



Relazione finanziaria semestrale
30 giugno 2017

Indice

3	Organi sociali
	Dati di sintesi del Gruppo A2A
6	<i>Business Units</i>
7	Aree geografiche di attività
8	Struttura del Gruppo
9	Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2017
12	Azionariato
13	A2A S.p.A. in Borsa
15	Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)
	Risultati consolidati e andamento della gestione
22	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
33	Eventi di rilievo del periodo
40	Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017
44	Evoluzione prevedibile della gestione
	Prospetti contabili consolidati
46	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
48	Conto economico consolidato
49	Conto economico complessivo consolidato
50	Rendiconto finanziario consolidato
52	Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato
54	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010
56	Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010
	Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale
58	Informazioni di carattere generale
59	La Relazione finanziaria semestrale
60	Schemi di bilancio
61	Criteri di redazione
62	Variazioni di principi contabili internazionali
65	Area di consolidamento
66	Criteri e procedure di consolidamento
75	Stagionalità dell'attività
76	Sintesi dei risultati per settore di attività
78	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
105	Indebitamento finanziario netto
107	Note illustrative alle voci di Conto economico
119	Risultato per azione
120	Nota sui rapporti con le parti correlate
125	Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
127	Garanzie ed impegni con terzi
128	Altre informazioni

Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

180	1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali
182	2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali
184	3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato
188	4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
190	5. Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A

194	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>
209	<i>Business Unit</i> Commerciale
218	<i>Business Unit</i> Ambiente
230	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
252	<i>Business Unit</i> Estero

Scenario e mercato

256	Quadro macroeconomico
260	Andamento del mercato energetico

Risultati per settore di attività

264	Risultati per settore di attività
266	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>
270	<i>Business Unit</i> Commerciale
273	<i>Business Unit</i> Ambiente
276	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
280	<i>Business Unit</i> Estero
283	A2A Smart City
284	<i>Corporate</i>

Rischi e incertezze

286	Rischi e incertezze
-----	---------------------

Gestione responsabile della sostenibilità

306	Gestione responsabile della sostenibilità
-----	---

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art 154-*bis* comma 5 del D.Lgs. 58/98

310	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art 154- <i>bis</i> comma 5 del D.Lgs. 58/98
-----	--

Relazione della Società di Revisione

311	
-----	--

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Giovanni Valotti
VICE PRESIDENTE
Alessandra Perrazzelli
AMMINISTRATORE DELEGATO
Luca Camerano
CONSIGLIERI
Giambattista Brivio
Giovanni Comboni
Enrico Corali
Luigi De Paoli
Alessandro Fracassi
Maria Chiara Franceschetti
Guadiana Giusti
Secondina Giulia Ravera
Norberto Rosini

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Giacinto Gaetano Sarubbi
SINDACI EFFETTIVI
Maurizio Leonardo Lombardi
Chiara Segala
SINDACI SUPPLEMENTI
Sonia Ferrero
Stefano Morri

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.

Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

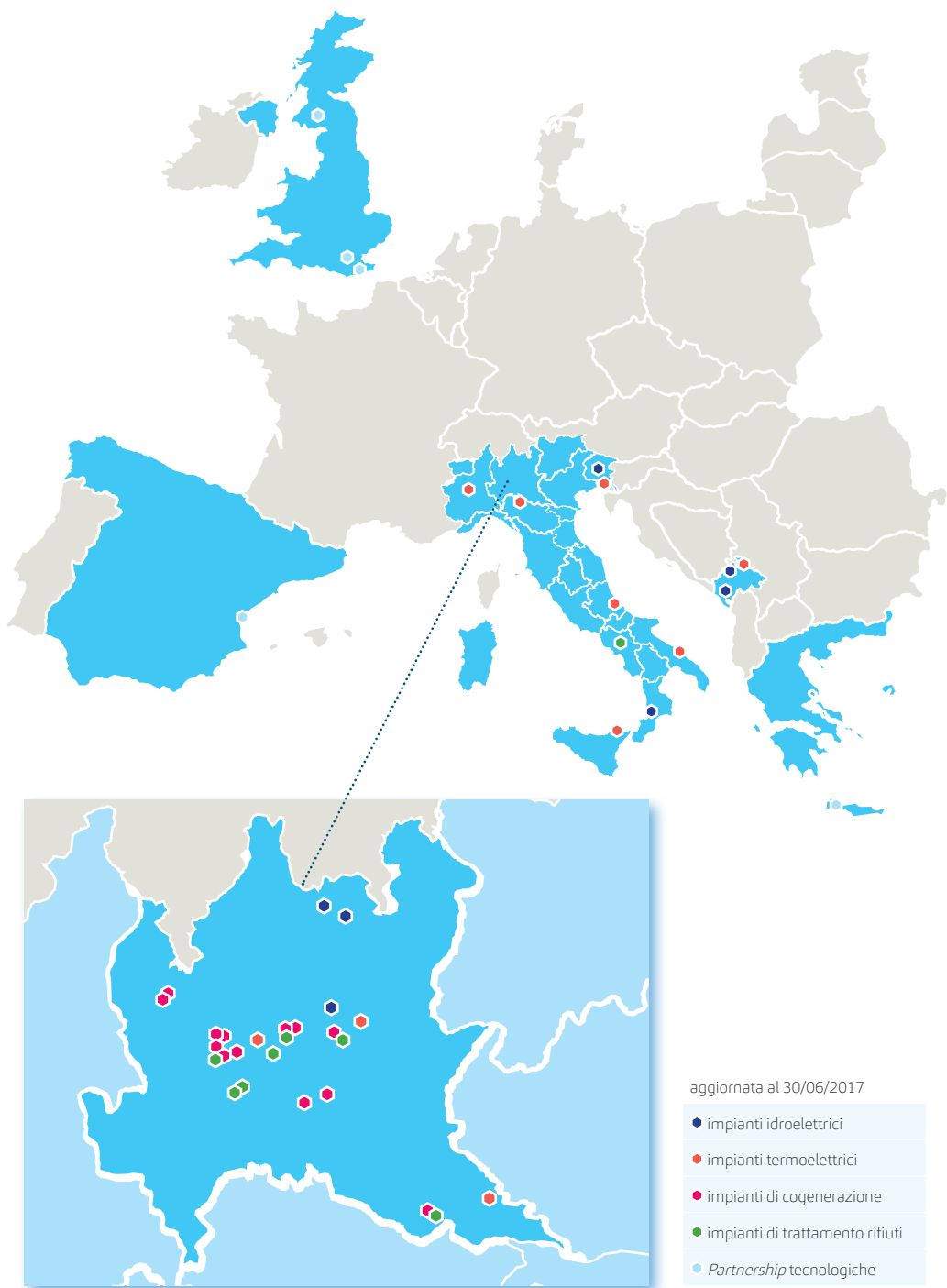
Il Gruppo A2A opera principalmente nei settori della produzione, vendita e distribuzione di gas e di energia elettrica, del teleriscaldamento, dell'ambiente e del ciclo idrico integrato. Tali settori sono a loro volta riconducibili alle “Business Units” precisate nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal *management*:

Business Units del Gruppo A2A

Generazione e Trading	Commerciale	Ambiente	Reti e Calore	Estero	A2A Smart City	Corporate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	Vendita Energia Elettrica e Gas	Raccolta e spazzamento	Reti elettriche	Generazione e commerciale energia elettrica	Servizi di Telecomunicazione	Servizi corporate
Energy Management		Trattamento	Reti gas	Reti elettriche		
		Smaltimento e recupero energetico	Ciclo idrico integrato			
			Illuminazione pubblica e altri servizi			
			Servizi di Teleriscaldamento			
			Servizi di gestione calore			

La suddivisione in *Business Units* riflette la struttura della reportistica che periodicamente viene analizzata dal *management* e dal Consiglio di Amministrazione al fine di gestire e pianificare il *business* del Gruppo.

Aree geografiche di attività



Struttura del Gruppo

A2A S.p.A.

100,00%	70,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	41,75%	100,00%	51,00%
A2A gencogas	A2A Alfa	A2A Energia	A2A Ambiente	A2A Ciclo Idrico	Unareti	EPCG	A2A Smart City	Linea Group Holding
100,00%	50,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			96,17%
A2A Energiefuture	PremiumGas	Linea Più ⁽¹⁾	Amsa	A2A Calore & Servizi	Unareti Servizi Metrici			Linea Com
100,00%		33,33%	100,00%	75,00%	100,00%			23,94%
Linea Energia ⁽¹⁾		LumEnergia	Aprica	Consul System	A2A Illuminazione Pubblica			ACSM-AGAM
50,00%		50,00%	100,00%	90,00%	91,60%			
Ergosud		Metamer	Linea Ambiente ⁽¹⁾	Aspem	Retragas			
39,49%			100,00%	60,00%	89,00%			
Rudnik Uglja ad Pljevlja			Linea Gestioni ⁽¹⁾	Proaris	Camuna Energia			
			100,00%	100,00%	74,80%			
			MF Waste ⁽¹⁾	Linea Reti e Impianti ⁽¹⁾	ASVT			
			80,00%	90,85%				
			Lomellina Energia	LD Reti ⁽¹⁾				

Business Units

- Generazione e Trading
- Commerciale
- Ambiente
- Reti e Calore
- Estero
- A2A Smart City
- Altre Società

(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A..
Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A.
Si rinvia agli allegati 3, 4 e 5 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2017 (**)

Ricavi _____	2.918	milioni di euro
Margine operativo lordo _____	649	milioni di euro
Risultato del periodo _____	157	milioni di euro
Dividendo _____	0,0492	euro per azione

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016
Ricavi	2.918	2.323
Costi operativi	(1.922)	(1.398)
Costi per il personale	(347)	(311)
Margine operativo lordo	649	614
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(280)	(234)
Risultato operativo netto	369	380
Risultato da transazioni non ricorrenti	1	52
Gestione finanziaria	(92)	(59)
Risultato al lordo delle imposte	278	373
Oneri per imposte sui redditi	(119)	(106)
Risultato netto da attività operative cessate	1	-
Risultato di pertinenza di terzi	(3)	(13)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	157	254
Margine operativo lordo/Ricavi	22,2%	26,4%

(**) I dati valgono quali indicatori di *performance* come richiesto dal CESRN/05/178/B.

Dati patrimoniali

Milioni di euro

	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>
Capitale investito netto	6.358	6.415
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.311	3.279
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.047)	(3.136)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,92	0,96
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA	4,69	2,55

Dati finanziari

Milioni di euro

	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016
Flussi finanziari netti da attività operativa	412	370
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(171)	(163)
<i>Free cash flow</i> (dato Rendiconto finanziario)	241	207

Indicatori significativi

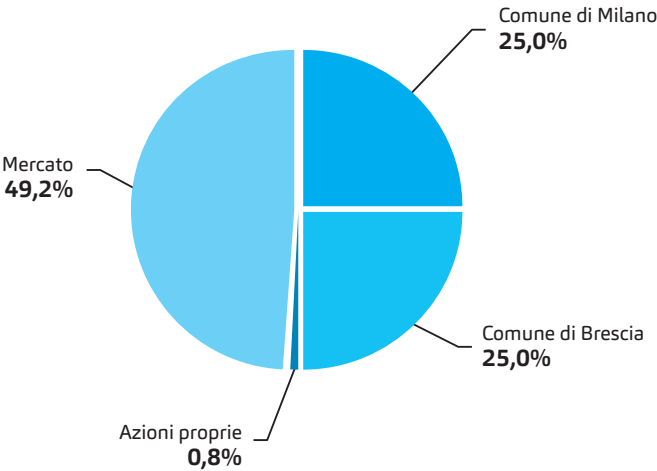
	30 06 2017	30 06 2016
Media Euribor a sei mesi	(0,247%)	(0,126%)
Prezzo medio del <i>Brent</i> (USD/bbl)	52,8	41,0
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	51,2	37,0
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	57,4	40,9
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	72,9	42,0
Prezzo medio del gas al PSV (*) (Euro/MWh)	19,3	14,6
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	5,0	5,7

(*) Prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano
(**) EU *Emissions Trading System*

Principali indicatori operativi del Gruppo

	30 06 2017	30 06 2016
Produzione termoelettrica (GWh)	4.775	3.722
Produzione idroelettrica (GWh)	1.640	2.262
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	3.387	3.122
EE venduta in Borsa (GWh)	5.914	6.532
EE venduta a clienti retail (GWh)	3.927	3.989
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.050	961
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	905	664
PDR Gas (#/1000)	1.295	1.084
Rifiuti raccolti (Kton)	800	678
Abitanti della raccolta serviti (#/1000)	3.562	2.859
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.763	1.224
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	923	825
EE distribuita (GWh)	5.773	5.466
Gas distribuito (Mmc)	1.410	1.039
Acqua distribuita (Mmc)	33	31
RAB Energia Elettrica (M€)	645	608
RAB Gas (M€)	1.160	971
Vendita calore (GWht)	1.552	1.332
Produzione cogenerazione (GWh)	162	109
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	496	412
Produzione idroelettrica (GWh)- EPCG	488	1.082
EE venduta da EPCG (mercato interno) (GWh)	1.240	1.160

Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le Quote superiori al 3% (aggiornamento al 30 giugno 2017).

Dati societari di A2A S.p.A.	30 06 2017	31 12 2016
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	23.721.421	23.721.421

A2A S.p.A. in Borsa

A2A S.p.A. in numeri (Borsa Italiana)

Capitalizzazione al 30 giugno 2017 (milioni di euro)	4.555	
Capitale sociale al 30 giugno 2017 (azioni)	3.132.905.277	
	Primo semestre 2017	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.297	4.032
Volumi medi (azioni)	10.652.486	9.708.605
Prezzo medio (euro per azione)	1,37	1,29
Prezzo massimo (euro per azione)	1,54	1,54
Prezzo minimo (euro per azione)	1,23	1,08

Fonte: Bloomberg

Il titolo A2A è scambiato anche sulle seguenti piattaforme: Chi-X, BATS, Turquoise, Equiduct, Sigma-X, Aquis, BOAT OTC, LSE Europe OTC, BATS Chi-X OTC .

Il 24 maggio 2017 A2A S.p.A. ha distribuito un dividendo pari a 0,0492 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
MSCI Europe Small Cap
WisdomTree Utilities
S&P Developed Ex-US

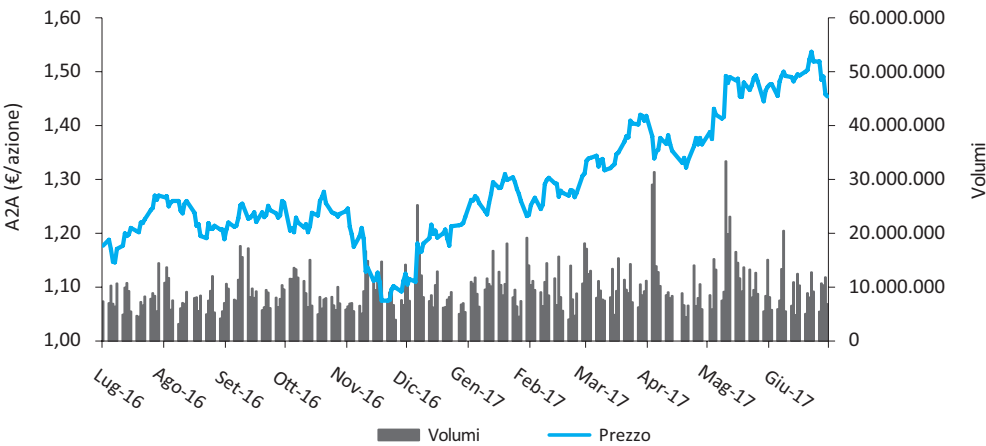
Indici etici

Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
Euronext Vigeo Europe 120
Solactive Climate Change Index
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

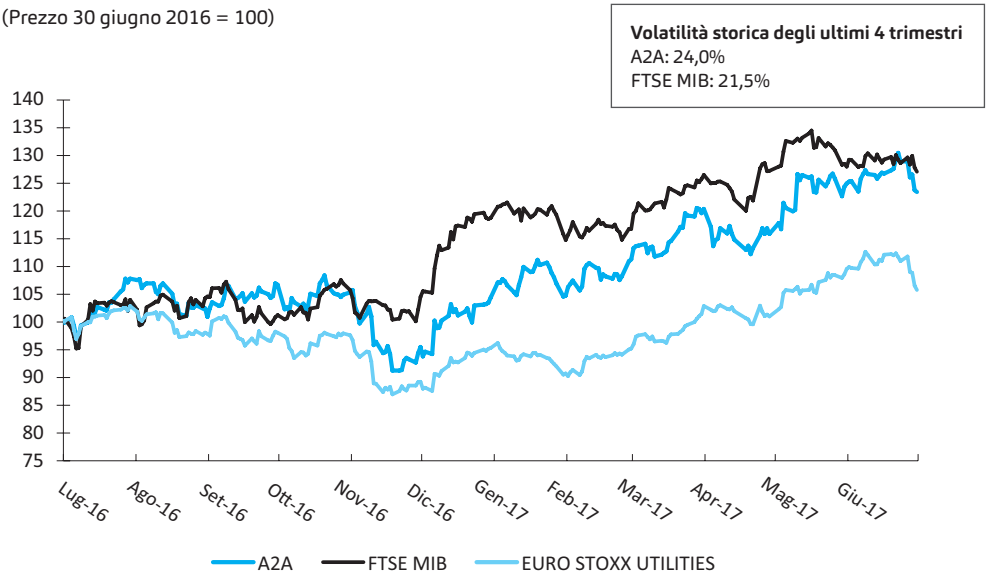
A2A è inoltre inclusa nell'*Ethibel Excellence Investment Register* e nell'*Ethibel Pioneer Investment Register*.

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 giugno 2016 = 100)



Fonte: Bloomberg

Rating

Standard & Poor's	Rating medio/lungo termine	Attuale BBB
	Rating breve termine	A-2
	Outlook	Stabile
Moody's	Rating medio/lungo termine	Baa3
	Outlook	Stabile

Fonti: agenzie di rating

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

Nella presente Relazione finanziaria semestrale sono stati utilizzati alcuni indicatori alternativi di *performance* (AIP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Questi indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo A2A al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei *business* in cui opera nonché sulla situazione finanziaria, utili per migliorare la capacità complessiva di valutare la *performance* finanziaria e patrimoniale.

Tali indicatori sono esposti nella sezione "Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A". Per il Conto economico i valori comparativi fanno riferimento ai valori al 30 giugno 2016 mentre per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2016 *Restated*.

Con riferimento agli indicatori alternativi, in data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di indicatori alternativi di *performance* nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 3 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Queste Linee Guida – che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di *performance* (CESR/05 – 178b) – hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

In conformità con le Linee Guida, le descrizioni, i contenuti e le basi di calcolo utilizzate per la costruzione degli indicatori alternativi di *performance* adottati dal Gruppo sono di seguito descritte.

Margine operative lordo

Il **Margine operativo lordo** è un indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come la somma del “Risultato operativo netto” più gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell’ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta un utile strumento per la valutazione della *performance* operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola *Business Unit*), anche mediante la comparazione tra i risultati operativi del periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Risultato da transazioni non ricorrenti

Il **Risultato da transazioni non ricorrenti** è un indicatore alternativo di *performance* finalizzato ad evidenziare le plus/minusvalenze derivanti dalla valutazione al *fair value* (al netto dei relativi oneri di vendita) o dalla cessione delle Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come destinate alla vendita in conformità con l’IFRS 5, i risultati derivanti dalla cessione di partecipazioni in società controllate non consolidate e collegate e altri oneri/proventi non operativi.

Nel fascicolo della Relazione sulla gestione tale indicatore è posizionato tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene “inquinato” da operazioni aventi natura non ricorrente, consentendo una migliore misurazione dell’andamento della normale gestione operativa del Gruppo.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale misura per la valutazione delle *performance* di Gruppo associate alle attività e passività non correnti (o gruppi in dismissione) destinate alla vendita, nell’ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori).

Capitale immobilizzato netto

Il **Capitale immobilizzato netto** è determinato come somma algebrica di:

- immobilizzazioni materiali;
- immobilizzazioni immateriali;

- partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto e altre attività finanziarie non correnti;
- altre attività e passività non correnti;
- attività per imposte anticipate e passività per imposte differite;
- fondi rischi, oneri e passività per discariche;
- benefici a dipendenti.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta una utile misurazione delle attività immobilizzate nette del Gruppo nel suo complesso, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Capitale di funzionamento

17

Il **Capitale di funzionamento** è determinato come somma algebrica di:

- rimanenze;
- crediti commerciali e altre attività correnti;
- debiti commerciali e altre passività correnti;
- attività per imposte correnti/debiti per imposte.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori); rappresenta una utile misurazione della capacità di generare flussi di cassa dalla gestione operativa entro un arco di dodici mesi, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Capitale investito/Capitale investito netto

Il **Capitale investito/Capitale investito netto** è calcolato come la somma del Capitale immobilizzato netto, del Capitale di funzionamento e delle Attività/Passività destinate alla vendita.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori); rappresenta una utile misurazione ai fini della valutazione delle attività nette complessive, sia correnti che immobilizzate.

Fonti di copertura

Le **Fonti di copertura** sono calcolate sommando il "Patrimonio netto" e la "Posizione finanziaria netta".

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta le diverse fonti attraverso cui il Gruppo A2A si finanzia ed il grado di autonomia che il Gruppo A2A possiede nel confronto con le fonti di finanziamento esterne. Tale indicatore consente inoltre di misurare la solidità finanziaria del Gruppo A2A.

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

La **Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto** è un indicatore della struttura finanziaria, calcolato come somma della posizione finanziaria netta oltre l'esercizio successivo e la posizione finanziaria netta entro l'esercizio successivo. Nello specifico, la posizione finanziaria netta totale oltre l'esercizio successivo si ottiene dalla somma algebrica di:

- Totale Indebitamento a medio e lungo termine: la posta include la quota non corrente delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del *Leasing* finanziario e le Altre passività non correnti;
- Totale Crediti finanziari a medio e lungo termine: la voce include le Attività finanziarie non correnti (comprese quelle con parti correlate) e le Altre attività non correnti.

La posizione finanziaria netta entro l'esercizio successivo si ricava dalla somma algebrica di:

- Totale Indebitamento a breve termine: la voce comprende la quota con scadenza entro dodici mesi delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del *Leasing* finanziario, le Passività finanziarie correnti verso parti correlate e le Altre passività correnti;
- Totale Crediti finanziari a breve termine: questa posta comprende le Altre attività finanziarie correnti (comprese quelle verso parti correlate) e le Altre attività correnti;
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) ed è utile ai fini della misurazione dell'indebitamento finanziario del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

La posizione finanziaria netta del Gruppo A2A è calcolata ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 ed in conformità con la Raccomandazione ESMA/2013/319.

Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

Gli **Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** sono desumibili dalle informazioni riportate nelle Note illustrative della Situazione patrimoniale-finanziaria.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e costituisce una utile misurazione delle risorse impiegate nel mantenimento e nello sviluppo degli investimenti del Gruppo A2A (nel suo complesso e al livello di singola *Business Unit*), anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Questo consente al Gruppo A2A di condurre analisi sugli andamenti degli investimenti e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Gli investitori non dovrebbero fare eccessivo affidamento su questi AIP e non dovrebbero considerare tutti gli AIP come: (i) un'alternativa all'utile operativo o all'utile netto così come calcolati in conformità agli IFRS; (ii) una valutazione della capacità del Gruppo di rispondere alle esigenze di cassa alternativa a quella desumibile dal *cash flow* da attività operativa, di investimento o da attività di finanziamento (così come determinati in accordo con gli IFRS); oppure (iii) un'alternativa a qualsiasi altro indicatore di *performance* previsto dagli IFRS.

Questi indicatori alternativi di *performance* derivano dalla informativa finanziaria storica del Gruppo A2A e non hanno lo scopo di fornire indicazioni relative a future *performance* finanziarie, posizioni finanziarie o *cash flow* del Gruppo stesso. Inoltre questi AIP sono stati calcolati in maniera omogenea in tutti i periodi.

Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 30 giugno 2017, confrontati con il corrispondente periodo del precedente esercizio.

Si segnala che i dati riportati includono il contributo derivante dal consolidamento del Gruppo LGH a partire dal 1° agosto 2016. I due periodi di confronto non sono pertanto omogenei.

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni
Ricavi	2.918	2.323	595
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	2.810	2.180	630
- Altri ricavi operativi	108	143	(35)
Costi operativi	(1.922)	(1.398)	(524)
Costi per il personale	(347)	(311)	(36)
Margine operativo lordo	649	614	35
Ammortamenti e svalutazioni	(269)	(198)	(71)
Accantonamenti	(11)	(36)	25
Risultato operativo netto	369	380	(11)
Risultato da transazioni non ricorrenti	1	52	(51)
Oneri netti di gestione finanziaria	(96)	(63)	(33)
Quota di risultato di società consolidate ad equity	4	4	-
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	278	373	(95)
Oneri per imposte sui redditi	(119)	(106)	(13)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	159	267	(108)
Risultato netto da attività operative cessate	1	-	1
Risultato di pertinenza di terzi	(3)	(13)	10
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	157	254	(97)

Nel primo semestre del 2017, i “**Ricavi**” del Gruppo A2A, sono risultati pari a 2.918 milioni di euro, in aumento di 595 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi dell’anno precedente

(+25,6%). Al netto del contributo di LGH (pari a circa 265 milioni di euro), l'incremento dei ricavi è prevalentemente riconducibile all'aumento dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas sui mercati all'ingrosso.

Alla crescita dei ricavi del Gruppo ha contribuito inoltre, l'aumento dei prezzi *spot* sui mercati IPEX registrato nel primo semestre rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Il **"Margine Operativo Lordo"** si attesta a 649 milioni di euro, in crescita di 35 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2016 (+6%).

La tabella che segue ne evidenzia la composizione per *Business Unit*:

Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	186	170	16	9,4%
Commerciale	77	73	4	5,5%
Ambiente	137	119	18	15,1%
Reti e Calore	245	227	18	7,9%
Estero	12	35	(23)	(65,7%)
A2A Smart City	3	3	-	-
Corporate	(11)	(13)	2	(15,4%)
Totale	649	614	35	5,7%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 186 milioni di euro, in incremento di 16 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente.

Al netto di partite non ricorrenti - in riduzione di circa 13 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016 - il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in aumento di circa 29 milioni di euro. L'aumento della domanda sul mercato domestico, favorita nei primi mesi dell'anno dalla contrazione delle quantità importate dalla Francia (sia per il fermo di alcuni impianti nucleari che per il notevole abbassamento delle temperature nella prima metà di gennaio) e nel mese di giugno 2017 dall'eccezionale ondata di caldo, ha determinato una notevole crescita dei prezzi dell'elettricità, sia sull'MGP che sul mercato del dispacciamento. Tale scenario ha favorito tutti gli impianti del Gruppo, in particolare quelli a gas - CCGT - che hanno registrato una marginalità in forte crescita, penalizzando però il mercato a termine relativamente alle vendite *forward*. Inoltre, ha contribuito all'ottima *performance* della *Business Unit* Generazione e *Trading* la crescita del margine del portafoglio gas grazie all'efficacia delle politiche di approvvigionamento. Hanno invece contribuito negativamente la minore produzione idroelettrica per la scarsa idraulicità che ha caratterizzato il primo semestre 2017, i minori ricavi da *feed-in tariff* soprattutto riconducibili agli impianti della Valtellina, nonché il differente assetto del regime di essenzialità riconosciuto all'impianto di San Filippo del Mela.

Nella *Business Unit* Commerciale il Margine Operativo Lordo si è attestato a 77 milioni di euro, in crescita di 4 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016, sia grazie all'apporto

derivante dal margine del comparto gas per i maggiori volumi venduti, sia grazie al contributo del consolidamento del Gruppo LGH. Tale incremento è stato parzialmente riassorbito dalla minore marginalità registrata nel comparto elettrico relativamente alle vendite ai grandi clienti, riconducibile prevalentemente al maggior costo per sbilanciamenti.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 137 milioni di euro, in crescita di 18 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Alla crescita della marginalità del periodo in esame ha contribuito il comparto di smaltimento e trattamento rifiuti, in particolare:

- i risultati del Gruppo LGH e delle nuove società acquisite RI.ECO-RESMAL;
- la buona *performance* dell'attività di smaltimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, riconducibile principalmente alla positiva dinamica dei prezzi;
- i maggiori conferimenti presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona. L'attività, sospesa nel corso del 2016, per analisi ambientali sulla falda acquifera, è ripresa a seguito della decisione da parte dell'Arpa di escludere la discarica dal perimetro dell'area di bonifica.

Sostanzialmente in linea, invece, il comparto della raccolta grazie soprattutto al contributo del Gruppo LGH che nel periodo in esame ha registrato in questo segmento un Margine Operativo Lordo pari a 3 milioni di euro.

La *Business Unit* Reti e Calore ha registrato un Margine Operativo Lordo pari a 245 milioni di euro, in crescita di 18 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2016.

Al netto di partite di reddito non ricorrenti (-16 milioni di euro) che hanno riguardato sia il primo semestre 2017 (35 milioni di euro, di cui 30 milioni di euro di titoli di efficienza energetica riconosciuti per progetti effettuati negli anni precedenti) sia il semestre dello stesso periodo dell'anno precedente (51 milioni di euro, principalmente per il riconoscimento ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. di aumenti tariffari per gli esercizi 2007-2011), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore risulta in crescita di 34 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2016.

Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- consolidamento di LGH (da agosto 2016) per 14 milioni di euro;
- apporto per 3 milioni di euro di Consul System S.p.A., società specializzata nell'efficienza energetica acquisita nell'ottobre del 2016;
- maggiori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 5 milioni di euro riconducibili in prevalenza alle maggiori quantità di calore venduto sia per lo sviluppo commerciale sia per le basse temperature registrate alla fine della stagione termica 2016/2017 e ad uno scenario più favorevole (prezzi del calore correlati al prezzo crescente del gas e incremento dei prezzi di energia elettrica da cogenerazione);
- maggiori ricavi per l'ottimizzazione sul portafoglio dei certificati bianchi per 4 milioni di euro;
- incremento della marginalità relativa al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 3 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Estero è risultato pari a 12 milioni di euro, in riduzione di 23 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La minore produzione idroelettrica determinata dalla scarsa idraulicità che ha caratterizzato il primo semestre 2017 e l'aumento dei consumi a seguito delle temperature particolarmente rigide del primo bimestre 2017, hanno determinato un brusco ed eccezionale aumento dei prezzi di energia elettrica nella regione e conseguentemente un maggior costo dell'*import*, necessario per soddisfare il fabbisogno interno.

A2A Smart City nel corso del primo semestre 2017 ha registrato un Margine Operativo Lordo pari a 3 milioni di euro, in linea rispetto al primo semestre dell'anno precedente.

Gli "**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**" ammontano complessivamente a 280 milioni di euro (234 milioni di euro al 30 giugno 2016), di cui 26 milioni di euro derivanti dal consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 (24 milioni di euro di ammortamenti, 4 milioni di euro di svalutazione crediti e -2 milioni di euro di accantonamenti), ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 209 milioni di euro (197 milioni di euro al 30 giugno 2016), svalutazioni nette di immobilizzazioni materiali e immateriali per 60 milioni di euro (1 milione di euro al 30 giugno 2016) ed accantonamenti netti per 11 milioni di euro (36 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Gli "Ammortamenti" delle immobilizzazioni materiali ed immateriali risultano pari a 209 milioni di euro (197 milioni di euro al 30 giugno 2016), di cui 24 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016, e registrano un incremento di 12 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 34 milioni di euro (24 milioni di euro al 30 giugno 2016). La voce rileva maggiori ammortamenti per 10 milioni di euro di cui 8 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società di nuova acquisizione e 2 milioni di euro relativi all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 2 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2016 e riguardano:

- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 per 16 milioni di euro;
- maggiori ammortamenti, per 4 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2016;
- minori ammortamenti, per 12 milioni di euro, conseguenti le svalutazioni degli *asset* effettuati al 31 dicembre 2016;
- minori ammortamenti, per 6 milioni di euro, conseguenti all'allungamento della vita utile residua della centrale di San Filippo del Mela, connesso alla stipula di un contratto in regime di essenzialità con Terna.

Le “svalutazioni nette di immobilizzazioni” ammontano a 60 milioni di euro (1 milione di euro al 30 giugno 2016).

Le svalutazioni iscritte sono conseguenti all’esercizio da parte di A2A S.p.A., avvenuto in data 3 luglio 2017, della *put option* di vendita relativa alla società EPCG, comunicata al Governo del Montenegro.

La *put option* riguarda la cessione dell’intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A., pari al 41,75% delle azioni della società, al prezzo di 250 milioni di euro; la cessione avverrà in sette rate annuali a partire dal mese di maggio 2018.

In conseguenza di ciò il Gruppo A2A ha provveduto a valutare a *fair value* le attività e passività di EPCG risultandone una svalutazione pari a 60 milioni di euro, al netto degli oneri di attuazione. Si veda il paragrafo “Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017” riportato nella presente “Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017” per maggiori informazioni.

Gli “**Accantonamenti per rischi**” presentano un effetto positivo pari a 5 milioni di euro (negativo per 29 milioni di euro al 30 giugno 2016) dovuto agli accantonamenti del periodo per 11 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 16 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti del periodo hanno riguardato, per 3 milioni di euro accantonamenti per canoni idroelettrici, per 3 milioni di euro accantonamenti ad altri fondi rischi relativi ad EPCG, per 2 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e per 1 milione di euro accantonamenti diversi. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 16 milioni di euro.

L’ “Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 16 milioni di euro (7 milioni di euro al 30 giugno 2016) comprensivi, per 4 milioni di euro, degli accantonamenti delle società acquisite nel secondo semestre 2016.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” risulta pari a 369 milioni di euro (380 milioni di euro al 30 giugno 2016), in diminuzione di 11 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” risulta positivo per 1 milione di euro. Al 30 giugno 2016 risultava positivo per 52 milioni di euro ed era relativo alla scissione del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016 a seguito dell’atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 96 milioni di euro (63 milioni di euro al 30 giugno 2016) di cui 11 milioni di euro riferiti al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016.

L'incremento del periodo pari a 33 milioni di euro è riconducibile all'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita di EPCG. Si è proceduto pertanto a valutare al valore attuale le attività e passività della società stessa. Questo ha comportato l'iscrizione di oneri di attualizzazione per 35 milioni di euro quale effetto dell'attualizzazione delle attività nette che il Gruppo A2A incasserà in 7 anni a partire dal mese di maggio 2018.

L'attualizzazione è stata effettuata utilizzando i tassi corrispondenti ai titoli di stato montenegrini contratti in euro con analoghe scadenze.

Per maggiori informazioni si rimanda al paragrafo "Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017" riportato nella presente "Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017".

La "**Quota di risultato di società consolidate ad equity**" risulta positiva per 4 milioni di euro (positiva per 4 milioni di euro al 30 giugno 2016) ed è riconducibile principalmente alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

Gli "**Oneri per imposte sui redditi**" nel periodo in esame sono risultati pari a 119 milioni di euro (106 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Il "**Risultato netto da attività operative cessate**" risulta pari a 1 milione di euro (nessun valore al 30 giugno 2016) e si riferisce al provento derivante dalla vendita della società Bellisolina S.r.l..

Il "**Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo**", dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 157 milioni di euro (positivo per 254 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il Gruppo A2A, nel primo semestre 2017, ha completato la *Purchase Price Allocation* (PPA) conseguente all'acquisizione del 51% del Gruppo LGH.

La PPA è stata applicata ai dati di primo consolidamento al 31 luglio 2016 riflettendo gli effetti patrimoniali dell'operazione sui dati al 31 dicembre 2016.

Per maggiori dettagli sull'operazione e dei conseguenti effetti sui dati al 31 dicembre 2016 pubblicati si rimanda alla nota 3 (Operazioni IFRS 3 *Revised*) del paragrafo "Altre Informazioni" della presente Relazione Finanziaria Semestrale.

Capitale Immobilizzato netto

Il "**Capitale immobilizzato netto**", è pari a 6.001 milioni di euro, in diminuzione di 135 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali presentano una riduzione di 150 milioni di euro a seguito di:
 - investimenti effettuati pari a 106 milioni di euro, essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 48 milioni di euro, nella *Business Unit* Ambiente per 35 milioni di euro e nella *Business Unit* Generazione e *Trading* per 11 milioni di euro. Si evidenziano poi investimenti pari a circa 12 milioni di euro suddivisi tra *Business Unit* Estero (EPCG), A2A *Smart City* e *Corporate*.
 - incrementi, per 16 milioni di euro, riferiti principalmente all'aumento del fondo *decommissioning* a seguito dell'aggiornamento della perizia di stima per la centrale di Monfalcone;
 - decremento di 95 milioni di euro a seguito della valutazione a *fair value* degli *asset* di EPCG conseguente l'esercizio, da parte del Gruppo A2A, della *put option* di vendita riguardante l'intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A., pari al 41,75% della società. Si rimanda al paragrafo "Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017" riportati nella presente "Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017" per ulteriori dettagli;
 - smobilizzi per 2 milioni di euro al netto del relativo fondo ammortamento;
 - riduzione per 175 milioni di euro conseguente agli ammortamenti del periodo;
- le Immobilizzazioni Immateriali mostrano una variazione in aumento di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 attribuibile:
 - per 52 milioni di euro, all'iscrizione in conseguenza dell'applicazione dell'IFRIC 12, degli investimenti effettuati nel periodo riferiti principalmente alla *Business Unit* Reti e Calore ed in particolare ad interventi di sviluppo e mantenimento di impianti di distribuzione gas, lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua e delle reti fognarie nonché implementazione di sistemi informativi;
 - al decremento per 12 milioni di euro relativo principalmente alla variazione dei certificati ambientali del portafoglio industriale;
 - al decremento per 1 milione di euro per smobilizzi effettuati nel periodo al netto del relativo fondo ammortamento;
 - alla riduzione per 34 milioni di euro conseguente agli ammortamenti del periodo;
- le Partecipazioni e le altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 76 milioni di euro e presentano una variazione in diminuzione per 4 milioni di euro dovuta alla riclassificazione, per 6 milioni di euro, della partecipazione in Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., a seguito dell'acquisizione di un'ulteriore quota della società che, dal 1° marzo 2017 risulta consolidata integralmente. Variazione negativa, inoltre, per 2 milioni di euro derivante dall'incasso di dividendi ed altre variazioni negative. Tali rettifiche in diminuzione sono compensate dalla valutazione positiva per 4 milioni di euro delle partecipazioni in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori;
- le Altre Attività e Passività non correnti registrano una variazione positiva pari a 6 milioni di euro dovuta principalmente alla valutazione a *fair value* di strumenti derivati non correnti;

- le Attività/Passività per imposte anticipate/differite pari a 297 milioni di euro, presentano una riduzione di 44 milioni di euro riferibile all'effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali;
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche registrano una variazione in diminuzione per 35 milioni di euro. La movimentazione del periodo è dovuta principalmente a: incremento del fondo *decommissioning* per circa 19 milioni di euro in seguito agli effetti dell'aggiornamento della perizia per la centrale di Monfalcone nonché dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti; utilizzi di fondi cause legali e personale per circa 30 milioni di euro a seguito della conclusione di un contenzioso in essere della controllata A.S.R.A.B. S.p.A. che non ha comportato esborsi finanziari per il Gruppo ed altre variazioni negative per circa 10 milioni di euro che si riferiscono principalmente alla riclassificazione a debito di parte del fondo per il contenzioso con Istituti Previdenziali che sarà pagato nel secondo semestre dell'anno;
- i Benefici a dipendenti presentano una variazione in diminuzione per circa 17 milioni di euro e si riferiscono principalmente a versamenti effettuati all' INPS ed ai fondi previdenziali integrativi nonché alla valutazione attuariale di periodo.

Capitale di Funzionamento

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 356 milioni di euro in aumento di 78 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*. Le variazioni sono di seguito dettagliate:

- le Rimanenze presentano una variazione positiva per 9 milioni di euro conseguente all'effetto combinato di maggiori giacenze di combustibili per 8 milioni di euro, maggiori rimanenze di materiali per 2 milioni di euro e minori rimanenze relative ai certificati ambientali per circa 1 milione di euro;
- i Crediti commerciali si attestano a 1.488 milioni di euro, in diminuzione di 333 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. Le variazioni intervenute hanno riguardato una riduzione di circa 343 milioni di euro dei crediti commerciali verso clienti dovuta principalmente ad effetto stagionalità, un aumento di circa 11 milioni di euro relativo a crediti verso Comune di Milano e di Brescia ed una ulteriore riduzione di 1 milione di euro relativa a commesse in corso d'opera;
- le Altre attività correnti presentano un saldo pari a 390 milioni di euro, in incremento di 1 milione di euro rispetto al saldo al 31 dicembre 2016. I maggiori scostamenti sono relativi a: strumenti derivati correnti che presentano un decremento complessivo di 130 milioni di euro dovuto alla variazione della valutazione a *fair value* al termine del periodo considerato nonché alla variazione delle quantità coperte; altri crediti per attività correnti in aumento complessivo di 131 milioni di euro, la cui variazione principale, pari a 88 milioni di euro, è relativa a maggiori crediti pertinenti il 2017 ma anche il 2016, verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;

- i Debiti commerciali ammontano a 1.027 milioni di euro e presentano un decremento pari a 357 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente principalmente per effetto della stagionalità;
- le Altre passività correnti sono pari a 633 milioni di euro e, presentano una variazione in diminuzione di 111 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, riferita essenzialmente alla riduzione degli strumenti derivati correnti pari a 124 milioni di euro, relativi alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity* in essere al termine dell'esercizio. Tale decremento, unitamente al decremento dei debiti verso soci terzi per circa 22 milioni di euro e alla riduzione dei debiti verso il personale per circa 10 milioni di euro, è parzialmente compensato dall'aumento dei debiti tributari per circa 40 milioni di euro e dall'aumento degli altri debiti correnti per circa 5 milioni di euro;
- le Attività e Passività per imposte correnti risultano a debito per 30 milioni di euro, in riduzione di 67 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.

Le **"Attività destinate alla vendita"** sono pari a 1 milione di euro in riduzione di 5 milioni di euro rispetto al dato *Restated* dell'esercizio precedente che, accoglieva per 4 milioni di euro la riclassificazione IFRS 5 delle attività della società Bellisolina S.r.l. oltre a 1 milione di euro relativo ad attività di EPCG ed 1 milione di euro di attività destinate alla vendita relative al Gruppo LGH.

Le **"Passività destinate alla vendita"** risultano prive di valore al 30 giugno 2017, in diminuzione di circa 7 milioni rispetto al dato *Restated* al 31 dicembre 2016 che accoglieva principalmente le passività destinate alla vendita della società Bellisolina S.r.l..

Il **"Capitale investito"** consolidato al 30 Giugno 2017 ammonta a 6.358 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.311 milioni di euro, e nella Posizione finanziaria netta per 3.047 milioni di euro.

Patrimonio netto

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto è positiva per complessivi 32 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 157 milioni di euro compensato dalla distribuzione del dividendo per 153 milioni di euro, dalla variazione positiva degli interessi delle minoranze per 19 milioni di euro, nonché alle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 dei derivati *Cash flow hedge*.

La **"Posizione finanziaria netta"** si attesta a 3.047 milioni di euro (3.136 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*). Il flusso di cassa generato nel periodo è stato positivo e pari a 89 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 153 milioni di euro ed investimenti dell'esercizio per 171 milioni di euro.

<i>Milioni di euro</i>	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.001	6.136	(135)
- Immobilizzazioni materiali	4.979	5.129	(150)
- Immobilizzazioni immateriali	1.709	1.704	5
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	76	80	(4)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(76)	(82)	6
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	297	341	(44)
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(636)	(671)	35
- Benefici a dipendenti	(348)	(365)	17
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(160)</i>	<i>(168)</i>	
Capitale di funzionamento	356	278	78
- Rimanenze	168	159	9
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	1.878	2.210	(332)
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.660)	(2.128)	468
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(30)	37	(67)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(21)</i>	<i>(38)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	1	1	-
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.358	6.415	(57)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.311	3.279	32
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.652	3.395	257
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(605)	(259)	(346)
Totale Posizione finanziaria netta	3.047	3.136	(89)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>13</i>	<i>15</i>	
TOTALE FONTI	6.358	6.415	(57)

(*) Al netto dei saldi inclusi nella Posizione finanziaria netta.

Milioni di euro

	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(3.136)	(2.897)
Effetto scissione Cellina	-	(38)
Risultato netto ^(**)	160	215
Ammortamenti	209	197
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	98	4
Risultato da partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(4)	(4)
Imposte nette pagate	(1)	(7)
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	(50)	(35)
Flussi finanziari netti da attività operativa	412	370
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(158)	(129)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(13)	-
Cessione di immobilizzazioni e partecipazioni	-	2
Dividendi incassati da partecipazioni	-	1
Acquisizione azioni proprie	-	(37)
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(171)	(163)
Free cash flow	241	207
Dividendi pagati dalla capogruppo	(153)	(126)
Dividendi pagati dalle controllate	(1)	(5)
Cash flow da distribuzione dividendi	(154)	(131)
Variazione delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	2	27
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(3.047)	(2.832)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto.

(**) Il Risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni.

Eventi di rilievo del periodo

A2A Ambiente S.p.A.: perfezionata la cessione della partecipazione in Bellisolina S.r.l.

In data 31 gennaio 2017 A2A Ambiente S.p.A. ha finalizzato la cessione a Ladurner della partecipazione detenuta in Bellisolina S.r.l.. L'operazione era stata resa necessaria in ottemperanza a una prescrizione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A S.p.A..

A2A S.p.A.: sottoscritto aumento di capitale sociale di Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.

In data 8 marzo 2017 A2A S.p.A. ha sottoscritto integralmente l'aumento del capitale sociale a pagamento pari a 5,8 milioni di euro della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., *multitility* del bresciano specializzata in particolare nei settori acqua, rifiuti e gas; con la sottoscrizione, in seguito alla rinuncia all'esercizio del diritto di opzione da parte di tutti gli altri soci, ha aumentato la propria quota di partecipazione dal 49% al 75%.

I fondi derivanti dalla sottoscrizione saranno destinati ad interventi sul ciclo idrico integrato per il potenziamento dei sistemi di depurazione.

A2A S.p.A.: emissione di prestito obbligazionario

In data 9 marzo 2017 A2A S.p.A., in linea con la strategia finanziaria del Gruppo volta ad allungare la durata media del debito e a ottimizzare il profilo temporale delle scadenze, ha collocato con successo in *private placement* presso un numero ristretto di investitori qualificati un'emissione obbligazionaria di importo pari a 300 milioni di euro e della durata di sette anni con scadenza marzo 2024, da emettersi a valere sul proprio Programma *Euro Medium Term Notes*.

Le obbligazioni, il cui collocamento è stato curato da Morgan Stanley & Co. International plc, saranno disciplinate dalla legge inglese e avranno le seguenti caratteristiche: cedola annua a tasso fisso pari a 1,25%, prezzo di emissione pari a 99,774% e tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza pari a 1,284%.

A partire dal 16 marzo 2017 le obbligazioni sono state quotate presso il mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo.

Ispezione Centrale di Monfalcone

Nei giorni 8 e 9 marzo 2017, su disposizione della Procura della Repubblica di Gorizia, la Centrale di Monfalcone di A2A Energiefuture S.p.A. è stata oggetto di ispezione nel corso della quale sono stati effettuati rilievi e campionamenti (sul carbone in giacenza, sulle ceneri, sui residui di trattamento dei fumi, sulle emissioni dal camino) e acquisizioni documentali (sui server del sistema di monitoraggio delle emissioni, sui formulari di analisi del combustibile, ecc.).

