENI																
Mobili Macch. Ufficio	1.923	2.413	-	73	-	-	-	4.409	1.586	1.869	166	-	-	-	3.621	788
Macchine Elettr. Elettroniche	3.001	1.610	3	140	10	-	(25)	4.739	2.622	1.370	147	-	(25)	-	4.114	625
Telefonini+Telefoni fissi	475	8	-	-	-	-	-	483	473	8	1	-	-	-	482	1
Autovetture e Motoveicoli	13	-	-	-	-	-	(11)	2	13	-	-	-	(11)	-	2	-
Automezzi da Trasporto	612	9.946	74	247	109	-	(355)	10.633	590	7.193	497	-	(355)	6	7.931	2.702
Beni < 500€	122	110	-	-	-	-	(1)	231	122	110	-	-	(1)	-	231	-
	6.146	**14.087**	**77**	**460**	**119**	**-**	**(392)**	**20.497**	**5.406**	**10.550**	**811**	**-**	**(392)**	**6**	**16.381**	**4.116**
BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI																
Beni gratuitamente devolvibili	16.615	-	-	296	-	-	-	16.911	13.820	-	919	-	-	-	14.739	2.172
	16.615	**-**	**-**	**296**	**-**	**-**	**-**	**16.911**	**13.820**	**-**	**919**	**-**	**-**	**-**	**14.739**	**2.172**
IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO E ACCONTI												-				
Lavori gestiti a commessa	1.205	2.380	-	7.377	(2.552)	(9)	-	8.401		-	-	-	-	-	-	8.401
Acconti per immobilizzi	328	-	-	-	-	-	-	328	328	-	-	-	-	-	328	-
	1.533	**2.380**	**-**	**7.377**	**(2.552)**	**(9)**	**-**	**8.729**	**328**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**328**	**8.401**
	215.277	**90.753**	**605**	**10.446**	**-**	**-**	**(555)**	**316.526**	**136.147**	**51.658**	**10.230**	**-**	**(554)**	**(15)**	**197.467**	**119.060**

Allegato n. 2

Gruppo Acsm Agam consolidato
DETTAGLI MOVIMENTAZIONI ATTIVITA' IMMATERIALI 30-06-2019

Valori arrotondati in migliaia di Euro

	COSTO STORICO AL 01/01/2019	ACQUISIZIONI AL 30/06/2019	CAPITALIZZAZIONI / INVESTIMENTI	VARIAZIONI CATEGORIA	ALTRE VARIAZIONI	VENDITE E DISMISSIONI al 30/06/2019	COSTO STORICO AL 30/06/2019	F.DO AMM.TO AL 01/01/2019	AMM.TO	UTILIZZO FONDO	ALTRE VARIAZIONI	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 30/06/2019	VALORE NETTO AL 30/06/2019
SPESE DI SVILUPPO	548	-	-	-	-	-	548	57	23	-	-	80	468
SOFTWARE	23.418	-	13	-	-	-	23.431	14.764	2.892	-	-	17.656	5.775
PORTAFOGLIO CLIENTI	53.881	-	-	-	-	-	53.881	1.711	-	-	-	1.711	52.170
LICENZE	1.450	-	-	-	-	-	1.450	1.322	25	-	-	1.347	103
BENI IN CONCESSIONE (IFRIC 12)	564.568	-	7.028	1.466	95	(5)	573.152	226.983	8.651	(4)	5	235.635	337.517
LAVORI IN CORSO IMMATERIALI	3.460	-	7.174	(1.466)	(5)	-	9.163	-	-	-	-	-	9.163
TOTALE ATTIVITA' IMMATERIALI	**647.325**	**-**	**14.215**	**-**	**90**	**(5)**	**661.625**	**244.837**	**11.591**	**(4)**	**5**	**256.429**	**405.196**
AVVIAMENTO	82.324	-	-	-	-	-	82.324						82.324
	729.649	**-**	**14.215**	**-**	**90**	**(5)**	**743.949**	**244.837**	**11.591**	**(4)**	**5**	**256.429**	**487.520**

Gruppo Acsm Agam consolidato
DETTAGLI MOVIMENTAZIONI ATTIVITA' IMMATERIALI 31-12-2018