Nel corso dell'ispezione sono stati notificati al capo centrale e a due suoi collaboratori altrettanti avvisi di garanzia in relazione allo svolgimento di indagini per un presunto reato di "inquinamento ambientale" ex art. 452 bis c.p. (reato introdotto dalla Legge n. 68 del 2015 e costituente un "reato presupposto" ai sensi del D.Lgs. 231/2001).

I dipendenti indagati hanno provveduto a nominare i difensori di fiducia.

Allo stato il procedimento è nella fase iniziale delle indagini preliminari ed occorrerà attendere gli esiti degli accertamenti disposti dalla Procura di Gorizia.

ACSM-AGAM, Aspem, AEVV, Lario reti holding ed A2A: Sottoscritta lettera d'intenti

In data 1° aprile 2017 è stata sottoscritta lettera d'intenti non vincolante tra le società in oggetto, con lo scopo di avviare studi circa la possibile *partnership* industriale e societaria finalizzata a valorizzare competenze e presenza radicata sul territorio.

Lo studio, che inizialmente doveva protrarsi per circa quattro mesi, in data 20 luglio è stato esteso per altri due mesi, al termine dei quali qualora i risultati preliminari siano soddisfacenti, il progetto di aggregazione sarà presentato per l'approvazione ai rispettivi soci.

A2A S.p.A: Il Consiglio di Amministrazione approva i risultati 2016

In data 3 aprile 2017, il Consiglio di Amministrazione, sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, ha approvato il progetto di Bilancio separato e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2016.

La realizzazione del piano Strategico 2015 – 2019 (e suoi sviluppi) ha consentito di raggiungere brillanti risultati economico-finanziari:

- Forte crescita del Margine Operativo Lordo che presenta il miglior risultato dalla creazione del Gruppo A2A, pari a 1.231 milioni di euro, e dell'utile netto di Gruppo che si attesta a 224 milioni di euro.
- Crescita del 23% degli investimenti pari a 424 milioni di euro e Posizione Finanziaria Netta, esclusa l'acquisizione di LGH, pari a 2.667 milioni di euro, in riduzione di 230 milioni euro rispetto all'esercizio 2015.
- L'acquisizione del 51% del capitale sociale di Linea Group Holding porta la Posizione Finanziaria Netta complessiva a 3.136 milioni di euro con un indice PFN/Ebitda pari a 2,5X.

A2A S.p.A.: Approvazione piano strategico 2017 – 2021

Il Consiglio di Amministrazione, in data 3 aprile 2017, ha esaminato ed approvato il Piano Strategico 2017 – 2021 del Gruppo A2A.

Obiettivo principale viene confermato il ridisegno significativo del portafoglio “asset” industriali che consentirà di cogliere reattivamente le crescenti opportunità presentate dal mercato. Verranno, inoltre, proposti su scala industriale progetti già avviati in fase sperimentale nei campi dell'efficienza energetica, innovazione e digitalizzazione.

Vengono confermate, con diversa prioritizzazione, le “milestone” introdotte con il precedente piano 2015 – 2019.

Rilancio. Previsti investimenti per circa 2,75 miliardi di euro in 5 anni (+500 milioni di euro rispetto al precedente Piano Strategico), destinati per circa il 53% alla “business unit” reti con focus su partecipazione a bandi di gara di distribuzione gas, sviluppo e mantenimento reti di distribuzione elettrica già esistenti e potenziamento del ciclo idrico integrato. Si prevede di realizzare nel 2021 una marginalità complessiva dell'unità operativa pari a 457 milioni di euro.

Il 25% degli investimenti previsti dal Piano Strategico saranno destinati alla “business unit” Ambiente, identificata come area operativa che contribuirà maggiormente alla crescita complessiva del Gruppo. Tali investimenti saranno destinati all'incremento del segmento operativo

dedicato all'igiene urbana (+100.000 abitanti all'anno) e all'incremento della quantità di rifiuti trattati (+50% nel 2021 rispetto al 2016). La marginalità complessiva del segmento è prevista in 341 milioni di euro.

Rivisti al rialzo (+150.000 clienti mercato libero), inoltre, gli obiettivi previsti dal precedente Piano Strategico per l'area operativa "*Retail*" grazie alla capitalizzazione della "*partnership*" industriale con il Gruppo LGH e di progetti specifici avviati in questi anni inerenti la vendita di energia elettrica e servizi ad alto valore aggiunto alla clientela diffusa e PMI. Si attende un contributo al Margine Operativo Lordo di Gruppo, nel 2021, pari a 51 milioni di euro.

Ristrutturazione. L'obiettivo di Piano mira alla ricerca di un ruolo attivo nel mercato energetico mediante il completamento della flessibilizzazione del parco impianti, passando da 2 GW a 3,6 GW flessibili, con particolare attenzione agli obiettivi di "*Winter Package*".

Ridisegno. L'obiettivo è volto al consolidamento e lancio definitivo sul mercato di progetti su temi innovativi come "*Smart City*", "*Green Economy*" ed efficienza energetica. Rientrano in tali iniziative, il raddoppio dei punti luce a LED fino ad arrivare a 420.000 punti luce installati nel 2021 e sviluppo dell'efficienza energetica grazie all'acquisizione di Consul System, società attiva nel settore dei Titoli di Efficienza Energetica.

Il Gruppo A2A partecipa operativamente, inoltre, al progetto "*Horizon 2020*" denominato "*Sharing Cities*".

Novità importante è, inoltre, l'avvio della produzione di biometano da FORSU grazie a quattro impianti dedicati che produrranno 20 milioni di metri cubi nel 2021.

A2A S.p.A.: Il Consiglio di Amministrazione approva i dati al 31 marzo 2017

In data 10 maggio 2017, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, ha approvato l'informativa trimestrale al 31 marzo 2017.

Brillanti e sopra le aspettative i risultati approvati.

L'utile netto ordinario si è attestato a 180 milioni di euro, in aumento di 64 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno 2016. Il risultato 2016 esclude partite non ricorrenti per 42 milioni di euro derivanti dalla scissione parziale non proporzionale di Edipower in favore di Cellina Energy S.r.l.

Nel periodo, inoltre, generati flussi di cassa positivi per 109 milioni di euro, dopo investimenti per 62 milioni di euro. Posizione finanziaria netta in ulteriore riduzione a 3.027 milioni di euro rispetto ai 3.136 milioni di euro di fine 2016.

I risultati sopra esposti derivano da *performance* in crescita in tutte le *business units* (ad esclusione di EPCG), in particolare della *Business Unit* Generazione e *Trading* che ha saputo beneficiare nel semestre di un contesto energetico caratterizzato da elevate quotazioni di energia elettrica e gas dovute principalmente al fermo di numerose centrali nucleari francesi unitamente alla forte ondata di freddo.

A2A S.p.A.: Assemblea ordinaria

In data 15 maggio 2017 si è riunita l'Assemblea ordinaria dei Soci, deliberando:

- l'approvazione dell'informativa economico-finanziaria e del bilancio integrato per l'esercizio 2016;
- l'approvazione della proposta del Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0492 euro da mettere in pagamento dal 24 maggio 2017 (data stacco cedola n. 20 il 22 maggio 2017) e "*record date*" il 23 maggio 2017;
- voto favorevole sulla prima parte della Relazione sulla Remunerazione;
- l'autorizzazione ad effettuare operazioni di acquisto e disposizione di azioni proprie con le modalità e finalità riportate nel verbale di Assemblea ordinaria del 15 maggio 2017;
- la nomina per tre esercizi, con il meccanismo del voto di lista, del Consiglio di Amministrazione costituito dai seguenti 12 componenti: Giovanni Valotti – Presidente; Alessandra Perrazzelli – Vice Presidente; Luca Camerano; Giovanni Comboni; Enrico Corali; Norberto Rosini; Alessandro Carlo Alvaro Fracassi; Maria Chiara Franceschetti e Gaudiana Giusti (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale); Giambattista Brivio (tratto dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di minoranza Valsabbia Investimenti S.p.A., Raffmetal S.p.A. e Comune di Bergamo, titolari di una partecipazione pari all'1,6746% circa del capitale sociale); Luigi De Paoli e Secondina Giulia Ravera (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari all'1,0648% circa del capitale sociale).

I Signori Giambattista Brivio, Enrico Corali, Luigi De Paoli, Alessandro Carlo Alvaro Fracassi, Maria Chiara Franceschetti, Gaudiana Giusti, Alessandra Perrazzelli, Secondina Giulia Ravera e Norberto Rosini hanno dichiarato di possedere i requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del D.Lgs. 58/98 e dall'articolo 3 del Codice di Autodisciplina. Il Signor Giovanni Comboni ha dichiarato di possedere i requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del D.Lgs. 58/98;

- il compenso annuo per ciascun Consigliere, pari a 80.000 euro;
- la nomina per tre esercizi, con il meccanismo del voto di lista, del Collegio Sindacale co-

stituito dai seguenti 3 componenti effettivi e 2 componenti supplenti: Maurizio Leonardo Lombardi – Sindaco Effettivo; Chiara Segala – Sindaco Effettivo e Stefano Morri – Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale); Giacinto Gaetano Sarubbi – Presidente e Sonia Ferrero – Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari all'1,0648% circa del capitale sociale);

- il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco Effettivo nella misura, rispettivamente, di 130.000 euro e di 80.000 euro.

Nuova flotta elettrica e *hub* dedicato alla ricarica

A2A ha presentato la nuova flotta aziendale elettrica ed un *hub* innovativo dedicato ai sistemi di ricarica.

I veicoli dedicati saranno circa 100 e comporranno l'intera flotta di Unareti, società dedicata ai servizi a reti del Gruppo A2A.

L'*hub* dedicato alle stazioni di ricarica, inaugurato in data 25 luglio 2017, propone un modello innovativo basato sull'efficienza energetica, distinguendo tra ricariche notturne, più lente ed orientate al "*power saving*", e ricariche diurne, con potenza di 22 kW e carica rapida.

A2A si pone, con tale iniziativa, al centro del progetto "*Smart City*" come interlocutore di pubbliche amministrazioni, società di *car sharing* e case automobilistiche, sempre maggiormente focalizzate sulla mobilità sostenibile.

A2A S.p.A.: Consiglio di Amministrazione

In data 17 maggio 2017, si è riunito, sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, il Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea degli azionisti del 15 maggio 2017.

Nominato Luca Valerio Camerano quale Amministratore delegato con ampi poteri per la gestione ordinaria ed elaborazione di proposte attinenti la gestione straordinaria; riconosciuto al Presidente poteri nell'ambito dei rapporti con azionisti, istituzioni, autorità, media, relazioni esterne, responsabilità sociale e operazioni straordinarie di aggregazione territoriale.

Valutata positivamente la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dall'art. 148 TUF e dell'art. 3 del Codice di Autodisciplina in capo ai consiglieri non esecutivi ed ai membri effettivi del Collegio Sindacale.

Nominati 3 comitati:

- *Comitato Controllo e Rischi*: Luigi De Paoli (Presidente), Enrico Corali, Gaudiana Giusti e Giovanni Comboni;
- *Comitato per la Remunerazione e le Nomine*: Alessandra Perrazzelli (Presidente), Dina Ravera e Norberto Rosini;
- *Comitato per la Sostenibilità e il Territorio*: Giovanni Valotti (Presidente), Giambattista Bri-vio, Alessandro Fracassi e Maria Chiara Franceschetti.

A2A consolida il proprio ruolo strategico nel futuro delle città: acquisita la *start-up* Patavina Technologies

In data 1° giugno 2017, A2A, tramite la controllata A2A Smart City S.p.A., ha acquisito Patavina Technologies.

La *start-up* acquisita, *spin off* dell'università di Padova, è attiva nella progettazione *software* e sistemi TLC e favorirà ulteriore slancio alle innovazioni legate alla *Smart City* oltre che all'automazione dei processi di gestione e controllo delle reti.

A2A Energia S.p.A. sale al 90,33% di LumEnergia S.p.A.

In data 28 giugno 2017, il Consiglio di Amministrazione di A2A Energia S.p.A. ha deliberato l'esercizio del diritto di opzione per l'acquisto del 57% di LumEnergia S.p.A., della quale già deteneva il 33,33%.

Il *closing* dell'operazione è previsto per la fine del mese di luglio 2017.

Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017

A2A S.p.A.: Esercizio della *put option* di vendita per la gestione della società "EPCG"

Nel mese di luglio 2016 il Gruppo A2A e lo Stato del Montenegro avevano raggiunto un accordo per il rinnovo dei nuovi Patti Parasociali per la gestione della società montenegrina EPCG, con durata fino al 31 dicembre 2016 prorogata successivamente, in data 29 marzo 2017, al 30 giugno 2017.

Punti principali di questi nuovi accordi erano: i) il mantenimento dei diritti di gestione di A2A in EPCG, con la nomina delle figure manageriali principali da parte di A2A, ii) la definizione di alcune materie riservate su argomenti importanti per la vita societaria di EPCG, iii) la possibilità di esercizio di una opzione di vendita dell'intera quota azionaria di A2A allo Stato del Montenegro, alla scadenza dei patti ed esercitabile a partire dal 1° luglio 2017 ed entro il 30 settembre 2017.

Fino a tutto il 30 giugno 2017 A2A S.p.A. ha avuto diversi contatti con il Governo del Montenegro, inoltratisi fino a tarda serata, al fine di definire i termini tecnici per rinnovare gli accordi, trovando inaspettatamente ed in tutte le circostanze, l'opposizione della controparte, mediante controproposte che miravano a sottrarre ad A2A tutti i diritti della gestione operativa di EPCG.

Pertanto, il 1° luglio 2017, A2A S.p.A., preso atto della sopravvenuta impossibilità di addivenire ad un accordo con il Governo del Montenegro per un'ulteriore proroga dei Patti Parasociali, ha esercitato la *put option* di vendita, la cui efficacia si è perfezionata in data 3 luglio 2017 a seguito della comunicazione dell'esercizio della stessa alla controparte, come stabilito contrattualmente. La *put option* riguarda la cessione dell'intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A., pari al 41,75% delle azioni della società, al prezzo già definito tra le parti e pari a 250 milioni di euro. La cessione avverrà in più fasi, ovvero in sette quote equivalenti per ciascuno dei successivi sette anni a partire dal mese di maggio 2018, previo pagamento da parte del Governo del Montenegro del relativo corrispettivo ad ogni scadenza.

Per effetto di tale decisione a partire dal luglio 2017 è stato eseguito un cambiamento di destinazione della partecipazione detenuta in EPCG, da investimento in continuità ad investimento disponibile per la vendita, in ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 5.

Il valore d'uso utilizzato in precedenza, determinato sulla base dei flussi finanziari prospettici, stimati in un contesto strategico di continuità dell'investimento supportato dal rinnovo dei Patti Parasociali sopra citati, non risulta ad oggi più applicabile a seguito del venir meno di tale scenario di continuità.

Per effetto dell'esercizio della *put option*, ai fini della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017, A2A ha valutato le attività e passività della società EPCG, in accordo con il principio IAS 36, al minore tra il valore di carico e il loro *fair value*, così come desumibile dal corrispettivo conseguente all'esercizio della *put option*.

La determinazione del *fair value* delle attività e delle passività ha comportato una svalutazione di *asset* per complessivi 95 milioni di euro: i) 35 milioni di euro quale effetto dell'attualizzazione delle attività nette che il Gruppo A2A incasserà in 7 anni a partire dal mese di maggio 2018 che conseguentemente sono stati contabilizzati come oneri finanziari come descritto al paragrafo "34) Gestione finanziaria" e ii) 60 milioni di euro quale svalutazione degli *asset*, come descritto alle note "1) Immobilizzazioni materiali" e "31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni".

Tale valutazione ha tenuto conto delle considerazioni dettagliatamente indicate in questa relazione nella sezione "Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso - Indagine relativa ai contratti di servizio di EPCG" e delle conseguenti azioni poste in essere dalla Società, finalizzate a ottenere la revoca del provvedimento cautelare di sequestro delle azioni EPCG notificato in data 25 luglio 2017, entro la data definita per l'incasso della prima rata, fissata per il 1° maggio 2018.

Procedimento penale n. 25597/14 R.G. notizie di reato/Mod. 21 relativo alla ipotizzata "gestione abusiva di rifiuti speciali non pericolosi" da parte di A2A Ambiente S.p.A.

Procura di Brescia e di Linea Ambiente – P.M. dr. Sandro Raimondi

In data 11 luglio 2017 sono stati notificati a un dipendente di A2A Ambiente S.p.A. e a due ex dipendenti di Linea Ambiente S.r.l. decreti di Perquisizione Locale e Personale e contestuale sequestro di effetti personali – Informazione di Garanzia e sul diritto di difesa e comunicazione nomina del difensore d'ufficio, nell'ambito di uno stesso procedimento penale n. 25597/14 emesso dalla Procura della Repubblica di Brescia – Direzione Distrettuale Antimafia e Anti-terrorismo il 7 luglio 2017.

Per quanto noto, l'indagine riguarda 33 persone fisiche e 14 diverse persone giuridiche.

In particolare il dipendente di A2A Ambiente risulta indagato perché, secondo l'accusa - Capo A.1.9 concorreva nella gestione abusiva di rifiuti di cui al capo A, omettendo di verificare l'accettabilità dei rifiuti provenienti da terzi, favorendo in tal modo lo smaltimento illecito di 11.659 tonnellate nel corso degli anni 2014 e 2015.

Il capo A, contestato a più soggetti estranei al gruppo e anche ai due ex dipendenti di Linea Ambiente nonché a un dipendente di Linea Ambiente a cui ad oggi non è ancora stato notificato nessun provvedimento, è relativo al reato di cui agli artt. 110, 81 cp e 260 D.Lgs. 152/2006 perché *"in concorso con altri, in difformità dalle prescrizioni e autorizzazioni"* avrebbero *"gestito abusivamente, non sottoponendoli alle previste attività di recupero, ingenti quantità di rifiuti speciali non pericolosi ricevuti con codice CER 191212 (altri rifiuti) prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti, diversi da quelli di cui alla voce 191211 definiti contrattualmente Frazione Secca Tritovagliata ed imballata provenienti dagli stabilimenti di tritovagliatura di Giugliano e Tufino (NA), laddove, a fronte dell'aggiudicazione, da parte di LINEA AMBIENTE S.r.l., di gare d'appalto bandite da SAPNA S.p.A. di Napoli,i rifiuti venivano destinati e smaltiti presso i termoutilizzatori della A2A Ambiente S.p.A. di Brescia, della Lomellina Energia S.r.l. di Parona Lomellina (PV) e della Silea di Valmadrera (LC)"*.

A2A Ambiente S.p.A. che, secondo l'ipotesi accusatoria della Procura, sarebbe indagata per gli illeciti amministrativi previsti dall'art. 5 comma I lettera a), 25 undecies comma II – lettera f) del D.Lgs. n.231 dell'8 giugno 2001, "perché responsabile per la commissione dei reati di associazione per delinquere e di attività organizzate per il traffico illecito dei rifiuti consumato dai propri vertici apicali, nell'interesse e a vantaggio della Società medesima" non ha ancora ricevuto alcuna notifica.

Tutti i rifiuti citati come conferiti al Termoutilizzatore di Brescia sono rifiuti speciali non pericolosi che l'impianto è autorizzato a ricevere.

Gli ex dipendenti del gruppo Linea Group Holding sono indagati, secondo la ricostruzione accusatoria,

- nel medesimo capo A.1) sopra riferito al punto A.1.7) perché concorrevano nella gestione abusiva dei rifiuti di cui al capo A.1, affidando il recupero di alcuni dei rifiuti provenienti dagli impianti di SAPNA ad un impianto terzo, nella consapevolezza che il recupero degli stessi sarebbe avvenuto solo cartolarmente;
- nel successivo capo B, al punto B.2 perché concorrevano nella gestione abusiva dei rifiuti svolgendo attività di intermediazione fra SAPNA e un impianto terzo con riguardo ad alcune partite di rifiuti. Il capo B ipotizza che più soggetti in concorso tra loro e con più azioni esecutive del medesimo disegno criminoso, per conseguire ingiusto profitto con più operazione e attraverso l'allestimento di mezzi e attività continuative e organizzate in

difformità alle autorizzazioni, gestivano abusivamente, non sottoponendoli alle previste attività di recupero, ingenti quantità di rifiuti non pericolosi ricevuti con codice CER 191212 e/o 190501, provenienti da STIR gestiti da diversi soggetti laddove, a fronte dell'aggiudicazione a favore di Linea Ambiente e di altri delle gare bandite dai produttori dei rifiuti, non sottoponevano a recupero i rifiuti, ma li smaltivano illecitamente presso discariche di altri operatori;

- nel successivo capo E, perché organizzatori dell'associazione ai sensi dell'art. 416 c.p. volta a commettere una serie indeterminata di reati previsti dagli artt. 256, comma 4 e 260 D.Lgs. 152/06 nonché artt. 356, 346 bis, 81 e 481 c.p. e perché organizzatori dell'associazione nella veste di incaricati di pubblico servizio collaboravano funzionalmente e organicamente con altro indagato dando concreta attuazione al progetto delinquenziale, occupandosi delle attività di primaria importanza dirette all'acquisizione delle commesse pubbliche citate.

Linea Ambiente S.r.l. indagata, secondo l'ipotesi accusatoria della Procura, degli illeciti amministrativi previsti dall'art. 5 comma I lettera a), 24 ter comma II e 25 undecies comma II – lettera f) del D.Lgs. n.231 dell'8 giugno 2001, "perché responsabile per la commissione dei reati di associazione per delinquere e di attività organizzate per il traffico illecito dei rifiuti consumato dai propri vertici apicali, nell'interesse e a vantaggio della Società medesima" non ha ricevuto ancora nessuna notifica.

Allo stato, essendo il procedimento nella fase delle indagini preliminari, non è possibile fare valutazioni.

Evoluzione prevedibile della gestione

A seguito della decisione di esercitare, in data 1° luglio 2017, la *put option* di vendita sull'intera quota del capitale sociale detenuta da A2A S.p.A. nella società montenegrina EPCG (41,75%), a partire dal secondo semestre 2017 EPCG verrà esclusa dal consolidamento integrale e classificata come investimento disponibile per la vendita.

I risultati consuntivati nel secondo trimestre superiori alle aspettative, un mercato energetico - quale espresso dalle quotazioni *forward* attuali - atteso ancora positivo per la seconda metà dell'anno, nonché la previsione di maggiori poste non ricorrenti positive per circa 25 milioni di euro rispetto alla *guidance* precedente, consentono di guardare con ottimismo ai risultati economici di chiusura dell'esercizio e di confermare sostanzialmente le previsioni indicate in sede di presentazione dei dati del primo trimestre 2017, ovvero un Margine Operativo Lordo di Gruppo compreso tra 1.165 e 1.185 milioni di euro, nonostante il venir meno del contributo atteso nel secondo semestre 2017 di EPCG (stimato in circa 30 milioni di euro).

Si segnala inoltre che - a parità di ogni altra condizione - l'esclusione dal consolidamento integrale di EPCG determinerà un peggioramento nella Posizione Finanziaria Netta di Gruppo di 206 milioni di euro, corrispondente al valore attivo della Posizione Finanziaria Netta di EPCG al 30 giugno 2017.

Prospetti contabili consolidati

Situazione
patrimoniale-finanziaria
consolidata ⁽¹⁻²⁾

Attività

Milioni di euro	Note	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	30 06 2016
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	1	4.979	5.129	5.013
Immobilizzazioni immateriali	2	1.709	1.704	1.347
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	63	67	72
Altre attività finanziarie non correnti	3	70	69	71
Attività per imposte anticipate	4	297	341	285
Altre attività non correnti	5	9	12	24
Totale attività non correnti		7.127	7.322	6.812
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	6	168	159	142
Crediti commerciali	7	1.488	1.821	1.482
Altre attività correnti	8	390	389	283
Attività finanziarie correnti	9	214	218	181
Attività per imposte correnti	10	71	70	69
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	545	402	633
Totale attività correnti		2.876	3.059	2.790
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	1	6	3
TOTALE ATTIVO		10.004	10.387	9.605

(1) Come previsto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 gli effetti dei rapporti con le parti correlate nel bilancio consolidato sono evidenziati negli appositi prospetti e commentati alla Nota 40.
(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 41 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

(*) Per un maggior dettaglio degli effetti patrimoniali derivanti dalla PPA del Gruppo LGH sui dati al 31 dicembre 2016 si rimanda allo specifico paragrafo "Altre informazioni - 3) operazioni IFRS 3 Revised".

Patrimonio netto e passività

Milioni di euro	Note	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	30 06 2016
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	13	1.629	1.629	1.629
(Azioni proprie)	14	(54)	(54)	(98)
Riserve	15	1.007	919	916
Risultato d'esercizio	16	-	232	-
Risultato del periodo	16	157	-	254
Patrimonio netto di Gruppo		2.739	2.726	2.701
Interessi di minoranze	17	572	553	425
Totale Patrimonio netto		3.311	3.279	3.126
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	18	3.696	3.436	3.063
Benefici a dipendenti	19	348	365	348
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	636	671	590
Altre passività non correnti	21	98	109	88
Totale passività non correnti		4.778	4.581	4.089
Passività correnti				
Debiti commerciali	22	1.027	1.384	1.054
Altre passività correnti	22	633	744	561
Passività finanziarie correnti	23	154	359	658
Debiti per imposte	24	101	33	117
Totale passività correnti		1.915	2.520	2.390
Totale passività		6.693	7.101	6.479
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	-	7	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		10.004	10.387	9.605

Conto economico consolidato ⁽¹⁻²⁾

Milioni di euro	Note	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i> (*)
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni		2.810	2.180	4.813
Altri ricavi operativi		108	143	280
Totale ricavi	27	2.918	2.323	5.093
Costi operativi				
Costi per materie prime e servizi		1.774	1.289	2.968
Altri costi operativi		148	109	253
Totale costi operativi	28	1.922	1.398	3.221
Costi per il personale	29	347	311	641
Margine operativo lordo	30	649	614	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	31	280	234	758
Risultato operativo netto	32	369	380	473
Risultato da transazioni non ricorrenti	33	1	52	56
Gestione finanziaria				
Proventi finanziari		9	12	40
Oneri finanziari		105	75	194
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		4	4	(3)
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-	-
Totale gestione finanziaria	34	(92)	(59)	(157)
Risultato al lordo delle imposte		278	373	372
Oneri per imposte sui redditi	35	119	106	120
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		159	267	252
Risultato netto da attività operative cessate	36	1	-	2
Risultato netto		160	267	254
Risultato di pertinenza di terzi	37	(3)	(13)	(22)
Risultato del periodo/esercizio di pertinenza del Gruppo	38	157	254	232
Risultato per azione (in euro):				
- di base		0,0504	0,0825	0,0750
- di base da attività di funzionamento		0,0500	0,0824	0,0742
- di base da attività destinate alla vendita		0,0004	-	0,0008
- diluito		0,0504	0,0825	0,0750
- diluito da attività di funzionamento		0,0500	0,0824	0,0742
- diluito da attività destinate alla vendita		0,0004	-	0,0008

(1) Come previsto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 gli effetti dei rapporti con le parti correlate nel bilancio consolidato sono evidenziati negli appositi prospetti e commentati alla Nota 40.

(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 41 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

(*) Per un maggior dettaglio degli effetti economici dalla PPA del Gruppo LGH sui dati al 31 dicembre 2016 si rimanda allo specifico paragrafo “Altre informazioni - 3) operazioni IFRS 3 Revised”.

Conto economico complessivo consolidato

Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	31 12 2016 <i>Restated</i>
Risultato dell'esercizio (A)	-	-	254
Risultato del periodo (A)	160	267	-
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	9	(24)	(27)
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	(3)	7	9
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	6	(17)	(18)
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	(8)	25	31
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	2	(6)	(8)
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	(6)	19	23
Altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto al netto dell'effetto fiscale (D)	-	-	-
Totale risultato complessivo (A) + (B) + (C) + (D)	160	269	259
Totale risultato del periodo/esercizio complessivo attribuibile a:			
Soci della controllante	157	256	237
Interessenze di pertinenza di terzi	3	13	22

Con esclusione degli effetti attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto, gli altri effetti sopra esposti verranno rigirati a Conto economico negli esercizi successivi.

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2016
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	402	636	636
Scissione ramo Edipower a favore di Cellina Energy	-	(38)	(38)
Apporto primo consolidamento LGH e altre acquisizioni 2016	-	86	-
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	402	684	598
Attività operativa			
Risultato netto ^(**)	160	196	215
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	175	374	173
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	34	55	24
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	98	252	4
Risultato di partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(4)	4	(4)
<i>Imposte nette pagate (a)</i>	<i>(1)</i>	<i>(168)</i>	<i>(7)</i>
<i>Variazione delle attività e delle passività al lordo delle imposte pagate (b)</i>	<i>(50)</i>	<i>90</i>	<i>(35)</i>
Totale variazione delle attività e delle passività (a+b) ^(*)	(51)	(78)	(42)
Flussi finanziari netti da attività operativa	412	803	370
Attività di investimento			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(106)	(259)	(89)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(52)	(128)	(40)
Investimenti in partecipazioni e titoli ^(*)	(13)	(123)	-
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	6	2
Dividendi incassati da partecipazioni valutate ad <i>equity</i> e altre partecipazioni	-	1	1
Acquisto/cessione di azioni proprie	-	-	(37)
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(171)	(503)	(163)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto e altre voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

(**) Il Risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni e immobilizzazioni.

<i>Milioni di euro</i>	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2016
FREE CASH FLOW	241	300	207
Attività di finanziamento			
Variazione delle attività finanziarie ^(*)	(3)	37	18
Variazione delle passività finanziarie ^(*)	112	(355)	(5)
Interessi finanziari netti pagati	(53)	(133)	(54)
Dividendi pagati dalla capogruppo	(153)	(126)	(126)
Dividendi pagati dalle controllate	(1)	(5)	(5)
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(98)	(582)	(172)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	143	(282)	35
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO/ESERCIZIO	545	402	633

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Descrizione <i>Milioni di euro</i>	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge
	Nota 13	Nota 14	Nota 15
Patrimonio netto al 31.12.2015	1.629	(61)	(25)
<i>Variazioni del primo semestre 2016</i>			
Destinazione del risultato 2015			
Acquisto azioni proprie		(37)	
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			19
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30.06.2016	1.629	(98)	(6)
<i>Variazioni del secondo semestre 2016</i>			
Operazioni su azioni proprie		44	
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			4
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 31.12.2016	1.629	(54)	(2)
Effetto Purchase Price Allocation LGH			
Patrimonio netto al 31.12.2016 Restated	1.629	(54)	(2)
<i>Variazioni del primo semestre 2017</i>			
Destinazione del risultato 2016			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			(6)
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30.06.2017	1.629	(54)	(8)

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo/ esercizio di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
	Nota 15	Nota 16		Nota 17	
	1.030	73	2.646	613	3.259
	73	(73)			
			(37)		(37)
	(126)		(126)	(5)	(131)
	(17)		(17)		(17)
			19		19
	(38)		(38)	(196)	(234)
		254	254	13	267
	922	254	2.701	425	3.126
			44		44
	(1)		(1)		(1)
			4		4
	(1)		(1)	127	126
		(30)	(30)	2	(28)
	920	224	2.717	554	3.271
	1	8	9	(1)	8
	921	232	2.726	553	3.279
	232	(232)			
	(153)		(153)	(1)	(154)
	6		6		6
			(6)		(6)
	9		9	17	26
		157	157	3	160
	1.015	157	2.739	572	3.311

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Attività

Milioni di euro	30 06 2017	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	31 12 2016 Restated	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	30 06 2016	di cui Parti Correlate (nota n. 40)
ATTIVITÀ NON CORRENTI						
Immobilizzazioni materiali	4.979		5.129		5.013	
Immobilizzazioni immateriali	1.709		1.704		1.347	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	63	63	67	67	72	72
Altre attività finanziarie non correnti	70	7	69	7	71	6
Attività per imposte anticipate	297		341		285	
Altre attività non correnti	9		12		24	
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI	7.127		7.322		6.812	
ATTIVITÀ CORRENTI						
Rimanenze	168		159		142	
Crediti commerciali	1.488	115	1.821	102	1.482	100
Altre attività correnti	390		389	1	283	
Attività finanziarie correnti	214	3	218	10	181	6
Attività per imposte correnti	71		70		69	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	545		402		633	
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI	2.876		3.059		2.790	
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	1		6		3	
TOTALE ATTIVO	10.004		10.387		9.605	

Patrimonio netto e passività

Milioni di euro	30 06 2017	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	31 12 2016 Restated	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	30 06 2016	di cui Parti Correlate (nota n. 40)
PATRIMONIO NETTO						
Capitale sociale	1.629		1.629		1.629	
(Azioni proprie)	(54)		(54)		(98)	
Riserve	1.007		919		916	
Risultato d'esercizio	-		232		-	
Risultato del periodo	157		-		254	
Patrimonio netto di Gruppo	2.739		2.726		2.701	
Interessi di minoranze	572		553		425	
Totale Patrimonio netto	3.311		3.279		3.126	
PASSIVITÀ						
PASSIVITÀ NON CORRENTI						
Passività finanziarie non correnti	3.696		3.436		3.063	
Benefici a dipendenti	348		365		348	
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	636	2	671	3	590	
Altre passività non correnti	98		109		88	
Totale passività non correnti	4.778		4.581		4.089	
PASSIVITÀ CORRENTI						
Debiti commerciali	1.027	29	1.384	30	1.054	47
Altre passività correnti	633	7	744	8	561	7
Passività finanziarie correnti	154		359	2	658	1
Debiti per imposte	101		33		117	
Totale passività correnti	1.915		2.520		2.390	
Totale passività	6.693		7.101		6.479	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	-		7		-	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	10.004		10.387		9.605	

Conto economico consolidato

ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Milioni di euro	01 01 2017 30 06 2017	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	01 01 2016 30 06 2016	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i>	di cui Parti Correlate (nota n. 40)
Ricavi						
Ricavi di vendita e prestazioni	2.810	203	2.180	207	4.813	409
Altri ricavi operativi	108	1	143		280	
Totale ricavi	2.918		2.323		5.093	
Costi operativi						
Costi per materie prime e servizi	1.774	20	1.289	39	2.968	9
Altri costi operativi	148	18	109	16	253	34
Totale costi operativi	1.922		1.398		3.221	
Costi per il personale	347	1	311	1	641	3
Margine operativo lordo	649		614		1.231	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	280		234		758	3
Risultato operativo netto	369		380		473	
Risultato da transazioni non ricorrenti	1		52		56	
Gestione finanziaria						
Proventi finanziari	9	3	12	4	40	6
Oneri finanziari	105		75		194	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	4	4	4	4	(3)	(3)
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)	-		-		-	
Totale gestione finanziaria	(92)		(59)		(157)	
Risultato al lordo delle imposte	278		373		372	
Oneri per imposte sui redditi	119		106		120	
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	159		267		252	
Risultato netto da attività operative cessate	1		-		2	
Risultato netto	160		267		254	
Risultato di pertinenza di terzi	(3)		(13)		(22)	
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	157		254		232	

Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Informazioni di carattere generale

A2A S.p.A. è una società con personalità giuridica organizzata secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana.

A2A S.p.A. e le sue controllate ("Gruppo") operano sia sul territorio nazionale che estero. All'estero, in particolare, il Gruppo A2A è presente in Montenegro a seguito dell'acquisizione della partecipazione nella società EPCG avvenuta nel 2009.

Il Gruppo A2A è principalmente impegnato nei settori:

- della produzione, vendita e distribuzione di energia elettrica;
- della vendita e distribuzione del gas;
- della produzione, distribuzione e vendita di calore tramite reti di teleriscaldamento;
- della gestione dei rifiuti (dalla raccolta e spazzamento allo smaltimento) e nella realizzazione, gestione e messa a disposizione ad altri operatori di impianti e sistemi integrati per lo smaltimento dei rifiuti;
- della gestione del ciclo idrico integrato.

La Relazione finanziaria semestrale

La Relazione finanziaria semestrale (di seguito “**Semestrale**”) al 30 giugno 2017 del Gruppo A2A è presentata in milioni di euro; tale valuta coincide anche con la moneta funzionale delle economie in cui il Gruppo opera.

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2017 è stata redatta:

- in osservanza del Decreto Legislativo 58/1998 (art. 154-ter) e successive modifiche, nonché del Regolamento emittenti emanato dalla Consob;
- in conformità ai Principi Contabili Internazionali *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emessi dall'*International Accounting Standard Board* (IASB) e omologati dall'Unione Europea in particolare allo IAS 34. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS) e tutte le interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC), precedentemente denominate *Standing Interpretations Committee* (SIC).

Nella predisposizione della Semestrale sono stati applicati gli stessi principi utilizzati per la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2016, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2017 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”.

Nel presente fascicolo sono stati utilizzati alcuni indicatori alternativi di *performance* (AIP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo, per il dettaglio di tali indicatori si rimanda allo specifico paragrafo “Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)”.

La presente Semestrale al 30 giugno 2017 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione il 31 luglio 2017, che ne ha autorizzato la pubblicazione ed è assoggettata a revisione legale limitata da parte di EY S.p.A. in base all'incarico conferito con delibera dell'Assemblea dell'11 giugno 2015 per il novennio 2016-2024.

Schemi di bilancio

Con riferimento alla Situazione patrimoniale-finanziaria è stata adottata la forma di presentazione che prevede la distinzione delle attività e passività tra correnti e non correnti, secondo quanto richiesto dal paragrafo 60 e seguenti dello "IAS 1".

Il "Conto economico" è scalare con le singole poste analizzate per natura, forma ritenuta più rappresentativa rispetto alla cosiddetta presentazione per destinazione di spesa. La forma scelta è infatti conforme con le modalità di presentazione dei maggiori *competitors* ed è in linea con la prassi internazionale.

Ai fini di identificare in modo più chiaro e immediato i risultati derivanti da transazioni non ricorrenti riferibili alle attività operative in esercizio, distinguendoli dai risultati da attività operative cessate, nello schema di Conto economico sono presenti le voci specifiche "Risultato da transazioni non ricorrenti" e "Risultato da cessione altre partecipazioni (AFS)". In particolare, si segnala che la voce "Risultato da transazioni non ricorrenti" è destinata ad accogliere le plusvalenze/minusvalenze rilevate a seguito della valutazione al *fair value* al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come "*held for sale*" ai sensi dell'IFRS 5, i risultati da cessione di partecipazioni in società controllate e collegate e altri oneri/proventi non operativi. Tale voce è posizionata tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene inquinato da operazioni non ricorrenti, consentendo una migliore misurabilità dell'andamento della normale gestione operativa.

Il Rendiconto finanziario è predisposto utilizzando il metodo indiretto, come consentito dallo "IAS 7".

Il Prospetto dei movimenti di Patrimonio netto è stato predisposto secondo le disposizioni dello "IAS 1".

Si precisa che gli schemi di bilancio presentati sono gli stessi adottati nella predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2016.

Criteri di redazione

La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017 è stata redatta in base al principio del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS devono o possono essere valutate al valore equo (*fair value*).

I principi di consolidamento, i principi contabili, i criteri e le stime di valutazione adottati nella redazione della Semestrale sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2016, fatto salvo quanto di seguito specificato.

Variazioni di principi contabili internazionali

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo *“Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio”* sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1° gennaio 2017.

Nel paragrafo a seguire, *“Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea”*, vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, ma non ancora omologati dall’Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 30 giugno 2017, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio

A decorrere dal 1° gennaio 2017 non sono stati omologati dall’Unione Europea Standard od integrazioni a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dalla società nei precedenti esercizi.

Risultano applicabili alcune integrazioni conseguenti a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dal Gruppo nei precedenti esercizi, nessuna delle quali ha determinato, rispetto al 31 dicembre 2016, un effetto sui risultati economici e finanziari del Gruppo né sulle modalità espositive.

Le variazioni principali sono di seguito illustrate.

- IAS 7 “Informazioni integrative in bilancio sugli strumenti finanziari”. La modifica al principio è stata emessa dallo IASB in data 29 gennaio 2016 e richiede che un’entità dia un’informativa che consenta agli utilizzatori del bilancio di valutare le variazioni delle passività e delle attività finanziarie distinguendo tra variazioni che hanno comportato uscite/entrate monetarie da variazioni non monetarie; è prevista l’applicazione di tale integrazione a partire dai bilanci chiusi al 31 dicembre 2017.
- IAS 12 “Imposte sul reddito”. Emesso in data 19 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato modifiche che mirano a chiarire come e quando contabilizzare le attività fiscali differite relative

a strumenti di debito misurati al *fair value* (rilevazione di imposte differite a seguito di perdite non realizzate su strumenti di debito). Punto principale dell'integrazione allo standard IAS 12 "Imposte sul reddito" è l'impossibilità di rilevare fiscalità differita attiva a seguito di previsioni di future perdite connesse a valutazioni *mark to market*. Tale rilevazione è invece consentita solo su perdite effettivamente realizzate.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea, applicabili in esercizi successivi

I seguenti principi ed emendamenti a principi preesistenti sono stati omologati dall'Unione Europea e troveranno applicazione a partire dal 2018, non risultano, pertanto, applicabili all'informativa finanziaria semestrale al 30 Giugno 2017.

- IFRS 9 "Strumenti finanziari". Il principio, omologato dall'Unione Europea in data 29 novembre 2016, sostituisce interamente lo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. Le principali novità introdotte dall'IFRS 9 sono così sintetizzabili: le attività finanziarie possono essere classificate in due sole categorie - al *fair value* oppure al "costo ammortizzato". Scompaiono quindi le categorie dei *loans and receivables*, delle attività finanziarie disponibili per la vendita e delle attività finanziarie *held to maturity*. La classificazione all'interno delle due categorie avviene sulla base del modello di *business* dell'entità e in relazione alle caratteristiche dei flussi di cassa generati dalle attività stesse. L'IFRS 9 non ammette riclassificazioni tra le due categorie di attività finanziarie se non nei rari casi in cui vi è una modifica nel modello di *business* dell'entità. In tal caso gli effetti della riclassifica si applicano prospetticamente.

Nel corso del mese di luglio 2014 è stata pubblicata una parziale modifica del principio, con l'introduzione, in tema di valutazione di classi di strumenti finanziari, del modello basato sulla perdita attesa del credito che sostituisce il modello di *impairment* fondato sulle perdite realizzate. Tale modello di *impairment* utilizza informazioni di tipo "*forward looking*" al fine di ottenere un riconoscimento anticipato delle perdite su crediti rispetto al modello "*incurred loss*" che posticipa il riconoscimento della perdita fino alla manifestazione dell'evento con riferimento alle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, alle attività finanziarie valutate al *fair value* rilevato nelle altre componenti di Conto economico complessivo, ai crediti derivanti da contratti di *leasing*, nonché ad attività derivanti da contratti e ad alcuni impegni all'erogazione di finanziamenti e contratti di garanzia finanziaria. Il nuovo modello ha, inoltre, reso più agevole l'applicazione del modello "*Hedge accounting*" eliminando la soglia dell'80 - 125% prevista nei test di efficacia della copertura secondo IAS 39 e prevedendo casistiche aggiuntive qualificate come di copertura (es. copertura del prezzo *benchmark* per un contratto di fornitura di una *commodity*).

L'impatto dell'adozione di tale principio sul bilancio del consolidato è attualmente oggetto di analisi, tuttavia il Gruppo non si attende effetti significativi dall'applicazione dello stesso sulle operazioni ricorrenti.

- IFRS 15 "Ricavi da contratti con i clienti". L'elemento cardine dell'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia effettuata per un ammontare che rifletta il corrispettivo che il Gruppo prevede avrà diritto a ricevere a fronte del trasferimento di beni e/o servizi.

Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente i seguenti criteri:

- (i) identificazione del contratto con il cliente;
- (ii) identificazione delle *performance obligations* (ossia le condizioni contrattuali relative al trasferimento di beni o servizi al cliente);
- (iii) individuazione di tutti gli eventuali benefici incorporati nei contratti di vendita/prestazione;
- (iv) determinazione del prezzo della transazione;
- (v) allocazione del prezzo della transazione alle *performance obligations* in modo da poter, nei casi di prestazioni multiple, distinguere i ricavi stessi per natura;
- (vi) rilevazione del ricavo quando la relativa *performance obligations* risulta soddisfatta.

Lo *standard* prevede obbligatoriamente un'applicazione retroattiva e la transizione può avvenire secondo due possibili modalità: retroattivamente a ciascun esercizio precedente presentato conformemente allo IAS 8 (*full retrospective approach*) oppure retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulativo dalla data dell'applicazione iniziale (*modified retrospective approach*). In caso di scelta del secondo approccio, l'IFRS 15 viene applicato retroattivamente solo ai contratti che non sono conclusi alla data dell'applicazione iniziale (1° gennaio 2018).

Il Gruppo A2A sta valutando quale delle due opzioni di applicazione retroattiva adottare. L'IFRS 15 include anche obblighi di informativa significativamente più estesi rispetto al principio esistente, in merito alla natura, all'ammontare, alle tempistiche e all'incertezza dei ricavi e dei flussi di cassa derivanti dai contratti con la clientela.

Ai fini dell'implementazione dell'IFRS 15 la società prevede il completamento delle proprie analisi entro la fine dell'anno 2017, in tempo per la valutazione degli aspetti quantitativi dell'adozione del nuovo principio.

Area di consolidamento

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2017 include i dati della capogruppo A2A S.p.A. e quelli delle società controllate sulle quali A2A S.p.A. esercita direttamente o indirettamente il controllo anche quando la quota posseduta è inferiore al 50%. Sono altresì consolidate, con il metodo del Patrimonio netto, le società sulle quali la capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci (*joint ventures*) e quelle sulle quali esercita un'influenza notevole.

Si segnalano le seguenti variazioni al perimetro di consolidamento del Gruppo A2A:

- per effetto della sottoscrizione da parte della Capogruppo A2A S.p.A. dell'aumento del capitale sociale della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., A2A S.p.A. ha aumentato la propria quota di partecipazione dal 49% al 74,8%. Pertanto Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., che al 31 dicembre 2016 era consolidata con il metodo del Patrimonio netto, a partire dal 1° marzo 2017 è stata consolidata integralmente;
- acquisizione del 100% della società Patavina Technologies S.r.l. da parte di A2A Smart City S.p.A.;
- esce dal perimetro di consolidamento, con efficacia dal 1° Gennaio 2017, la società Bellisolina S.r.l.. La vendita del 100% della partecipazione, precedentemente detenuta da A2A Ambiente S.p.A. ed al 31 dicembre 2016 iscritta alla voce Attività non correnti destinate alla vendita, a Ladurner Ambiente S.p.A. si è resa necessaria per ottemperare ad una delle prescrizioni dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A;
- costituzione, nel mese di giugno 2017, di A2A Security S.c.p.a..

Criteri e procedure di consolidamento

Criteri di consolidamento

Società controllate

Sono controllate le società in cui la capogruppo A2A S.p.A. esercita il controllo e quelle in cui ha il potere, così come definito dall'IFRS 10, di determinare direttamente o indirettamente le politiche finanziarie ed operative al fine di ottenere benefici dalle loro attività. Le imprese controllate vengono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente acquisito dal Gruppo e cessano di essere consolidate integralmente dalla data in cui il controllo viene ceduto a società esterne al Gruppo.

Società collegate, *joint ventures* e Attività a controllo congiunto

Le partecipazioni in società collegate, nelle quali cioè il Gruppo A2A detiene una partecipazione rilevante ed è in grado di esercitare un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del Patrimonio netto. Gli utili o le perdite di competenza del Gruppo sono riconosciuti nel bilancio dalla data in cui ha avuto inizio l'influenza notevole o il controllo congiunto sulla società.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore di carico della partecipazione, quest'ultimo è annullato e l'eventuale eccedenza è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata a coprire le sue perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto.