Valori arrotondati in migliaia di Euro

	COSTO STORICO AL 01/01/2018	EFFETTO AGGREGAZIONE 01/07/2018	DISAVANZO FUSIONE DA AGGREGAZIONE 01/07/2018	ACQUISIZIONI AL 31/12/2018	CAPITALIZZAZIONI / INVESTIMENTI	VARIAZIONI CATEGORIA	ALTRE VARIAZIONI	VENDITE E DISMISSIONI al 31/12/2018	COSTO STORICO AL 31/12/2018	F.DO AMM.TO AL 01/01/2018	EFFETTO AGGREGAZIONE 01/07/2018	AMM.TO	UTILIZZO FONDO	ALTRE VARIAZIONI	F.DO AMM.TO E SVALUTAZIONE AL 31/12/2018	VALORE NETTO AL 31/12/2018
SPESE DI SVILUPPO	-	104	-	444	-	-	-	-	548	-	16	41	-	-	57	491
DIRITTI UTILIZZ OPERE INGEGNO/SOFWARE	11.730	6.034		-	5.183	525	(56)	-	23.416	7.842	5.369	1.551	-	-	14.762	8.654
LICENZE	1.055	340	-	-	17	37	-	-	1.449	973	294	54	-	-	1.321	128
PORTAFOGLIO CLIENTI	-	-	53.881	-	-	-	-	-	53.881	-	-	1.711	-	-	1.711	52.170
CONCESSIONI	302.179	152.194	99.015	-	12.321	1.152	(71)	(2.219)	564.571	129.056	86.291	13.504	- 1.865	-	226.986	337.585
LAVORI IN CORSO IMMATERIALI	865	1.532	-	-	2.753	(1.714)	24	-	3.460	-	-	-	-	-	-	3.460
TOTALE ATTIVITA' IMMATERIALI	**315.829**	**160.204**	**152.896**	**444**	**20.274**	**-**	**(103)**	**- 2.219**	**647.325**	**137.871**	**91.970**	**16.861**	**- 1.865**	**-**	**244.837**	**402.488**
AVVIAMENTO	13.163	189	73.145	-	-	-	(3)	-	86.494	4.170	-	-	-	-	4.170	82.324
	328.992	**160.393**	**226.041**	**444**	**20.274**	**-**	**(106)**	**- 2.219**	**733.819**	**142.041**	**91.970**	**16.861**	**- 1.865**	**-**	**249.007**	**484.812**

ALLEGATO N. 3

PROSPETTO PARTECIPAZIONI Gruppo Acsm Agam

Partecipazioni in società controllate incluse nell'area di Consolidamento

DENOMINAZIONE	Anno P.N.	Patrimonio Netto €uro/000	Utile del periodo €uro/000	Valore in Bilancio separato al 31.12.2018 €uro/000	Note	Movimentazioni 2019 €uro/000	Valore in Bilancio separato al 30.06.19 €uro/000	% consolidata
ComoCalor S.p.A. Sede Legale: Via Stazzi, 2 - Como Capitale Sociale €uro 3.516.332 suddiviso in 340.400 azioni dal val. nominale di €uro 10,33	2018	4.765	691	2.386		0	2.386	51%
Enerxenia S.p.A. Sede Legale: Via Stazzi 2 - Como Capitale Sociale sottoscritto €uro 5.829.091,00, suddiviso in azioni dal valore nominale di 1 €uro.	2018	39.093	8.891	35.780		6.086	41.866	99,27%
Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. Sede Legale: Via A. Canova, 3 - Monza Capitale Sociale €uro 45.418.031	2018	98.324	10.488	79.736		0	79.736	100%
Serenissima Gas S.p.A. Sede Legale: Via Stazzi 2 - Como Capitale Sociale sottoscritto €uro 7.969.527, suddiviso in azioni dal valore nominale di 1,04 €uro.	2018	10.841	2.080	29.247		0	29.247	79,38%
Lario Reti Gas S.r.l. Sede Legale: Via Fiandra 13 - Lecco Capitale Sociale sottoscritto €uro 5.500.000	2018	55.956	556	55.956		0	55.956	100,00%
Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. Sede Legale: Via Ragazzi del '99, 19 - Sondrio Capitale Sociale sottoscritto €uro 2.000.000	2018	20.863	1.139	20.875		0	20.875	100,00%
Acel Energie S.r.l. Sede Legale: Via Amendola 4 - Lecco Capitale Sociale €uro 6.000.000	2018	61.821	-959	61.800		0	61.800	100,00%
Acsm Agam Ambiente S.r.l. Sede Legale: Via A. Canova, 3 - Monza Capitale Sociale €uro 4.500.000	2018	45.321	135	45.249		0	45.249	100,00%
Varese Risorse S.p.A. Sede legale: Via A. Canova 3 - 20900 Monza (MB) Capitale Sociale €uro 4.500.000	2018	32.389	599	34.275		0	34.275	100,00%
AEVV Impianti S.r.l. Sede legale: Via A. Canova 3 - 20900 Monza (MB) Capitale Sociale €uro 6.000.000	2018	8.985	-369	9.853		0	9.853	100,00%
AEVV Farmacie S.r.l. Sede legale: Via Ragazzi del 99 - 23100 Sondrio (SO) Capitale Sociale €uro 100.000	2018	514	440	4.495		0	4.495	100,00%
Totale				**379.652**		**6.086**	**385.738**	

NOTE

Si precisa che tutte le azioni/quote sono possedute con titolo di proprietà e che la percentuale di partecipazione indicata è espressa in relazione al capitale votante.