L'adozione del principio IFRS 11 da parte del Gruppo richiede una nuova classificazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto tra partecipazioni in *joint ventures* (se il Gruppo vanta diritti sulle attività nette dell'accordo) e "Attività a controllo congiunto" (se il Gruppo ha diritti sulle attività e obblighi sulle passività relative all'accordo).

Le partecipazioni del Gruppo che sono considerate *joint ventures* ai sensi dell'IFRS 11 sono contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto mentre con riferimento alle partecipazioni classificate come "Attività a controllo congiunto" il principio in oggetto prevede che il Gruppo

riconosca in bilancio la sua quota di attività, passività, costi e ricavi anziché applicare il metodo del Patrimonio netto.

Si segnala che il Gruppo A2A non detiene “Attività a controllo congiunto” e pertanto l’adozione del principio non ha avuto effetti sulla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017.

Diritti di voto potenziali

Qualora il Gruppo A2A detenga delle opzioni di acquisto (*Call*) su azioni o strumenti rappresentativi di capitale (*Warrant*) che sono convertibili in azioni ordinarie, o altri strumenti simili che hanno la potenzialità, se esercitati o convertiti, di dare al Gruppo diritti di voto o ridurre i diritti di voto di terzi (“diritti di voto potenziali”), tali diritti di voto potenziali sono presi in considerazione al fine di valutare se il Gruppo abbia il potere o meno di governare o influenzare le politiche finanziarie e gestionali di un’altra società.

Trattamento delle opzioni *put* su azioni di imprese controllate

A livello generale lo IAS 32, paragrafo 23, stabilisce che un contratto che contiene un’obbligazione per un’entità di acquisire azioni per cassa o a fronte di altre attività finanziarie, dà luogo a una passività finanziaria per il valore attuale del prezzo di esercizio dell’opzione.

Pertanto, qualora l’entità non abbia il diritto incondizionato a evitare la consegna di cassa o di altri strumenti finanziari al momento dell’eventuale esercizio di una opzione *put* su azioni d’imprese controllate, si deve procedere all’iscrizione del debito.

In assenza di specifiche indicazioni da parte dei principi contabili di riferimento, il Gruppo A2A: (i) considera già acquisite dal Gruppo le azioni oggetto di opzioni *put*, anche nei casi in cui restino in capo ai soci terzi i rischi e i benefici connessi alla proprietà delle azioni e continuino a rimanere esposti al rischio di *equity*; (ii) iscrive in contropartita delle riserve di Patrimonio netto il debito derivante dal sorgere dell’obbligazione e le eventuali successive variazioni dello stesso non dipendenti dal semplice trascorrere del tempo (*unwinding* dell’attualizzazione del prezzo d’esercizio); (iii) imputa queste ultime a Conto economico.

Effetti sulle procedure di consolidamento di alcuni contratti aventi ad oggetto azioni/quote di società del Gruppo

a) Clausole di *earn-out* e *earn-in* sul prezzo di acquisto delle azioni di LGH S.p.A.

Nel corso dell'esercizio 2016 A2A S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH S.p.A..

Il controvalore dell'operazione è risultato pari a 98,9 milioni di euro, corrisposti per 51,7 milioni di euro in denaro e in azioni proprie di A2A S.p.A. per un controvalore di 47,2 milioni di euro, di cui 37,2 milioni di euro relativi ad azioni acquistate nel corso del primo semestre 2016 e 10 milioni di euro riferiti ad azioni proprie già detenute in portafoglio al 31 dicembre 2015.

Incluso nel valore dell'acquisizione, A2A S.p.A., ha versato un ammontare pari a 9,6 milioni di euro, ai soci di minoranza di LGH S.p.A., legati a specifiche clausole di *earn-in* fissate in sede di *closing* dell'operazione.

Sulla base degli iniziali accordi contrattuali sottoscritti da A2A S.p.A. con i soci di minoranza di LGH S.p.A., è stato pattuito che A2A S.p.A., entro il terzo anno a decorrere dalla data del *closing* dell'operazione, all'avverarsi di precise condizioni, avrebbe proceduto a versare un massimo di 13,9 milioni di euro inclusi nel controvalore dell'acquisizione di LGH S.p.A. pari a 112,8 milioni di euro, regolati da specifiche e ben identificate clausole di *earn-out*.

Sulla base della *Purchase Price Allocation* che si è conclusa a giugno 2017, le probabilità percentuali di raggiungimento di alcune clausole di *earn-out* sono state riviste al ribasso, determinando un massimo da versare ai soci di minoranza pari a 10,5 milioni di euro con un conseguente controvalore dell'acquisizione che ammonta a 109,4 milioni di euro.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D dell'IFRS 3 ha contabilizzato gli effetti degli *earn-out* contrattuali, pari a 10,5 milioni di euro, tra i debiti a lungo termine, con contropartita il valore della partecipazione, a fronte dell'esborso che procederà a versare ai soci di minoranza di LGH S.p.A. all'avverarsi delle condizioni previste in sede contrattuale, in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche sono ancora ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

Si rimanda al paragrafo "Altre informazioni" per ulteriori dettagli su acquisizioni disciplinate dall'IFRS 3 e processi di *Purchase Price Allocation*.

b) Opzioni *put* relative alle quote detenute dall'azionista di minoranza di LA BI.CO DUE S.r.l.

Aprica S.p.A. ha acquisito nel primo semestre 2016 il 64% delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l., società attiva nei servizi di igiene urbana in vari comuni della Provincia di Brescia.

Per effetto del patto parasociale sottoscritto tra Aprica S.p.A. e Ecoimmobiliare S.r.l., quest'ultima detiene la facoltà, ma non l'obbligo, di vendere (opzione *put*) ad Aprica S.p.A. la propria quota di partecipazione in LA BI.CO DUE S.r.l., pari al 36%.

L'esercizio di tale opzione da parte di Ecoimmobiliare S.r.l. potrà essere effettuato a decorrere dal 1° aprile 2021 e entro, e non oltre, il 30 giugno 2021. Qualora Ecoimmobiliare S.r.l. non eserciti l'opzione di vendita, Aprica S.p.A. avrà il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare la partecipazione di Ecoimmobiliare S.r.l. in LA BI.CO DUE S.r.l. a partire dal primo giorno successivo allo scadere del periodo di opzione di vendita ed entro, e non oltre, i successivi 90 giorni lavorativi.

Il Gruppo conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32 ha contabilizzato tra i debiti con contropartita Patrimonio netto il valore attuale dell'esborso stimato cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

Si precisa che tale opzione è stata valorizzata in base alle condizioni contrattualmente previste.

c) Aggiustamento del prezzo di acquisto delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l.

Il corrispettivo versato da Aprica S.p.A. a fronte dell'acquisizione del 64% delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l. è soggetto ad una clausola di aggiustamento, basata sia sulla posizione finanziaria netta sia sulla redditività di LA BI.CO DUE S.r.l., legata all'aggiudicazione e al prolungamento di alcune convenzioni nei comuni della Provincia di Brescia.

L'aggiustamento prezzo correlato alla clausola basata sulla posizione finanziaria netta si è concluso a ottobre 2016 mediante il versamento da parte di Aprica S.p.A. di 0,3 milioni di euro al socio di minoranza.

d) *Earn-out* sull'acquisto delle quote di LA BI.CO DUE S.r.l.

Il contratto di acquisizione del 64% del capitale sociale di LA BI.CO Due S.r.l. da parte di Aprica S.p.A. prevede tra l'altro un *earn-out* che Aprica S.p.A. sarà tenuta a versare in caso di raggiungimento di prefissati livelli di redditività e all'aggiudicazione e al prolungamento di alcune convenzioni nei comuni della Provincia di Brescia.

In conseguenza degli accordi descritti sub lettere a), b) e c), la Semestrale al 30 giugno 2017 evidenzia un debito verso Ecoimmobiliare S.r.l., per l'eventuale esercizio delle opzioni *put* su quote LA BI.CO DUE S.r.l., inferiore al milione di euro.

e) Aggiustamento del prezzo di acquisto del Gruppo RI.ECO-RESMAL

Nel corso dell'esercizio 2016 A2A Ambiente S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del 100% del Gruppo RI.ECO-RESMAL.

Il corrispettivo versato a fronte dell'acquisizione dell'intero perimetro RI.ECO-RESMAL è soggetto ad una clausola di aggiustamento, basata sia sulla posizione finanziaria netta sia sull'ammontare degli investimenti, il superamento della cui soglia è stata prevista contrattualmente, sostenuti dalle società oggetto di acquisizione ad incremento della produttività tra il 2015 e la data del *closing* dell'operazione.

Il Gruppo, in considerazione del fatto che tali rettifiche sul prezzo di acquisto sono ritenute probabili ed attendibilmente determinate e in conformità a quanto disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D dell'IFRS 3, al 31 dicembre 2016 ha provveduto ad iscrivere un debito per complessivi 1,8 milioni di euro.

Si segnala che il debito in oggetto è stato interamente estinto nel mese di febbraio 2017.

f) *Earn-in* sul prezzo di acquisto del Gruppo RI.ECO-RESMAL

Gli accordi contrattuali che regolano l'acquisizione del Gruppo RI.ECO-RESMAL prevedono, tra l'altro, una clausola di *earn-in* in favore di A2A Ambiente S.p.A., legata sia ad un eventuale mancato rinnovo della concessione dell'impianto di Cernusco per cause non imputabili ad A2A Ambiente S.p.A., sia ad eventuali esborsi ed oneri sostenuti da RESMAL S.r.l. per l'ottenimento del rinnovo della concessione stessa. Tale clausola avrà un eventuale effetto a decorrere dal terzo anno e, non oltre, il quinto anno dal *closing* dell'operazione.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D dell'IFRS 3 ha considerato la somma pagata a titolo di *earn in* quale valore della partecipazione in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche non sono ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

g) Opzioni *put* sulle azioni di Consul System S.p.A.

In data 20 ottobre 2016 è stato perfezionato l'acquisto del 75% del capitale sociale di Consul System S.p.A., la principale ESCo (*Energy Service Company*) indipendente italiana. L'operazione è stata perfezionata dalla ESCo certificata del Gruppo A2A, A2A Calore & Servizi S.r.l., per un valore complessivo pari a 15,1 milioni di euro. Una parte di questo importo, pari a 11,8 milioni di euro, è stata regolata tramite cassa al *closing* dell'operazione. Successivamente è stata effettuata una integrazione sul corrispettivo di acquisto pari a 3,3 milioni di euro, a titolo di aggiustamento prezzo basato sia sulla posizione finanziaria netta di Consul System S.p.A. sia su altre ben identificate clausole contrattuali. L'integrazione in oggetto è stata iscritta ad incremento del valore della partecipazione.

Nel mese di gennaio 2017 sono stati corrisposti a titolo di aggiustamento prezzo sulla posizione finanziaria netta 0,8 milioni di euro.

È stato inoltre stabilito che, entro il termine previsto per l'approvazione del bilancio di Consul System al 31 dicembre 2020, all'avverarsi di precise condizioni, A2A Calore & Servizi S.r.l. potrà esercitare l'opzione di acquisto del restante 25% del capitale sociale di Consul System S.p.A..

Il Gruppo pertanto, conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32, ha contabilizzato tra i debiti con contropartita Patrimonio netto di spettanza del socio di minoranza il valore attuale dell'esborso stimato in 2,4 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

Si precisa che tale opzione è stata valorizzata in base alle condizioni contrattualmente previste.

Procedure di consolidamento

Procedura generale

I bilanci delle controllate, collegate e *joint ventures* consolidate dal Gruppo A2A sono redatti adottando, per ogni chiusura contabile, gli stessi principi contabili della capogruppo. Eventuali rettifiche vengono apportate in fase di consolidamento in modo da rendere omogenee le voci che sono interessate dall'applicazione di principi contabili differenti. Tutti i rapporti e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili non realizzati derivanti da rapporti intrattenuti tra società del Gruppo, sono completamente eliminati.

Nella preparazione della Semestrale vengono assunte linea per linea le attività, le passività, nonché i costi e i ricavi delle imprese consolidate nel loro ammontare complessivo, attribuendo ai soci di minoranza in apposite voci della Situazione patrimoniale-finanziaria e del Conto economico la quota del Patrimonio netto e del risultato del periodo di loro spettanza.

Il valore contabile della partecipazione in ciascuna delle controllate è eliminato a fronte della corrispondente quota di Patrimonio netto comprensiva degli eventuali adeguamenti al *fair value* alla data di acquisizione; la differenza emergente è trattata ai sensi dell'IFRS 3.

Le operazioni con soci di minoranza che non comportano la perdita del controllo in imprese consolidate sono trattate secondo l'approccio dell'entità economica (*economic entity view*).

Adozione del principio contabile internazionale IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese”

A partire dal 2014 il Gruppo A2A ha adottato, tra l'altro, le disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese”, emanato dallo IASB nel 2011 e omologato dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012.

Sulla base di quanto disposto al paragrafo 7 e seguenti del principio in esame, il Gruppo ha provveduto a fornire l'informativa sulle valutazioni e sulle assunzioni significative adottate per stabilire:

- (i) che la capogruppo detiene il controllo di un'altra entità ai sensi dell'IFRS 10;
- (ii) conformemente con l'IFRS 11, il tipo di accordo a controllo congiunto (attività a controllo congiunto o *joint venture*) allorché l'accordo sia stato strutturato attraverso un veicolo separato;
- (iii) che la capogruppo esercita un'influenza notevole su un'altra entità (partecipazioni in imprese collegate).

Partecipazioni detenute in *joint ventures* (IFRS 11): Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A.

L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le *joint operations* e le *joint ventures*, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio.

L'impatto più significativo del nuovo principio è rappresentato dal fatto che alcune entità controllate congiuntamente da A2A, fino ad oggi valutate con il metodo del Patrimonio netto, potrebbero rientrare nella definizione di accordo a controllo congiunto (*joint operations*) in base alle disposizioni dell'IFRS 11. Il trattamento contabile di tale tipologia di accordo a controllo congiunto prevede la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti ad A2A, indipendentemente dall'interessenza partecipativa posseduta.

Con particolare riferimento alle partecipazioni detenute in due società a controllo congiunto operanti nella *Business Unit* Generazione e *Trading*, Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A., il Gruppo A2A ha ritenuto che le stesse rientrano, in quanto a forma giuridica e natura degli accordi contrattuali, nella categoria “*joint venture*”.

In particolare per quanto attiene la partecipazione detenuta in PremiumGas S.p.A. il Gruppo vanta diritti esclusivamente legati ai risultati conseguiti dalla società; la sua attività non è

finalizzata esclusivamente alla commercializzazione di gas nei confronti di società appartenenti al Gruppo, garantendo pertanto la propria continuità indipendentemente dai rapporti commerciali in essere con il Gruppo stesso.

In riferimento alla partecipazione in Ergosud S.p.A. si segnala che pur in presenza di un contratto di *Tolling* la partecipata potrebbe disacciare l'energia autonomamente garantendo la propria continuità aziendale anche al termine del contratto stesso. Si precisa inoltre che il Gruppo A2A non procede alla nomina di figure direttive rilevanti della società.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate il Gruppo A2A ha valutato le partecipazioni con il metodo del Patrimonio netto in continuità con quanto già effettuato nei precedenti esercizi.

Procedura di consolidamento delle attività e passività detenute per la vendita (IFRS 5)

Nel solo caso di valori particolarmente significativi ed esclusivamente in relazione alle attività e passività non correnti detenute per la vendita, in ottemperanza a quanto richiesto dall'IFRS 5 i crediti e debiti finanziari verso le altre società del Gruppo (rapporti infragruppo) non vengono eliminati, in modo da evidenziare chiaramente l'impatto finanziario dell'eventuale possibile dismissione.

Ultimi dati di sintesi disponibili delle *joint ventures* (consolidate ad equity)

Dati di sintesi al 30 giugno 2017 <i>Milioni di euro</i>	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Ergosud 50% dati al 31 12 2016	Metamer 50% dati al 31 03 2017
CONTO ECONOMICO				
Ricavi	0,02	8,8	31,3	5,3
Margine operativo lordo	(0,03)	(0,3)	14,8	0,6
% sui ricavi netti	(150,0%)	(3,4%)	47,3%	11,3%
Ammortamenti e svalutazioni	(0,04)	-	(8,1)	(0,1)
Risultato operativo netto	(0,07)	(0,3)	6,7	0,5
Risultato del periodo	(0,07)	(0,3)	8,3	0,3
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA				
Totale attività	2,9	5,6	175,5	8,6
Patrimonio netto	(0,4)	3,5	66,8	1,7
(Indebitamento) finanziario netto	(0,7)	0,6	(86,9)	2,6

Dati di sintesi al 30 giugno 2016 <i>Milioni di euro</i>	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Ergosud 50% dati al 31 12 2015	Metamer 50% dati al 31 03 2016
CONTO ECONOMICO				
Ricavi	0,1	24,7	29,0	3,7
Margine operativo lordo	0,08	0,4	17,1	0,5
% sui ricavi netti	80,0%	1,6%	58,9%	13,5%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	(50,3)	(0,1)
Risultato operativo netto	0,1	0,4	(33,3)	0,4
Risultato del periodo	0,3	0,3	(25,5)	0,3
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA				
Totale attività	3,1	14,8	189,0	7,0
Patrimonio netto	(0,8)	3,2	62,6	1,8
(Indebitamento) finanziario netto	(0,4)	1,5	(96,0)	2,2

Stagionalità dell'attività

Si segnala che per la tipologia delle attività tipiche del Gruppo i risultati infrannuali possono presentare variazioni dovute all'andamento climatico del periodo.

Al riguardo si rinvia ai commenti sugli andamenti per *Business Unit* riportati nel seguito.

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	
Ricavi	1.533	1.225	794	669	496	403	
- di cui intersettoriali	373	369	29	23	44	47	
Costi per il personale	44	47	17	12	152	130	
Margine Operativo Lordo	186	170	77	73	137	119	
% sui Ricavi	12,1%	13,9%	9,7%	10,9%	27,6%	29,5%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(71)	(100)	(10)	(9)	(44)	(41)	
Risultato operativo netto	115	70	67	64	93	78	
% sui Ricavi	7,5%	5,7%	8,4%	9,6%	18,8%	19,4%	
Risultato da transazioni non ricorrenti							
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria							
Risultato al lordo delle imposte							
Oneri per imposte sui redditi							
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte							
Risultato netto da attività operative cessate							
Risultato di pertinenza di terzi							
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo							
Investimenti lordi ⁽¹⁾	11	8	3	2	38	28	

(1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	
Immobilizzazioni materiali	2.019	2.090	4	4	659	639	
Immobilizzazioni immateriali	36	82	113	116	55	50	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	494	709	442	557	370	373	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	462	752	234	302	311	296	

(*) Per un maggior dettaglio degli effetti patrimoniali derivanti dalla PPA del Gruppo LGH sui dati al 31 dicembre 2016 si rimanda allo specifico paragrafo "Altre informazioni - 3) operazioni IFRS 3 Revised".

	Reti e Calore		Estero		A2A Smart City		Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16	01 01 17 30 06 17	01 01 16 30 06 16
	570	499	114	111	12	13	96	76	(697)	(673)	2.918	2.323
	155	153	-	-	10	11	86	70	(697)	(673)		
	56	53	21	22	2	2	55	45			347	311
	245	227	12	35	3	3	(11)	(13)			649	614
	43,0%	45,5%	10,5%	31,5%	25,0%	23,1%	(11,5%)	(17,1%)			22,2%	26,4%
	(70)	(60)	(76)	(15)	(1)	(1)	(8)	(8)			(280)	(234)
	175	167	(64)	20	2	2	(19)	(21)			369	380
	30,7%	33,5%	(56,1%)	18,0%	16,7%	15,4%	(19,8%)	(27,6%)			12,6%	16,4%
											1	52
											(92)	(59)
											278	373
											(119)	(106)
											159	267
											1	-
											(3)	(13)
											157	254
	89	78	4	10	4	1	9	3	-	-	158	130

	Reti e Calore		Estero		A2A Smart City		Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)	30 06 17	31 12 16 Restated (*)
	1.672	1.716	464	568	19	16	223	179	(81)	(83)	4.979	5.129
	1.598	1.547	2	2	-	-	85	86	(180)	(179)	1.709	1.704
	439	436	256	262	10	12	180	151	(489)	(461)	1.702	2.039
	398	374	25	41	13	12	237	434	(499)	(468)	1.181	1.743

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Alla data della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017 il Gruppo A2A ha completato la *Purchase Price Allocation* (di seguito "PPA") conseguente l'acquisizione del 51% del Gruppo LGH.

In conseguenza del completamento della PPA (alla data di acquisizione) il Gruppo ha provveduto a riesporre i dati al 31 dicembre 2016.

Per maggiori dettagli dell'operazione e dei conseguenti effetti patrimoniali ed economici sui dati riesposti al 31 dicembre 2016 si rimanda alla nota 3 (Operazioni IFRS 3 *Revised*) del paragrafo "Altre Informazioni" della presente Relazione finanziaria semestrale.

Per effetto dell'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita di EPCG, come meglio descritto nel paragrafo "Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017", a partire dalla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017, si è proceduto a valutare a *fair value* le attività e passività della società stessa. Questo ha comportato una svalutazione di *asset* per complessivi 95 milioni di euro come meglio descritto alle note "1) Immobilizzazioni materiali", "31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" e "34) Gestione finanziaria".

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2017 è variato rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated* per le seguenti operazioni:

- sottoscrizione da parte della Capogruppo A2A S.p.A. dell'aumento del capitale sociale della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.. A2A S.p.A. ha aumentato la propria quota di partecipazione dal 49% al 74,8%, pertanto Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., che al 31 dicembre 2016 *Restated* era consolidata con il metodo del Patrimonio netto, a partire dal 1° marzo 2017 è stata consolidata integralmente;
- uscita dal perimetro di consolidamento, con efficacia dal 1° gennaio 2017, della società Bellisolina S.r.l.. La vendita del 100% della partecipazione, precedentemente detenuta da A2A Ambiente S.p.A. ed al 31 dicembre 2016 *Restated* iscritta alla voce "Attività non correnti destinate alla vendita", a Ladurner Ambiente S.p.A. si è resa necessaria per ottemperare ad una delle prescrizioni dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A;
- in data 1° giugno 2017, A2A, tramite la controllata A2A Smart City S.p.A., ha acquisito il 100% di Patavina Technologies S.r.l., società attiva nella progettazione *software* e sistemi TLC e favorirà ulteriore slancio alle innovazioni legate alla *Smart City* oltre che all'automazione dei processi di gestione e controllo delle reti.

ATTIVITÀ

Attività non correnti

1) Immobilizzazioni materiali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo						Valore al 30 06 2017
		Investi- menti	Altre variazioni	Dismissioni e cessioni	Svaluta- zioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Terreni	235	1	4		(27)		(22)	213
Fabbricati	821	3	3		(43)	(19)	(56)	765
Impianti e macchinari	3.703	40	25	(1)	(25)	(133)	(94)	3.609
Attrezzature industriali e commerciali	33	4	1			(4)	1	34
Altri beni	72	9	10	(1)		(9)	9	81
Discariche	73		(1)			(5)	(6)	67
Immobilizzazioni in corso e acconti	101	45	(27)				18	119
Migliorie su beni di terzi	82	4	1			(5)		82
Beni in <i>leasing</i>	9							9
Totale	5.129	106	16	(2)	(95)	(175)	(150)	4.979
di cui:								
Costo storico	10.421	106	21	(7)			120	10.541
Fondo ammortamento	(4.553)		(5)	5		(175)	(175)	(4.728)
Svalutazioni	(739)				(95)		(95)	(834)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 30 giugno 2017 sono pari a 4.979 milioni di euro (5.129 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*).

Le variazioni del periodo registrano un decremento complessivo pari a 150 milioni di euro così composto:

- aumento di 106 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- incremento di 16 milioni di euro per altre variazioni dovute all’effetto dell’aumento del fondo *decommissioning* e dei fondi spese chiusura e post-chiusura discariche, a seguito dell’aggiornamento della perizia di stima per la centrale di Monfalcone e dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;
- diminuzione di 2 milioni di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- decremento di 95 milioni di euro a seguito della valutazione *a fair value* degli *asset* di EPCG conseguente l’esercizio, da parte del Gruppo A2A, della *put option* di vendita di EPCG avvenuta nel mese di luglio che ha comportato una svalutazione pari a 60 milioni di euro iscritta alla voce “Svalutazioni nette delle immobilizzazioni” (nota 31) e oneri finanziari di attualizzazione per 35 milioni di euro (nota 34);
- riduzione di 175 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Reti e Calore gli investimenti sono risultati pari a 48 milioni di euro ed hanno riguardato: per 28 milioni di euro interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione e l'installazione dei nuovi contatori elettronici ed il piano di efficientamento per l'illuminazione pubblica di Milano e Bergamo, per 11 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese, per 9 milioni di euro ad investimenti del Gruppo LGH;
- per la *Business Unit* Ambiente gli investimenti di 35 milioni di euro si riferiscono: per 19 milioni di euro principalmente ad interventi sugli impianti di Silla 2, Acerra, Corteolona, Brescia, Bergamo, Giussago, Cavaglià, Bedizzole, Filago, Varese, Milano, Lacchiarella, Robbassomero, Caivano e Villafalletto; per 9 milioni di euro all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta di rifiuti, per 3 milioni di euro all'acquisizione di attrezzature per la raccolta e per 4 milioni di euro investimenti dei Gruppi LGH e RI.ECO-RESMAL;
- per la *Business Unit* Generazione e *Trading* l'incremento è stato di 11 milioni di euro ed ha riguardato per 4 milioni di euro gli investimenti sulle centrali idroelettriche, per 7 milioni di euro lavori sulle centrali termoelettriche;
- per la *Business Unit* Estero (EPCG) l'incremento è stato di 4 milioni di euro;
- per A2A Smart City gli investimenti, pari a 4 milioni di euro, hanno riguardato interventi sulle reti in fibra ottica;
- per la *Corporate* gli investimenti, pari a 4 milioni di euro, hanno riguardato interventi sul nuovo *Data Center* e l'acquisizione di nuovo *hardware*.

Tra le immobilizzazioni materiali sono compresi "Beni acquistati in *leasing*" per complessivi 9 milioni di euro, iscritti con la metodologia prevista dallo IAS 17 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 giugno 2017, risulta pari a 6 milioni di euro.

2) Immobilizzazioni immateriali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2017
		Investi- menti	Ricl./Altre variazioni	Smobilizzi/ cessioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	21	4			(7)	(3)	18
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.046	34	17	(1)	(23)	27	1.073
Avviamento	500						500
Immobilizzazioni in corso	26	14	(5)			9	35
Altre immobilizzazioni immateriali	111		(24)		(4)	(28)	83
Totale	1.704	52	(12)	(1)	(34)	5	1.709

Le “immobilizzazioni immateriali” al 30 giugno 2017 sono pari a 1.709 milioni di euro (1.704 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*).

Si segnala che, in applicazione dell’IFRIC 12, a partire dall’esercizio 2010 le immobilizzazioni immateriali comprendono anche il valore dei beni in concessione relativi alla distribuzione gas e al ciclo idrico integrato, nonché gli impianti di teleriscaldamento di Varese Risorse.

Il Gruppo dispone di certificati ambientali ricevuti a titolo gratuito come meglio specificato nella sezione “Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A” ai paragrafi “Incentivi alla produzione da rinnovabili e conversione del Certificato Verde in tariffa” (*Business Unit* Generazione e *Trading*) e “Certificati Bianchi e incentivi al teleriscaldamento” (*Business Unit* Reti e Calore).

Le variazioni del periodo registrano un incremento complessivo pari a 5 milioni di euro così composto:

- incremento di 52 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- decremento complessivo di 12 milioni di euro per altre variazioni dovute all’effetto contrapposto tra la diminuzione per 31 milioni di euro principalmente relativa alla riduzione dei certificati ambientali del portafoglio industriale (26 milioni di euro), alla riclassificazione di alcune poste da immobilizzazioni immateriali a immobilizzazioni materiali (2 milioni di euro) al decremento dei contributi su anni precedenti (2 milioni di euro) nonché altre variazioni negative del periodo pari ad 1 milione di euro compensata dall’incremento, per 19 milioni di euro, dovuto al consolidamento integrale delle poste della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.;
- decremento di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 34 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti delle immobilizzazioni immateriali risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Reti e Calore gli investimenti pari a 41 milioni di euro sono dovuti: ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell’area distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione per 25 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell’acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 9 milioni di euro, ad implementazione di sistemi informativi per 3 milioni di euro; per 4 milioni di euro a investimenti del Gruppo LGH;
- per la *Business Unit* Commerciale l’incremento è pari a 3 milioni di euro e riguarda principalmente l’implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit* Ambiente l’incremento è pari a 3 milioni di euro dovuti principalmente a investimenti del Gruppo LGH;

- per la *Corporate* l’incremento è pari a 5 milioni di euro dovuti principalmente ad implementazione di *software*.

La voce “Altre immobilizzazioni immateriali” accoglie anche il valore delle *Customer list* riferite alle acquisizioni di portafogli clienti effettuate dalle società del Gruppo. Tali valori vengono ammortizzati in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri. In particolare l’importo presente in bilancio, pari a 72 milioni di euro, è riconducibile per 48 milioni di euro alle *Customer list* del Gruppo LGH a seguito della conclusione del processo di *Purchase Price Allocation*, per 23 milioni di euro alle *Customer list* dei Gruppi RI.ECO-RESMAL e della società LA BI.CO DUE S.r.l., nonché per 1 milione di euro al valore corrisposto nei passati esercizi da società controllate, relativo ad una porzione delle reti e dei clienti della provincia di Brescia ed alla valorizzazione del portafoglio clienti della controllata Aspem Energia S.r.l..

Avviamento

L’avviamento al 30 giugno 2017 ammonta a 500 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto all’esercizio precedente:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo				Valore al 30 06 2017
		Investimenti	Altre variazioni	Svalutazioni	Totale variazioni	
Avviamento	500	-	-	-	-	500
Totale	500	-	-	-	-	500

Si segnala che i valori dell’avviamento provvisoriamente iscritti nel bilancio pubblicato al 31 dicembre 2016 *Restated* sono stati rideterminati in conseguenza della conclusione del processo di PPA per l’acquisizione del 51% del Gruppo LGH che ha determinato l’allocazione alle poste attive e passive dello Stato patrimoniale e l’iscrizione in via residuale di un avviamento per 30 milioni di euro.

In fase di PPA sono state anche riviste le *Cash Generating Unit* del Gruppo LGH in modo da renderle omogenee con le CGU del Gruppo A2A.

Per maggiori dettagli dell’operazione e dei conseguenti effetti patrimoniali ed economici sui dati riesposti al 31 dicembre 2016 *Restated* si rimanda alla nota 3 (Operazioni IFRS 3 *Revised*) del paragrafo “Altre Informazioni” della presente Relazione finanziaria semestrale.

Gli effetti delle variazioni sul valore degli avviamenti sono di seguito dettagliati:

CGU - Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 Pubblicato	Effetto PPA	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>
A2A Reti Elettriche	163	-	163
A2A Ambiente	232	-	232
A2A Reti Gas	38	-	38
A2A Gas	7	-	7
A2A Calore	21	-	21
Linea Più	6	(6)	-
Linea Ambiente	40	(40)	-
Linea Energia	9	(9)	-
Greenambiente	10	(10)	-
Linea Reti e Impianti	9	(9)	-
LGH Ambiente		30	30
Totale	535	(44)	491
Effetti primo Consolidamento			
Gruppo LGH	13	(13)	-
Consul System	9	-	9
Totale	22	(13)	9
Totale Avviamento	557	(57)	500

Conseguentemente alla conclusione del processo di PPA di LGH si riportano di seguito i nuovi valori delle CGU del Gruppo A2A:

CGU - Milioni di euro	
Reti elettriche	163
Ambiente	262
Reti gas	38
Gas	7
Calore	30
Totale avviamento al 30 giugno 2017	500

Nel periodo in esame il *management* ha svolto un'analisi dei risultati raggiunti rispetto al piano considerando anche le assunzioni del processo di *impairment* svolto per il bilancio 2016 rispetto alla situazione corrente. Tali analisi non hanno evidenziato la presenza di potenziali *impairment indicators* e conseguentemente il Gruppo non ha ritenuto necessario eseguire uno specifico *impairment test* al 30 giugno 2017.

L'*impairment test* viene eseguito comunque almeno annualmente.

3) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	67	(4)	63	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	69	1	70	56	57
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	136	(3)	133	56	57

La tabella seguente evidenzia il dettaglio delle variazioni:

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto - Milioni di euro	Totale
Valore al 31 dicembre 2016 <i>Restated</i>	67
Variazioni del periodo:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	
- valutazioni a Patrimonio netto	4
- svalutazioni	
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(1)
- cessioni	
- altre variazioni	(1)
- riclassificazioni	(6)
Totale variazioni del periodo	(4)
Valore al 30 giugno 2017	63

La variazione intervenuta nelle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto” riguarda principalmente la valutazione positiva per 4 milioni di euro delle partecipazioni in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori, al netto della riclassificazione, per 6 milioni di euro, della partecipazione in Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., a seguito dell’acquisizione di un’ulteriore quota della partecipazione nella società che dal 1° marzo 2017 risulta consolidata integralmente, nonché della variazione negativa per 1 milione di euro derivante dall’incasso di dividendi e altre variazioni negative per 1 milione di euro.

Il dettaglio delle partecipazioni è riportato nell’allegato n. 4 “Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto”.

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 30 giugno 2017 un saldo di 70 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e un incremento pari a 1 milione di euro. Tali attività si riferiscono per 57 milioni di euro a crediti finanziari a medio/lungo termine di cui 12 milioni di euro relativi al Gruppo LGH, costituiti principalmente dalla quota non corrente di crediti finanziari verso soci di minoranza e terzi, e 28 milioni di euro relativi a crediti finanziari per depositi a medio/lungo termine principalmente della controllata EPCG, nonché

per 13 milioni di euro a partecipazioni in altre imprese, per il cui dettaglio si rimanda all'allegato n. 5 "Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita".

4) Attività per imposte anticipate

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Attività per imposte anticipate	341	(44)	297

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 297 milioni di euro (341 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), con una variazione negativa per 44 milioni di euro. La voce accoglie l'effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali. Si ritiene probabile la recuperabilità delle "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio, in quanto i piani futuri prevedono redditi imponibili sufficienti per l'utilizzo delle attività fiscali differite.

I valori al 30 giugno 2017 relativi alle attività per imposte anticipate/passività per imposte differite sono stati esposti al netto (cd. "*Offsetting*") in applicazione dello IAS 12.

Si indicano di seguito, in apposita tabella, le principali attività e passività per imposte anticipate/differite.

Milioni di euro	Bilancio consolidato 31 12 2016 <i>Restated</i>	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adegua- m. Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IAS 39 a Patrim. netto	IAS 19 <i>Revised a</i> Patrim. netto	Altri mov. /Riclass.	Bilancio consolidato 30 06 2017
Dettaglio imposte anticipate/ differite (attive/passive)									
Passività per imposte differite									
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	649	5	(13)	-	(8)	-	-	-	641
Applicazione del principio del <i>leasing</i> finanziario (IAS 17)	6	-	-	-	-	-	-	-	6
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	9	-	-	-	-	-	-	-	9
Plusvalenze rateizzate	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trattamento di fine rapporto	4	-	-	-	-	-	-	-	4
Avviamento	41	-	-	-	-	-	-	-	41
Altre imposte differite	3	-	(5)	-	(5)	-	-	-	(2)
Totale passività per imposte differite (A)	712	5	(18)	-	(13)	-	-	-	699
Attività per imposte anticipate									
Fondi rischi tassati	127	6	(19)	-	(13)	-	(2)	-	112
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	622	4	(13)	-	(9)	-	-	1	614
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	26	-	-	-	-	(1)	-	-	25
Fondi rischi su crediti	12	3	(1)	-	2	-	-	1	15
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	5	-	-	-	-	-	-	-	5
Contributi	19	-	-	-	-	-	-	-	19
Avviamento	214	-	(19)	-	(19)	-	-	(1)	194
Altre imposte anticipate	28	1	(18)	-	(17)	2	-	(1)	12
Totale attività per imposte anticipate (B)	1.053	14	(70)	-	(56)	1	(2)	-	996
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	341	9	(52)	-	(43)	1	(2)	-	297

5) Altre attività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Strumenti derivati non correnti	4	(4)	-	4	-
Altre attività non correnti	8	1	9	-	-
Totale altre attività non correnti	12	(3)	9	4	-

La voce in esame presenta al 30 giugno 2017 un decremento di 3 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Gli “Strumenti derivati non correnti” presentano un valore inferiore al milione di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e si riferiscono alla valutazione a *fair value* di uno strumento finanziario alla chiusura del periodo.

Le “Altre attività non correnti” ammontano a 9 milioni di euro e presentano un incremento pari a 1 milione di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated* e sono composte sostanzialmente da depositi cauzionali e da costi già sostenuti, ma di competenza di esercizi futuri.

Attività correnti

6) Rimanenze

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
- Materiali	96	4	100
- Fondo obsolescenza materiali	(30)	(2)	(32)
Totale materiali	66	2	68
- Combustibili	77	8	85
- Altre	9	(1)	8
Materie prime, sussidiarie e di consumo	152	9	161
Combustibili presso terzi	7	-	7
Totale rimanenze	159	9	168

Le “Rimanenze” sono pari a 168 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), al netto del relativo fondo obsolescenza per 32 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*). L’incremento del fondo obsolescenza si riferisce principalmente alla svalutazione delle scorte di materiali di EPCG e dei magazzini di pertinenza delle centrali.

Le rimanenze presentano le seguenti variazioni complessivamente positive per 9 milioni di euro:

- 8 milioni di euro correlati all'incremento delle giacenze di combustibili, che al 30 giugno 2017 ammontano complessivamente a 85 milioni di euro contro 77 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*;
- 2 milioni di euro relativi all'aumento delle rimanenze di materiali, che risultano complessivamente pari a 68 milioni di euro contro 66 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*;
- 1 milione di euro per il decremento delle altre rimanenze relative a certificati ambientali.

7) Crediti commerciali

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Crediti commerciali fatture emesse	1.054	65	1.119
Crediti commerciali fatture da emettere	1.120	(385)	735
(Fondo rischi su crediti)	(353)	(13)	(366)
Totale crediti commerciali	1.821	(333)	1.488

Al 30 giugno 2017 i "Crediti commerciali" risultano pari a 1.488 milioni di euro (1.821 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), con un decremento di 333 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 343 milioni di euro, il decremento dei crediti commerciali verso clienti: tale posta presenta un saldo di 1.383 milioni di euro alla data di riferimento rispetto a 1.726 milioni di euro esposti nel bilancio al 31 dicembre 2016 *Restated*;
- per 11 milioni di euro, l'incremento dei crediti verso i comuni di Milano e Brescia che evidenziano un saldo complessivo pari a 90 milioni di euro (79 milioni di euro nell'esercizio precedente);
- per 1 milione di euro, la diminuzione delle commesse in corso di svolgimento che risultano pari a 3 milioni di euro rispetto a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*.

Si segnala che il Gruppo effettua su base occasionale cessioni di crediti pro-soluto. Al 30 giugno 2017 i crediti, non ancora scaduti, ceduti dal Gruppo a titolo definitivo e stornati dall'attivo di bilancio nel rispetto dei requisiti dello IAS 39 ammontavano complessivamente a 37 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*). Alla data di pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale, tali crediti ammontano a 4 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*). Lo smobilizzo è relativo a crediti commerciali. Si segnala che il Gruppo non ha in essere programmi di *factoring* rotativo.

Il “Fondo rischi su crediti” è pari a 366 milioni di euro e presenta un incremento netto di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio cui si riferisce.

La movimentazione dettagliata del Fondo rischi su crediti viene evidenziata nel seguente prospetto:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2017
Fondo rischi su crediti	353	16	(7)	4	366

Si riporta di seguito l'*aging* dei crediti commerciali:

Milioni di euro	30 06 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>
Crediti commerciali di cui:	1.488	1.821
Correnti	514	456
Scaduti di cui:	605	598
- Scaduti fino a 30 gg	67	94
- Scaduti da 31 a 180 gg	113	72
- Scaduti da 181 a 365 gg	34	45
- Scaduti oltre 365 gg	391	387
Fatture da emettere	735	1.120
Fondo rischi su crediti	(366)	(353)

8) Altre attività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Strumenti derivati correnti	265	(130)	135	-	-
Altre attività correnti di cui:	124	131	255		
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	40	99	139		
- anticipi a fornitori	11	1	12		
- crediti verso il personale	1	-	1		
- crediti tributari	12	(7)	5		
- crediti di competenza di esercizi/periodi futuri	14	35	49		
- crediti verso Ergosud	9	(7)	2		
- crediti verso enti previdenziali	3	-	3		
- Ufficio del bollo	-	1	1		
- crediti per risarcimenti danni	1	-	1		
- crediti per anticipi COSAP	5	-	5		
- crediti diversi EPCG	13	1	14		
- crediti per depositi cauzionali	1	3	4		
- crediti per canone RAI	3	5	8		
- crediti diversi per coperture	3	(3)	-		
- altri crediti diversi	8	3	11		
Totale altre attività correnti	389	1	390	-	-

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 390 milioni di euro rispetto ai 389 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated* ed evidenziano un incremento di 1 milione di euro.

Gli “Strumenti derivati correnti” presentano un decremento di 130 milioni di euro correlato alla diminuzione dei derivati su *commodity* dovuto sia alla variazione della valutazione a *fair value* al termine del periodo in esame sia alla variazione delle quantità coperte.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 139 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia al primo semestre 2017 che all’esercizio 2016, a residui crediti per perequazioni inerenti precedenti esercizi, al netto degli incassi effettuati nel corso del periodo in esame, nonché a crediti relativi ai certificati bianchi.

I crediti tributari, pari a 5 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti verso l’Erario per IVA, accise e ritenute.

I crediti verso Ergosud, pari a 2 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) si riferiscono al credito spettante per gli impianti nuovi entranti (centrale di Scandale), inerente quote di diritti di emissione come previsto dalle Delibere dell'AEEGSI n. ARG/elt 194/10 e n. 117/10.

9) Attività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Altre attività finanziarie	206	5	211	206	211
Attività finanziarie vs parti correlate	10	(7)	3	10	3
Attività finanziarie vs attività destinata alla vendita	2	(2)	-	2	-
Totale attività finanziarie correnti	218	(4)	214	218	214

La voce presenta un saldo di 214 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*). Tale posta si riferisce principalmente per 196 milioni di euro a crediti finanziari del Gruppo EPCG riferiti a depositi bancari fruttiferi liberamente disponibili e per 16 milioni di euro a crediti finanziari del Gruppo LGH verso Soci di minoranza e terzi.

10) Attività per imposte correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Attività per imposte correnti	70	1	71

Le "Attività per imposte correnti" risultano pari a 71 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) con un incremento di 1 milione di euro rispetto al precedente esercizio. Tale voce è composta da crediti verso l'Erario per IRES (34 milioni di euro) relativi principalmente alle richieste a rimborso in conseguenza della deducibilità IRAP ai fini IRES, per IRAP (17 milioni di euro) principalmente relativi alle istanze di rimborso di esercizi precedenti e per *Robin Tax* (20 milioni di euro) relativi ai crediti richiesti a rimborso/compensazione.

11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	402	143	545	402	545

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 30 giugno 2017 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo di cui 55 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG.

I depositi bancari includono gli interessi maturati anche se non ancora accreditati alla fine del periodo in esame.

12) Attività non correnti destinate alla vendita

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Attività non correnti destinate alla vendita	6	(5)	1	1	-

Al 30 giugno 2017 le “Attività non correnti destinate alla vendita” presentano un saldo pari a 1 milione di euro e si riferiscono ad attività destinate alla vendita del Gruppo EPCG.

Al 31 dicembre 2016 *Restated* tale posta comprendeva per 4 milioni di euro la riclassificazione delle attività della società Bellisolina S.r.l. destinata alla vendita ai sensi dell’IFRS 5, per 1 milione di euro le attività destinate alla vendita del Gruppo EPCG e per 1 milione di euro le attività destinate alla vendita del Gruppo LGH inerenti il ramo d’azienda relativo all’attività di igiene urbana dell’area lodigiana.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

Patrimonio netto

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 giugno 2017 risulta pari a 3.311 milioni di euro (3.279 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), è dettagliata nella seguente tabella:

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(54)	-	(54)
Riserve	919	88	1.007
Risultato del periodo/esercizio di Gruppo	232	(75)	157
Totale Patrimonio del Gruppo	2.726	13	2.739
Interessi di minoranze	553	19	572
Totale Patrimonio netto	3.279	32	3.311

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto è positiva per complessivi 32 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 157 milioni di euro compensato dalla distribuzione del dividendo per 153 milioni di euro, dalla variazione positiva degli interessi delle minoranze per 19 milioni di euro, nonché alle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 dei derivati *Cash flow hedge*.

13) Capitale sociale

Il “Capitale sociale” ammonta a 1.629 milioni di euro ed è composto da n. 3.132.905.277 azioni ordinarie del valore unitario di 0,52 euro ciascuna.

14) Azioni proprie

Le “Azioni proprie” sono pari a 54 milioni di euro, invariate rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*, e si riferiscono a n. 23.721.421 azioni proprie detenute dalla capogruppo A2A S.p.A..

15) Riserve

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Riserve	919	88	1.007
di cui:			
Variazione <i>fair value</i> derivati <i>Cash flow hedge</i>	(2)	(8)	(10)
Effetto fiscale	-	2	2
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(2)	(6)	(8)
Variazione riserve IAS 19 <i>Revised</i> - Benefici a dipendenti	(91)	9	(82)
Effetto fiscale	26	(3)	23
Riserve IAS 19 <i>Revised</i> - Benefici a dipendenti	(65)	6	(59)

Le “Riserve”, che ammontano a 1.007 milioni di euro (919 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), comprendono la riserva legale, le riserve straordinarie, nonché gli utili portati a nuovo dalle società controllate.

Tale voce comprende inoltre la riserva di *Cash flow hedge*, negativa per 8 milioni di euro, che riguarda la valorizzazione al termine dell’esercizio dei derivati che rispondono ai requisiti dell’*Hedge accounting*.

La posta in oggetto include riserve negative pari a 59 milioni di euro relative agli effetti dell’adozione dello IAS 19 *Revised* – Benefici a dipendenti che prevedono la rilevazione degli utili e delle perdite attuariali direttamente tra le riserve incluse nel Patrimonio netto.

16) Risultato del periodo

Risulta positivo per 157 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

17) Interessi di minoranze

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Interessi di minoranze	553	19	572

Gli “Interessi di minoranze” ammontano a 572 milioni di euro (553 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e rappresentano, principalmente, la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza relativi ai Soci terzi di EPCG e del Gruppo LGH.

L'incremento del periodo pari a 19 milioni di euro riflette le quote di utili e altre variazioni di spettanza dei soci terzi.

PASSIVITÀ

Passività non correnti

18) Passività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Obbligazioni non convertibili	2.480	301	2.781	2.480	2.781
Debiti verso banche	946	(39)	907	946	907
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	5	(2)	3	5	3
Debiti verso altri finanziatori	5	-	5	-	5
Totale passività finanziarie non correnti	3.436	260	3.696	3.431	3.696

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 3.696 milioni di euro (3.436 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) di cui 61 milioni di euro di EPCG, presentano un incremento netto di 260 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” sono relative ai seguenti prestiti obbligazionari, contabilizzati al costo ammortizzato:

- 566 milioni di euro, con scadenza novembre 2019 e cedola del 4,50%, il cui valore nominale al 30 giugno 2017 è pari a 568 milioni di euro;
- 427 milioni di euro, con scadenza gennaio 2021 e cedola del 4,375%, il cui valore nominale al 30 giugno 2017 è pari a 430 milioni di euro;
- 497 milioni di euro, con scadenza gennaio 2022 e cedola del 3,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 299 milioni di euro, *Private Placement* con scadenza dicembre 2023 e cedola del 4,00%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 297 milioni di euro, con scadenza febbraio 2025 e cedola dell’1,75%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 98 milioni di euro, *Private Placement* in yen con scadenza agosto 2036 e tasso fisso del 5,405%;
- 298 milioni di euro, riferiti al Gruppo LGH, con scadenza novembre 2018 e cedola del 3,875% il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 299 milioni di euro, *Private Placement* con scadenza marzo 2024 e cedola dell’1,25%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro.