Partecipazioni in società collegate e joint venture

DENOMINAZIONE	Anno P.N.	Patrimonio Netto €uro/000	Utile del periodo €uro/000	Valore in Bilancio consolidato al 31.12.2018 €uro/000	Note	Movimentazioni 2019 €uro/000	Valore in Bilancio consolidato al 30.06.19 €uro/000	% partecipazione
Como Energia S.c.a.r.l. in liquidazione Sede Legale: Via Stazzi 2 - Como Capitale Sociale €uro 20.000,00	2018	20		11			11	70,00%
SO.E.RA. ENERGY CALOR Consorzio Sede Legale: Via Stazzi 2 - Como Capitale Sociale €uro 20.000,00	2018	20		10			10	50,00%
Totale partecipazioni collegate e JV				**21**		**0**	**21**	

NOTE

Si precisa che tutte le azioni/quote sono possedute con titolo di proprietà e che la percentuale di partecipazione indicata è espressa in relazione al capitale votante.

Altre partecipazioni e altre attività detenute per la vendita

DENOMINAZIONE	Anno P.N.	Patrimonio Netto €uro/000	Utile del periodo €uro/000	Valore in Bilancio consolidato al 31.12.2018 €uro/000	Note	Movimentazioni 2019 €uro/000	Valore in Bilancio consolidato al 30.06.19 €uro/000	% partecipazione
Comodepur S.p.A. Sede Legale V.le Innocenzo XI n° 50 - Como Capitale Sociale Euro 2.306.994 suddiviso in n° 384.499 azioni del valore unitario di €uro 6	2018	4.308		425		-20	405	9,81%
Prealpi Servizi S.r.l.	2018 (a)	5.451					-	12,47%
T.C.V.V.V S.p.A. (Teleriscaldamento cogeneraizone Valtellina, Valchiavenna e Valcamonica)	2018			21			21	0,25%
Società Cooperativa Polo Innovazione della Valtellina	2018			2			2	0,25%
Energy - Trade S.p.A.	2018	2.000		636		-141	495	21,29%
Totale altre partecipazioni				**1.084**		**(161)**	**923**	

NOTE

(a) valori riferiti al capitale sociale

Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98

1. I sottoscritti Paolo Soldani, Amministratore Delegato di Acsm-Agam S.p.A., e Marco Gandini, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Acsm-Agam S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019, nel corso del primo semestre.

Si attesta, inoltre, che

2.1 il bilancio consolidato semestrale abbreviato redatto al 30 giugno 2019:
a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Monza, 1 agosto 2019

Paolo Soldani
Amministratore Delegato

Marco Gandini
Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Acsm-Agam Spa
Sede legale: Via A. Canova, 3 - 20900 Monza (MB). Tel. +39 039.23851 - Fax +39 039.380356
Sede amministrativa: Via P. Stazzi, 2 - 22100 Como (CO). Tel. +39 031.529111 - Fax +39 031.523267
www.acsm-agam.it - protocollo@pec.acsm-agam.it - Cap Soc. € 197.343.805,00 i.v.
P. IVA 01978800132 - C.F. e Registro Imprese di Milano Monza Brianza Lodi 95012280137 - R.E.A. 1860144

EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Building a better working world

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Acsm Agam S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, dal prospetto del conto economico consolidato, dal prospetto del conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note esplicative della Acsm Agam S.p.A. e controllate (Gruppo Acsm Agam) al 30 giugno 2019. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Acsm Agam al 30 giugno 2019 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

Altri aspetti

Il bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 e il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo chiuso al 30 giugno 2018 sono stati rispettivamente sottoposti a revisione contabile e a revisione contabile limitata da parte di un altro revisore che, il 15 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica sul bilancio consolidato, e il 7 settembre 2018, ha espresso delle conclusioni senza modifica sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Milano, 5 agosto 2019

EY S.p.A.

Paolo Zocchi
(Socio)