L'incremento della componente non corrente delle "Obbligazioni non convertibili", pari a 301 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*, è dovuto all'emissione nel mese di marzo 2017 del *Private Placement* di 300 milioni di euro scadenza 2024.

I "Debiti verso banche" non correnti ammontano a 907 milioni di euro e presentano un decremento di 39 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente che deriva principalmente dalla riclassifica delle quote di capitale in scadenza nella voce passività finanziarie correnti.

I "Debiti per *leasing* finanziario" risultano pari a 3 milioni di euro e presentano un decremento di 2 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente che deriva principalmente dalla riclassifica delle quote di capitale in scadenza nella voce passività finanziarie correnti.

Infine, i debiti verso altri finanziatori risultano pari a 5 milioni di euro e sono riferiti principalmente al Gruppo LGH.

19) Benefici a dipendenti

Alla data di riferimento tale posta risulta pari a 348 milioni di euro (365 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e presenta le seguenti variazioni:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2017
Trattamento di fine rapporto	176	14	(8)	(10)	172
Benefici a dipendenti	189	-	(5)	(8)	176
Totale benefici a dipendenti	365	14	(13)	(18)	348

Le altre variazioni si riferiscono principalmente ai versamenti effettuati all'INPS e ai Fondi pensionistici integrativi, nonché alla rilevazione delle differenze attuariali che comprendono l'incremento derivante dal *service cost* per 1 milione di euro, l'incremento derivante dall'*interest cost* per 1 milione di euro e il decremento derivante dall'*actuarial gains/losses* per 9 milioni di euro.

Si precisa che le valutazioni tecniche sono state effettuate sulla base delle ipotesi sotto descritte:

	2017	2016
Tasso di attualizzazione	da -0,1% a 1,5%	da 0,0% a 1,3%
Tasso di inflazione annuo	1,5%	da 1,5% a 2,0%
Tasso annuo incremento dei premi anzianità	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento delle mensilità aggiuntive	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento del costo dell'energia elettrica	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento del costo del gas	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento salariale	1,0%	1,0%
Tasso annuo incremento TFR	2,6%	da 2,6% a 3,0%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,1%	1,1%
Frequenze annue di <i>turnover</i>	da 4,0% a 5,0%	da 2,0% a 5,0%
Frequenze annue di anticipazioni TFR	da 2,0% a 2,5%	da 2,0% a 2,5%

Si segnala che:

- il tasso di attualizzazione applicato dal Gruppo varia per società in base alla durata media finanziaria dell'obbligazione. Il tasso di attualizzazione utilizzato è quello corrispondente all'*Iboxx Corporate AA*;
- la curva relativa al tasso di inflazione in forza dell'attuale situazione economica, che presenta una particolare volatilità della maggioranza degli indicatori economici, è stata modificata così come riportato in tabella. Tale ipotesi è stata desunta dal "Documento di Economia e Finanza 2015 – Aggiornamento Settembre 2015 Sez. II-Tab II.2" emanato dal MEF e da "Le tendenze di medio lungo periodo del sistema pensionistico e socio-sanitario – Rapporto n. 16" pubblicato dalla Ragioneria Generale dello Stato;
- il tasso annuo di incremento salariale applicato esclusivamente per le società con in media meno di 50 dipendenti nel corso del 2006 è stato determinato in base ai dati di riferimento comunicati dalle società del Gruppo;
- il tasso annuo di incremento del TFR, come previsto dall'art. 2120 del Codice Civile, è pari al 75% dell'inflazione più 1,5 punti percentuali;
- le frequenze annue di anticipazione e di *turnover* sono desunte dalle esperienze storiche del Gruppo e dalle frequenze scaturenti dall'esperienza dell'Attuario su un rilevante numero di aziende analoghe;
- per le basi tecniche demografiche si segnala che:
 - per il "decesso" sono state utilizzate le tabelle TG62 (Premungas) e RG48 (altri piani);
 - per l'"inabilità" sono state utilizzate le tavole INPS distinte per età e sesso;
 - per il "pensionamento" è stato utilizzato il parametro 100% al raggiungimento dei requisiti AGO (Assicurazione Generale Obbligatoria);

- per la “probabilità di lasciare famiglia” è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010;
- per la “frequenza delle diverse strutture di nuclei superstiti ed età media dei componenti” è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010.

20) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Accanton.	Rilasci	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2017
Fondi <i>decommissioning</i>	210	-	(2)	(2)	19	225
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	188	1	-	(2)	(1)	186
Fondi fiscali	48	1	(2)	-	-	47
Fondi cause legali e contenziosi del personale	111	2	(7)	(30)	(10)	66
Altri fondi rischi	114	7	(5)	(5)	1	112
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	671	11	(16)	(39)	9	636

I “Fondi *decommissioning*”, che risultano pari a 225 milioni di euro accolgono gli oneri per i costi di smantellamento e ripristino dei siti produttivi principalmente relativi alle centrali termoelettriche e agli impianti di termovalorizzazione. Le movimentazioni del periodo hanno riguardato rilasci per 2 milioni di euro, utilizzi per 2 milioni di euro, a copertura degli oneri sostenuti nel corso del periodo in esame e altre variazioni in aumento per 19 milioni di euro, che si riferiscono prevalentemente agli effetti dell’aggiornamento della perizia per la centrale di Monfalcone nonché dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti aventi come contropartita le “Immobilizzazioni materiali”.

I “Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche”, che risultano pari a 186 milioni di euro, si riferiscono all’insieme dei costi che dovranno essere sostenuti in futuro per la sigillatura delle discariche in coltivazione alla data di chiusura del bilancio e per la successiva gestione post-operativa, trentennale e cinquantennale, prevista dall’AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). Le movimentazioni del periodo hanno riguardato accantonamenti per 1 milione di euro relativi agli effetti degli aggiornamenti di alcune perizie, utilizzi per 2 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi nel periodo, e le altre variazioni, negative 1 milione di euro, riferite principalmente agli effetti degli aggiornamenti dei tassi di attualizzazione di cespiti non completamente ammortizzati che trovano contropartita alla voce “Immobilizzazioni materiali”.

I "Fondi fiscali", che risultano pari a 47 milioni di euro, si riferiscono agli accantonamenti effettuati a fronte di contenziosi in essere o potenziali verso l'Erario o enti territoriali per imposte dirette e indirette, tributi e accise. Gli accantonamenti del periodo, per 1 milione di euro, hanno riguardato in particolare il contenzioso ICI/IMU e COSAP con gli enti territoriali, nonché nuove verifiche fiscali aperte nel periodo in esame. I rilasci, per 2 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla conclusione di alcuni contenziosi ICI/IMU.

I "Fondi cause legali e contenziosi del personale" risultano pari a 66 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente a cause in essere con Istituti Previdenziali, per 20 milioni di euro, relativi a contributi previdenziali che il Gruppo ritiene di non dover versare e per i quali sono in essere specifici contenziosi, a cause con terzi, per 42 milioni di euro, e con dipendenti, per 4 milioni di euro, a copertura delle passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso. Gli accantonamenti del periodo, per 2 milioni di euro, si riferiscono agli accantonamenti relativi a cause con terzi mentre i rilasci del periodo, per 7 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle cause in essere con Istituti Previdenziali e con terzi. Gli utilizzi, per 30 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla conclusione di un contenzioso in essere della controllata A.S.R.A.B. S.p.A. che non ha comportato esborsi finanziari per il Gruppo. Le altre variazioni, negative per 10 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla riclassificazione a debito di parte del fondo per il contenzioso con Istituti Previdenziali che sarà pagato nel secondo semestre dell'anno.

Gli "Altri fondi", che risultano pari a 112 milioni di euro si riferiscono principalmente ai fondi relativi ai canoni di derivazione d'acqua pubblica per 33 milioni di euro, al fondo mobilità per gli oneri derivanti dal piano di ristrutturazione aziendale per 2 milioni di euro, al fondo per la manutenzione straordinaria del termoutilizzatore di Acerra per 16 milioni di euro, ai fondi rischi relativi a EPCG per 18 milioni di euro, nonché ad altri fondi per 43 milioni di euro. Gli accantonamenti del periodo sono risultati pari a 7 milioni di euro e hanno riguardato principalmente l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica e gli accantonamenti di EPCG. I rilasci del periodo sono risultati pari a 5 milioni di euro. Gli utilizzi sono risultati pari a 5 milioni di euro e si riferiscono principalmente agli utilizzi di EPCG. Le altre variazioni sono positive e pari a 1 milione di euro.

21) Altre passività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Altre passività non correnti	90	(5)	85	-	-
Strumenti derivati non correnti	19	(6)	13	19	13
Totale altre passività non correnti	109	(11)	98	19	13

La voce in esame presenta al 30 giugno 2017 un decremento di 11 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 13 milioni di euro e presentano una variazione negativa pari a 6 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente derivante dalla variazione della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari a chiusura del periodo in esame. Le “Altre passività non correnti”, che presentano un saldo pari a 85 milioni di euro si riferiscono principalmente a depositi cauzionali da clienti, per 57 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri per 4 milioni di euro, a debiti verso fornitori a medio/lungo termine per 3 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti, per 21 milioni di euro, che comprendono principalmente l’effetto dell’iscrizione di clausole di *earn out* previste dai contratti sottoscritti per le acquisizioni delle partecipazioni avvenute nel corso dell’esercizio precedente.

Passività correnti

22) Debiti commerciali e altre passività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Acconti	3	1	4	-	-
Debiti verso fornitori	1.381	(358)	1.023	-	-
Totale debiti commerciali	1.384	(357)	1.027	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	39	10	49	-	-
Strumenti derivati correnti	253	(124)	129	-	-
Altre passività correnti di cui:	452	3	455	-	-
- Debiti verso il personale	81	(10)	71	-	-
- Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	72	11	83	-	-
- Debiti tributari	58	43	101	-	-
- Debiti per trasparenza fiscale	7	-	7	-	-
- Debiti per componenti tariffarie sull'energia	115	(31)	84	-	-
- Debiti verso i soci terzi EPCG	20	(20)	-	-	-
- Debiti verso i soci terzi LGH	5	(2)	3	-	-
- Debiti per ATO	6	2	8	-	-
- Debiti verso clienti per lavori da eseguire	12	(1)	11	-	-
- Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	3	-	3	-	-
- Debiti per passività di competenza di esercizi/periodi successivi	25	3	28	-	-
- Debiti per servizi ausiliari	1	-	1	-	-
- Debiti per incassi da destinare	9	-	9	-	-
- Debiti verso assicurazioni	3	-	3	-	-
- Debiti per compensazioni accise	6	-	6	-	-
- Debiti per compensazioni ambientali	2	1	3	-	-
- Debiti per canone RAI	6	7	13	-	-
- Altri debiti diversi	21	-	21	-	-
Totale altre passività correnti	744	(111)	633	-	-
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	2.128	(468)	1.660	-	-

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 1.660 milioni di euro (2.128 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), con un decremento di 468 milioni di euro.

I “Debiti commerciali” risultano pari a 1.027 milioni di euro e presentano, rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, un decremento pari a 357 milioni di euro.

I “Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale” risultano pari a 49 milioni di euro (39 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e riguardano la posizione debitoria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali, relativi ai contributi della mensilità di giugno 2017 non ancora liquidati.

Gli "Strumenti derivati correnti" risultano pari a 129 milioni di euro (253 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e si riferiscono alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity*. Il decremento è dovuto sia alla diminuzione della valutazione a *fair value* del periodo sia alla variazione delle quantità coperte.

Le "Altre passività correnti" si riferiscono principalmente a:

- debiti verso il personale per 71 milioni di euro (81 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) relativi ai debiti verso i dipendenti per il premio di produttività maturato nel periodo, nonché all'onere per le ferie maturate e non godute al 30 giugno 2017;
- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 83 milioni di euro al 30 giugno 2017 (72 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) inerenti il debito relativo alle componenti tariffarie fatturate e non ancora versate, nonché il debito per le perequazioni passive relative sia a esercizi precedenti sia al periodo in esame;
- debiti tributari per 101 milioni di euro (58 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e si riferiscono principalmente ai debiti verso l'Erario per accise e ritenute;
- debiti per trasparenza fiscale per 7 milioni di euro nei confronti della società collegata Ergosud S.p.A., invariati rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*;
- debiti per componenti tariffarie sull'energia elettrica per 84 milioni di euro al 30 giugno 2017 (115 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*);
- debiti per ATO per 8 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), relativi al pagamento del canone per le concessioni della gestione del servizio idrico;
- debiti verso clienti per lavori da eseguire per 11 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) si riferiscono a preventivi già incassati dai clienti per lavori che non sono ancora stati completati;
- debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali maturati e non ancora pagati per 3 milioni di euro, invariati rispetto all'esercizio precedente;
- debiti per passività di competenza di esercizi/periodi successivi per 28 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*), relativi alla sospensione di quote di costi e ricavi di competenza di periodi futuri;
- debiti per servizi ausiliari, pari a 1 milione di euro, invariati rispetto all'esercizio precedente, relativi al debito residuo sul contenzioso in essere con la CSEA per i servizi ausiliari sul terminalizzatore di Filago.

23) Passività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Obbligazioni non convertibili	47	4	51	47	51
Debiti verso banche	303	(206)	97	303	97
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	2	1	3	2	3
Debiti finanziari verso parti correlate	2	(2)	-	2	-
Debiti verso altri finanziatori	5	(2)	3	5	3
Totale passività finanziarie correnti	359	(205)	154	359	154

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 154 milioni di euro, a fronte di 359 milioni di euro rilevati al 31 dicembre 2016 *Restated* e presentano un decremento pari a 205 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” presentano un incremento di 4 milioni di euro dovuto principalmente alle cedole maturate per interessi pari a 51 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*).

I “Debiti verso banche” correnti ammontano a 97 milioni di euro e presentano un decremento di 206 milioni di euro principalmente dovuto al rimborso di linee di credito nonché di quote di finanziamenti.

Infine, i debiti verso altri finanziatori sono pari a 3 milioni di euro e presentano un decremento pari a 2 milioni di euro.

24) Debiti per imposte

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017
Debiti per imposte	33	68	101

I “Debiti per imposte” risultano pari a 101 milioni di euro (33 milioni di euro al 31 dicembre 2016 *Restated*) e presentano un incremento netto di 68 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

25) Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita

Milioni di euro	Valore al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2017	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2016 <i>Restated</i>	30 06 2017
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	7	(7)	-	3	-

Al 30 giugno 2017 la voce in oggetto risulta pari a zero mentre al 31 dicembre 2016 *Restated* risultava pari a 7 milioni di euro e si riferiva alle Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita della società Bellisolina S.r.l. e del Gruppo LGH inerenti il ramo d'azienda relativo all'attività di igiene urbana dell'area lodigiana.

Indebitamento finanziario netto

26) Indebitamento finanziario netto

(ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e ESMA/2013/319)

Di seguito si riportano i dettagli dell'indebitamento finanziario netto:

Milioni di euro	Note	30 06 2017	31 12 2016 Restated
Obbligazioni-quota non corrente	18	2.781	2.480
Finanziamenti bancari non correnti	18	907	946
Leasing finanziario non corrente	18	5	5
Debiti verso altri finanziatori non correnti	18	3	5
Altre passività non correnti	21	13	19
Totale indebitamento a medio e lungo termine		3.709	3.455
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(7)	(7)
Attività finanziarie non correnti	3	(50)	(48)
Crediti finanziari verso società destinate alla vendita	3	-	(1)
Altre attività non correnti	5	-	(4)
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(57)	(60)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		3.652	3.395
Obbligazioni-quota corrente	23	51	47
Finanziamenti bancari correnti	23	97	303
Leasing finanziario corrente	23	3	2
Debiti verso altri finanziatori correnti	23	3	5
Passività finanziarie correnti verso parti correlate	23	-	2
Debiti finanziari in passività destinate alla vendita	25	-	3
Totale indebitamento a breve termine		154	362
Altre attività finanziarie correnti	9	(211)	(206)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(3)	(10)
Crediti finanziari verso società destinate alla vendita	9	-	(2)
Totale crediti finanziari a breve termine		(214)	(218)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(545)	(402)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita	12	-	(1)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(605)	(259)
Indebitamento finanziario netto		3.047	3.136

La posizione finanziaria netta del Gruppo comprende la posizione finanziaria netta positiva del Gruppo EPCG per 206 milioni di euro (201 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Note illustrative alle voci di Conto economico

Per effetto dell'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita di EPCG, come meglio descritto nel paragrafo "Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2017", a partire dalla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017, si è proceduto a valutare a *fair value* le attività e passività della società stessa. Questo ha comportato una svalutazione di *asset* per complessivi 95 milioni di euro come meglio descritto alle note "1) Immobilizzazioni materiali", "31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" e "34) Gestione finanziaria".

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2017 è variato rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- sottoscrizione da parte della Capogruppo A2A S.p.A. dell'aumento del capitale sociale della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.. A2A S.p.A. ha aumentato la propria quota di partecipazione dal 49% al 74,8%, pertanto Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., che al 31 dicembre 2016 era consolidata con il metodo del Patrimonio netto, a partire dal 1° marzo 2017 è stata consolidata integralmente;
- uscita dal perimetro di consolidamento, con efficacia dal 1° gennaio 2017, della società Belisolina S.r.l.. La vendita del 100% della partecipazione, precedentemente detenuta da A2A Ambiente S.p.A. ed al 31 dicembre 2016 iscritta alla voce "Attività non correnti destinate alla vendita", a Ladurner Ambiente S.p.A. si è resa necessaria per ottemperare ad una delle prescrizioni dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A S.p.A..

Inoltre i risultati dei primi sei mesi dell'esercizio in esame incorporano gli effetti dell'ampliamento del perimetro di consolidamento del Gruppo che include il Gruppo LGH, il Gruppo RI.ECO-RESMAL e la società Consul System S.p.A. acquisite nel secondo semestre 2016.

27) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 2.918 milioni di euro (2.323 milioni di euro al 30 giugno 2016) di cui 327 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016, e presentano quindi un incremento di 595 milioni di euro (+25,6%).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Ricavi di vendita	2.314	1.785	529	29,6%
Ricavi da prestazioni	496	390	106	27,2%
Ricavi da commesse a lungo termine	-	5	(5)	(100,0%)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	2.810	2.180	630	28,9%
Altri ricavi operativi	108	143	(35)	(24,5%)
Totale ricavi	2.918	2.323	595	25,6%

Al netto del contributo delle società di nuova acquisizione del secondo semestre 2016, l'incremento dei ricavi è prevalentemente riconducibile all'aumento dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas sui mercati all'ingrosso.

Alla crescita dei ricavi del Gruppo ha contribuito inoltre, l'aumento dei prezzi *spot* sui mercati IPEX registrato nel primo semestre rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Per maggiore informativa si riporta il dettaglio delle voci più significative:

<i>Milioni di euro</i>	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Vendita e distribuzione di energia elettrica	1.381	1.118	263	23,5%
Vendita e distribuzione di gas	663	446	217	48,7%
Vendita calore	91	87	4	4,6%
Vendita materiali	24	7	17	n.s.
Vendita acqua	27	76	(49)	(64,5%)
Vendite di certificati ambientali	114	35	79	n.s.
Contributi di allacciamento	14	16	(2)	(12,5%)
Totale ricavi di vendita	2.314	1.785	529	29,6%
Prestazioni a clienti	496	390	106	27,2%
Totale ricavi per prestazioni	496	390	106	27,2%
Ricavi da commesse a lungo termine	-	5	(5)	(100,0%)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	2.810	2.180	630	28,9%
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	32	42	(10)	(23,8%)
Risarcimenti danni	3	6	(3)	(50,0%)
Affitti attivi	1	1	-	-
Sopravvenienze attive	28	11	17	n.s.
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili (<i>feed-in tariff</i>)	37	71	(34)	(47,9%)
Altri ricavi	7	12	(5)	(41,7%)
Altri ricavi operativi	108	143	(35)	(24,5%)
Totale ricavi	2.918	2.323	595	25,6%

I ricavi per vendite acqua presentano una diminuzione di 49 milioni di euro in quanto al 30 giugno 2016 la voce in oggetto rilevava il riconoscimento, alla controllata A2A Ciclo Idrico S.p.A., come da Delibera n. 16/2016, da parte dell'Ente di Governo dell'Ambito di Brescia di partite tariffarie pregresse relative agli esercizi 2007-2011 ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 643/2013/R/idr.

I ricavi per certificati ambientali (Certificati Verdi e Certificati Bianchi) aumentano di 79 milioni di euro, rispetto al 30 giugno 2016, anche grazie al contributo delle società acquisite nel secondo semestre 2016.

I "Ricavi per prestazioni" presentano un incremento di 106 milioni di euro a seguito principalmente dei ricavi inerenti le società acquisite nel secondo semestre 2016.

La voce "Altri ricavi operativi" presenta un decremento pari a 35 milioni di euro per effetto principalmente dell'iscrizione, al 30 giugno 2017, di minori ricavi legati agli incentivi sulla produzione netta da fonti rinnovabili a causa della conclusione del periodo di incentivazione, a partire dal 1° luglio 2016, di alcuni impianti del Nucleo idroelettrico della Valtellina.

Per un maggior dettaglio delle motivazioni riferibili all’andamento dei ricavi relativi alle varie *Business Units*, si rimanda a quanto riportato nel paragrafo “Risultati per settore di attività”.

28) Costi operativi

I “Costi operativi” sono pari a 1.922 milioni di euro (1.398 milioni di euro al 30 giugno 2016) di cui 240 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 e registrano pertanto un incremento di 524 milioni di euro.

Si riporta, di seguito, il dettaglio delle principali componenti:

Costi operativi - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Costi per materie prime e di consumo	1.343	943	400	42,4%
Costi per servizi	431	346	85	24,6%
Totale costi per materie prime e servizi	1.774	1.289	485	37,6%
Altri costi operativi	148	109	39	35,8%
Totale costi operativi	1.922	1.398	524	37,5%

I “Costi per materie prime e servizi” ammontano a 1.774 milioni di euro (1.289 milioni di euro al 30 giugno 2016), di cui 219 milioni di euro riferiti al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016, e presentano un incremento di 485 milioni di euro.

Tale incremento è dovuto all’effetto combinato dei seguenti fattori:

- i maggiori acquisti di materie prime e di consumo per 436 milioni di euro, riconducibili all’incremento dei costi per acquisti di energia e combustibili per 403 milioni di euro, all’aumento degli acquisti di materiali per 8 milioni di euro, ed all’incremento degli oneri correlati all’acquisto di certificati ambientali per 25 milioni di euro;
- l’incremento degli oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi per 85 milioni di euro;
- la variazione in diminuzione delle rimanenze di combustibili e materiali per 36 milioni di euro.

Per maggiore informativa, viene fornito il dettaglio delle componenti più rilevanti:

<i>Milioni di euro</i>	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Acquisti di energia e combustibili	1.249	846	403	47,6%
Acquisti di materiali	45	37	8	21,6%
Acquisti di acqua	1	1	-	-
Oneri da coperture su derivati operativi	4	2	2	100,0%
Proventi da coperture su derivati operativi	(6)	(4)	(2)	50,0%
Acquisti di certificati e diritti di emissione	61	36	25	69,4%
Totale costi per materie prime e di consumo	1.354	918	436	47,5%
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	190	141	49	34,8%
Manutenzioni e riparazioni	78	73	5	6,8%
Altri servizi	163	132	31	23,5%
Totale costi per servizi	431	346	85	24,6%
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	(11)	25	(36)	n.s.
Totale costi per materie prime e servizi	1.774	1.289	485	37,6%
Godimento beni di terzi	59	42	17	40,5%
Canoni concessioni reti distribuzione Comune di Milano e di Brescia	5	4	1	25,0%
Canoni concessioni derivazione d'acqua	32	26	6	23,1%
Contributi a enti territoriali, consortili e AEEGSI	5	3	2	66,7%
Imposte e tasse	19	15	4	26,7%
Danni e penalità	1	1	-	-
Sopravvenienze passive	13	4	9	n.s.
Altri costi	14	14	-	-
Altri costi operativi	148	109	39	35,8%
Totale costi operativi	1.922	1.398	524	37,5%

Margine attività di trading

La tabella sottostante riporta i risultati derivanti dalle negoziazioni dei Portafogli di trading che si riferiscono alle attività di negoziazione sull’energia elettrica, sul gas e sui certificati ambientali.

<i>Margine attività di trading - Milioni di euro</i>	Note	30 06 2017	30 06 2016	Variazione
Ricavi	27	774	504	270
Costi operativi	28	(773)	(507)	(266)
Totale margine attività di trading		1	(3)	4

La marginalità delle attività di *trading* risulta in aumento di 4 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2016. Su tale dinamica hanno inciso il buon andamento di alcune attività quali arbitraggio statistico, *delta hedging*, quotazioni e *trading* proprietario che hanno permesso di compensare quasi completamente le perdite dovute al deprezzamento delle capacità di interconnessione con l'estero portando ad un risultato quasi di parità nel primo semestre dell'esercizio in corso.

29) Costi per il personale

Al 30 giugno 2017 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 347 milioni di euro (311 milioni di euro al 30 giugno 2016) di cui 37 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016.

Nel dettaglio i "Costi per il personale" si compongono nel modo seguente:

Costi per il personale - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Salari e stipendi	253	224	29	12,9%
Oneri sociali	90	81	9	11,1%
Trattamento di fine rapporto	14	12	2	16,7%
Altri costi	13	14	(1)	(7,1%)
Totale costi per il personale al lordo delle capitalizzazioni	370	331	39	11,8%
Costi per il personale capitalizzati	(23)	(20)	(3)	15,0%
Totale costi per il personale	347	311	36	11,6%

Nella tabella sottostante si espone il numero medio di dipendenti per qualifica:

	30 06 2017	31 12 2016	30 06 2016	Variazione giugno 2017 dicembre 2016	Variazione giugno 2017 giugno 2016
Dirigenti	230	208	181	22	49
Quadri	665	618	561	47	104
Impiegati	5.747	5.770	5.245	(23)	502
Operai	6.851	6.842	6.068	9	783
Totale	13.493	13.438	12.055	55	1.438

Al 30 giugno 2017 il costo del lavoro medio pro-capite, non considerando gli effetti derivanti dalle società acquisite nel secondo semestre 2016, è risultato pari a 25,5 migliaia di euro (25,8 migliaia di euro al 30 giugno 2016).

Al 30 giugno 2017 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 13.616 (di cui 2.322 appartenenti al Gruppo EPCG) di cui 1.336 unità riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo

semestre 2016. Al 30 giugno 2016 i dipendenti del Gruppo risultavano pari a 12.199 (di cui 2.346 appartenenti al Gruppo EPCG).

Nella voce altri costi del personale sono iscritti incentivi all'esodo per 1 milione di euro (1 milione di euro al 30 giugno 2016).

30) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il "Margine operativo lordo" consolidato al 30 giugno 2017 è pari a 649 milioni di euro (614 milioni di euro al 30 giugno 2016) di cui 50 milioni di euro derivanti dal consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016.

Per un maggiore approfondimento si rimanda a quanto descritto nel paragrafo "Analisi per settore di attività".

31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

113

Gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" sono pari a 280 milioni di euro (234 milioni di euro al 30 giugno 2016), di cui 26 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 (24 milioni di euro di ammortamenti, 4 milioni di euro di svalutazione crediti e -2 milioni di euro di accantonamenti per rischi), e presentano un incremento di 46 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	34	24	10	41,7%
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	175	173	2	1,2%
Svalutazioni nette delle immobilizzazioni	60	1	59	n.s.
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	269	198	71	35,9%
Accantonamenti per rischi	(5)	29	(34)	n.s.
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	16	7	9	n.s.
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	280	234	46	19,7%

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 269 milioni di euro (198 milioni di euro al 30 giugno 2016), di cui 24 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016, e registrano un incremento complessivo di 71 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 34 milioni di euro (24 milioni di euro al 30 giugno 2016). La voce rileva maggiori ammortamenti per 10 milioni di euro di cui 8 milioni di euro riferibili al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 e 2 milioni di euro relativi all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 2 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2016 e riguardano:

- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 per 16 milioni di euro;
- maggiori ammortamenti, per 4 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2016;
- minori ammortamenti, per 12 milioni di euro, conseguenti le svalutazioni degli *asset* effettuate al 31 dicembre 2016;
- minori ammortamenti, per 6 milioni di euro, conseguenti all'allungamento della vita utile residua della centrale di San Filippo del Mela connesso alla stipula di un contratto in regime di essenzialità con Terna.

Per effetto dell'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita di EPCG si è proceduto a valutare a *fair value* le attività e passività della società stessa. Questo ha comportato una svalutazione di *asset* per complessivi 60 milioni di euro. La determinazione del *fair value* delle attività e delle passività ha comportato una svalutazione di *asset* per complessivi 95 milioni di euro, di cui 35 milioni di euro quale effetto dell'attualizzazione delle attività nette che il Gruppo A2A incasserà in 7 anni a partire dal mese di maggio 2018 che conseguentemente sono stati contabilizzati come oneri finanziari come descritto al paragrafo "34) Gestione finanziaria".

Per quanto attiene il recepimento di quanto disposto dal cd. "Decreto Sviluppo", volto alla determinazione del valore di riscatto relativo alle cosiddette "opere bagnate" delle concessioni idroelettriche, si segnala che ad oggi non sono stati ancora fissati dalle autorità competenti i parametri di calcolo (coefficienti di rivalutazione e vite utili) necessari per quantificare il valore di riscatto a fine concessione di tali beni. In tale contesto di vacatio normativa, il Gruppo A2A ha proceduto ad effettuare alcune simulazioni stimando le rivalutazioni mediante i coefficienti ISTAT, che risultano essere gli unici dati oggettivamente utilizzabili, e definendo le proprie stime delle vite economico-tecniche dei beni. I risultati delle simulazioni hanno evidenziato un *range* di variabilità piuttosto ampio, confermando che al momento non è possibile effettuare una stima attendibile dei valori di riscatto alla fine delle concessioni. Tuttavia per le concessioni prossime alla scadenza il valore netto contabile delle cd. "opere bagnate" è risultato significativamente inferiore rispetto al *range* dei risultati ottenuti. Pertanto, solo per le concessioni prossime alla scadenza (Nucleo idroelettrico della Valtellina), il Gruppo ha bloccato gli ammortamenti a partire dal 30 giugno 2012, mentre si è proseguito in continuità di criteri di valutazione rispetto al passato per le restanti concessioni.

Gli "Accantonamenti per rischi" presentano un effetto netto pari a -5 milioni di euro (29 milioni di euro al 30 giugno 2016) dovuto agli accantonamenti del periodo per 11 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze di fondi rischi per 16 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti del periodo hanno riguardato, per 3 milioni di euro accantonamenti per canoni idroelettrici, per 3 milioni di euro accantonamenti ad altri fondi rischi relativi ad EPCG, per 2 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su scariche e per 1 milione di euro accantonamenti diversi. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 16 milioni di euro.

Per maggiori informazioni si rimanda alla nota 20) Fondi rischi, oneri e passività per scariche.

L' "Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 16 milioni di euro (7 milioni di euro al 30 giugno 2016) determinato dall'accantonamento del periodo di cui 8 milioni di euro relativi ad uno specifico cliente della distribuzione.

32) Risultato operativo netto

Il "Risultato operativo netto" risulta pari a 369 milioni di euro (380 milioni di euro al 30 giugno 2016).

33) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il "Risultato da transazioni non ricorrenti" risulta positivo per 1 milione di euro. Al 30 giugno 2016 risultava positivo per 52 milioni di euro ed era relativo alla scissione del cosiddetto "Ramo Cellina" di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016 a seguito dell'atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015.

34) Gestione finanziaria

La "Gestione finanziaria" presenta un saldo negativo di 92 milioni di euro (negativo per 59 milioni di euro al 30 giugno 2016) di cui 11 milioni di euro derivanti dal consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Proventi finanziari	9	12	(3)	(25,0%)
Oneri finanziari	(105)	(75)	(30)	40,0%
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	4	4	-	-
Totale gestione finanziaria	(92)	(59)	(33)	55,9%

I “Proventi finanziari” ammontano a 9 milioni di euro (12 milioni di euro al 30 giugno 2016), di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016, e sono così composti:

Proventi finanziari - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Proventi verso istituti di credito	3	4	(1)	(25,0%)
Altri proventi finanziari di cui:	6	8	(2)	(25,0%)
- Proventi finanziari verso Comune di Brescia (IFRIC 12)	3	3	-	-
- Utili su cambi	1	1	-	-
- Altri proventi	2	4	(2)	(50,0%)
Totale proventi finanziari	9	12	(3)	(25,0%)

Gli “Oneri finanziari”, che ammontano a 105 milioni di euro, di cui 12 milioni di euro derivanti dal consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016, presentano un incremento di 30 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2016 e sono così composti:

Oneri finanziari - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione	% giugno 2017/2016
Interessi su prestiti obbligazionari	51	61	(10)	(16,4%)
Interessi verso istituti di credito	5	4	1	25,0%
Fair value su derivati finanziari	-	(3)	3	(100,0%)
Realized su derivati finanziari	5	6	(1)	(16,7%)
Oneri da Decommissioning	1	1	-	-
Altri oneri finanziari di cui:	43	6	37	n.s.
- Oneri di attualizzazione	37	3	34	n.s.
- Oneri finanziari (IFRIC 12)	2	2	-	-
- Perdite su cambi	1	-	1	n.s.
- Altri oneri	3	1	2	n.s.
Totale oneri finanziari al lordo delle capitalizzazioni	105	75	30	40,0%
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-
Totale oneri finanziari	105	75	30	40,0%

Per effetto dell'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita di EPCG si è proceduto a valutare al valore attuale le attività e passività della società stessa. Questo ha comportato l'iscrizione di oneri di attualizzazione per 35 milioni di euro quale effetto dell'attualizzazione delle attività nette che il Gruppo A2A incasserà in 7 anni a partire dal mese di maggio 2018.

L'attualizzazione è stata effettuata utilizzando i tassi corrispondenti ai titoli di stato montenegrini contratti in euro con analoghe scadenze.

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni risulta positiva per 4 milioni di euro (positiva per 4 milioni di euro al 30 giugno 2016) ed è riconducibile principalmente alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

35) Oneri per imposte sui redditi

Oneri per imposte sui redditi - Milioni di euro	30 06 2017	30 06 2016	Variazione
Ires corrente	56	69	(13)
Irap corrente	20	13	7
Effetto differenze imposte esercizi precedenti	-	2	(2)
Totale imposte correnti	76	84	(8)
Imposte anticipate	56	48	8
Imposte differite	(13)	(26)	13
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	119	106	13

Gli "Oneri per imposte sui redditi" nel periodo in esame sono risultati pari a 119 milioni di euro (106 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Si segnala che la Capogruppo A2A determina le imposte IRAP di esercizio sulla base dell'applicazione dell'art. 6, co. 9, del Decreto Legislativo 15 dicembre 1997, n. 446 (metodo cd. delle "holding industriali"), in base al quale l'imponibile è determinato tenendo conto anche dei proventi e oneri finanziari (esclusi quelli relativi a partecipazioni).

36) Risultato netto da attività operative cessate

Il "Risultato netto da attività operative cessate" risulta pari a 1 milione di euro (nessun valore al 30 giugno 2016) e si riferisce al provento derivante dalla vendita della società Bellisolina S.r.l..

37) Risultato di pertinenza di terzi

Il “Risultato di pertinenza di terzi” risulta negativo per il Gruppo per 3 milioni di euro e comprende principalmente la quota di competenza di terzi del Gruppo LGH. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio la posta presentava un saldo negativo per il Gruppo per 13 milioni di euro.

38) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il “Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo” risulta positivo e pari a 157 milioni di euro (positivo per 254 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Risultato per azione

39) Risultato per azione

	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,0504	0,0825
- di base da attività in funzionamento	0,0500	0,0824
- di base da attività destinate alla vendita	0,0004	-
- diluito	0,0504	0,0825
- diluito da attività in funzionamento	0,0500	0,0824
- diluito da attività destinate alla vendita	0,0004	-
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.109.183.856	3.095.458.548
- diluito	3.109.183.856	3.095.458.548

Nota sui rapporti con le parti correlate

40) Nota sui rapporti con le parti correlate

Devono ritenersi “parti correlate” quelle indicate dal principio contabile internazionale concernente l’informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate (IAS 24 *revised*).

Rapporti con gli Enti controllanti e con le imprese controllate da questi ultimi

120

I Comuni di Milano e Brescia hanno sottoscritto in data 5 ottobre 2007 il Patto parasociale che disciplina gli assetti proprietari di A2A S.p.A., dando luogo a un controllo congiunto paritetico dei Comuni sulla società.

Nello specifico, pertanto, l’operazione di fusione in vigore a partire dal 1° gennaio 2008, a prescindere dalla struttura legale seguita, risultava nella realizzazione di una *joint venture*, il cui controllo congiunto era esercitato dal Comune di Brescia e dal Comune di Milano, che detenevano ciascuno una partecipazione pari al 27,5%.

In data 13 giugno 2014 l’Assemblea degli Azionisti ha modificato il sistema di *governance* della società passando dall’originario sistema dualistico, adottato dal 2007, ad un sistema di amministrazione e controllo cd. “tradizionale” mediante la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del mese di dicembre 2014 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una quota azionaria complessiva di A2A S.p.A. pari allo 0,51%, mentre nel corso dei primi due mesi dell’esercizio 2015 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una ulteriore quota azionaria di A2A S.p.A. pari al 4,5%.

In data 4 ottobre 2016 i Comuni di Milano e di Brescia hanno rinnovato per un ulteriore triennio, con decorrenza dal 1° gennaio 2017, il Patto parasociale sottoscritto in data 30 dicembre 2013, avente ad oggetto n. 1.566.452.642 azioni ordinarie rappresentative del 50% più due azioni del capitale sociale di A2A S.p.A.. In data 20 maggio 2016 i due Comuni avevano proceduto a sottoscrivere un’appendice al Patto che prevedeva di accorciare da sei mesi a tre mesi il termine della scadenza dell’accordo entro il quale è possibile disdettare lo stesso.

In data 26 ottobre 2016 il Comune di Milano ha ricevuto da parte del Comune di Brescia la proposta, approvata dalla Giunta del predetto Comune in data 25 ottobre 2016, di modificare parzialmente gli accordi parasociali relativi ad A2A S.p.A. esistenti tra i due Comuni. Tale proposta prevede in particolare l'impegno dei due Comuni a mantenere sindacato e vincolato, nel nuovo patto, un numero di azioni, detenute in misura paritetica dagli stessi, complessivamente pari al 42% del capitale sociale di A2A S.p.A.. In data 4 novembre 2016 la Giunta del Comune di Milano, dopo avere esaminato favorevolmente la proposta del Comune di Brescia di una parziale modifica del Patto parasociale, ha sottoposto al Consiglio comunale la proposta del nuovo patto parasociale per le determinazioni finali di competenza.

In data 23 gennaio 2017 il Consiglio comunale di Milano ha approvato il nuovo Patto parasociale tra il Comune di Milano e il Comune di Brescia in merito alla partecipazione detenuta in A2A S.p.A. e ha fatto proprio l'impegno di non procedere all'alienazione di alcuna delle quote di proprietà del Comune di Milano.

Alla data di approvazione della presente Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2016 i due azionisti detengono una quota partecipativa pari al 50% più due azioni che consente alle due municipalità di mantenere il controllo sulla società.

Tra le società del Gruppo A2A ed i Comuni di Milano e Brescia intercorrono rapporti di natura commerciale relativi alla fornitura di energia elettrica, gas, calore e acqua potabile, ai servizi di gestione degli impianti di illuminazione pubblica e semaforici, ai servizi di gestione degli impianti di depurazione e fognatura, ai servizi di raccolta e spazzamento, nonché ai servizi di videosorveglianza.

Analogamente le società del Gruppo A2A intrattengono rapporti di natura commerciale con le società controllate dai Comuni di Milano e Brescia, quali a titolo esemplificativo Metropolitana Milanese S.p.A., ATM S.p.A., Brescia Mobilità S.p.A., Brescia Trasporti S.p.A. e Centrale del Latte di Brescia S.p.A., fornendo alle stesse energia elettrica, gas, calore e servizi di fognatura e depurazione alle medesime tariffe vigenti sul mercato adeguate alle condizioni di fornitura e svolgendo le prestazioni dei servizi richiesti dalle stesse. Si sottolinea che tali società sono state considerate come parti correlate nella predisposizione dei prospetti riepilogativi ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

I rapporti tra i Comuni di Milano e Brescia e il Gruppo A2A, relativi all'affidamento dei servizi connessi all'illuminazione pubblica, ai semafori, alla gestione e distribuzione di energia elettrica, gas, calore e servizi di fognatura e depurazione, sono regolati da apposite convenzioni e da specifici contratti.

I rapporti intercorsi con i soggetti controllati dai Comuni di Milano e Brescia, che si riferiscono alla fornitura di energia elettrica, sono gestiti a normali condizioni di mercato.

Il 12 aprile 2017 Amsa S.p.A., società controllata da A2A S.p.A., ha sottoscritto con il Comune di Milano un contratto per la gestione dei servizi preordinati alla tutela ambientale per il periodo 1° gennaio 2017 – 08 febbraio 2021.

Rapporti con le società controllate e collegate

La capogruppo A2A S.p.A. opera come tesoreria centralizzata per la maggioranza delle società controllate.

I rapporti tra le società sono regolati attraverso conti correnti, intrattenuti tra la controllante e le controllate su cui si applicano tassi, a condizioni di mercato, a base variabile Euribor, con specifici *spread* per società. Anche per l'anno 2016 A2A S.p.A. e le società controllate hanno adottato la procedura dell'IVA di Gruppo.

Ai fini dell'IRES, A2A S.p.A. ha aderito al cd. "consolidato nazionale" di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86 con le principali società controllate. A tal fine, con ciascuna società controllata aderente è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Tali contratti disciplinano anche il trasferimento di eventuali eccedenze di ROL come previsto dalla normativa vigente.

La capogruppo fornisce alle società controllate e collegate servizi di natura amministrativa, fiscale, legale, direzionale e tecnica al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito della società stessa e per utilizzare in modo ottimale il *know-how* esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio stipulati annualmente. A2A S.p.A. mette inoltre a disposizione delle proprie controllate e delle collegate, presso proprie sedi, spazi per uffici e aree operative, nonché i servizi relativi al loro utilizzo, a condizioni di mercato.

Le società A2A gencogas S.p.A. e A2A Energiefuture S.p.A., a fronte di un corrispettivo mensile correlato alla effettiva disponibilità degli impianti termoelettrici, offrono alla Capogruppo il servizio di generazione elettrica.

I servizi di telecomunicazione sono forniti dalla società controllata A2A Smart City S.p.A..

Si evidenzia infine che a seguito della comunicazione Consob emanata il 24 settembre 2010 e recante le disposizioni in materia di operazioni con parti correlate ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni, in data 11 novembre 2010 il Gruppo aveva approvato la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate, entrata in vigore il 1° gennaio 2011, volta ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente, ovvero per il tramite di società controllate, individuate ai sensi del principio contabile internazionale

IAS 24 *revised*. Il Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2016 ha deliberato, previo parere favorevole del Comitato di Controllo Rischi, la revisione della procedura “ Disciplina delle operazioni con Parti Correlate”. La revisione della Procedura prevede in particolare la riduzione, introdotta in via facoltativa, della soglia per le operazioni con le controllate dei Comuni di Milano e Brescia, al di sopra della quale prevedere l’applicazione della Procedura stessa.

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010:

Situazione patrimoniale-finanziaria	Totale 30 06 2017	Di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Control- late Comune di Milano	Comune di Brescia	Control- late Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
Milioni di euro										
TOTALE ATTIVITÀ DI CUI:	10.004	61	29	76	3	18	1	-	188	1,9%
Attività non correnti	7.127	53	13	-	-	4	-	-	70	1,0%
Partecipazioni	63	53	10	-	-	-	-	-	63	100,0%
Altre attività finanziarie non correnti	70	-	3	-	-	4	-	-	7	10,0%
Attività correnti	2.876	8	16	76	3	14	1	-	118	4,1%
Crediti commerciali	1.488	8	13	76	3	14	1	-	115	7,7%
Altre attività correnti	390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Attività finanziarie correnti	214	-	3	-	-	-	-	-	3	1,4%
TOTALE PASSIVITÀ DI CUI:	6.693	21	4	5	-	8	-	-	38	0,6%
Passività non correnti	4.778	1	1	-	-	-	-	-	2	0,0%
Fondo rischi ed oneri	636	1	1	-	-	-	-	-	2	0,3%
Passività correnti	1.915	20	3	5	-	8	-	-	36	1,9%
Debiti commerciali	1.027	13	3	5	-	8	-	-	29	2,8%
Altre passività correnti	633	7	-	-	-	-	-	-	7	1,1%
Passività finanziarie correnti	154	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Conto economico	Totale 30 06 2017	Di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Control- late Comune di Milano	Comune di Brescia	Control- late Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
Milioni di euro										
RICAVI	2.918	1	22	161	3	16	1	-	204	7,0%
Ricavi di vendita e prestazioni	2.810	1	22	160	3	16	1	-	203	7,2%
Altri ricavi operativi	108	-	-	1	-	-	-	-	1	0,9%
COSTI OPERATIVI	1.922	29	1	1	2	5	-	-	38	2,0%
Costi per materie prime e servizi	1.774	17	1	-	2	-	-	-	20	1,1%
Altri costi operativi	148	12	-	1	-	5	-	-	18	12,2%
COSTI PER IL PERSONALE	347	-	-	-	-	-	-	1	1	0,3%
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	280	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GESTIONE FINANZIARIA	(92)	4	-	-	-	3	-	-	7	(7,6%)
Oneri finanziari	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proventi finanziari	9	-	-	-	-	3	-	-	3	33,3%
Quota dei proventi e oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	4	4	-	-	-	-	-	-	4	100,0%

Nella sezione “Prospetti contabili consolidati” del presente fascicolo sono riportati i prospetti completi ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

Relativamente ai compensi percepiti dagli organi di governo societario si rimanda allo specifico fascicolo “Relazione sulla remunerazione – 2017” disponibile sul sito www.a2a.eu.

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

41) Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Alla data della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017 il Gruppo A2A ha completato la *Purchase Price Allocation* (di seguito "PPA") conseguente l'acquisizione del 51% del Gruppo LGH. In conseguenza del completamento della PPA (alla data di acquisizione) il Gruppo ha provveduto a riesporre i dati al 31 dicembre 2016. Per maggiori dettagli dell'operazione e dei conseguenti effetti patrimoniali ed economici sui dati riesposti al 31 dicembre 2016 si rimanda alla nota 3 (Operazioni IFRS 3 *Revised*) del paragrafo "Altre Informazioni" della presente Relazione finanziaria semestrale.

Per effetto dell'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita di EPCG, a partire dalla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017, si è proceduto a valutare a *fair value* le attività e passività della società stessa. Questo ha comportato una svalutazione di *asset* per complessivi 95 milioni di euro come meglio descritto alle note "1) Immobilizzazioni materiali", "31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" e "34) Gestione finanziaria".

Garanzie ed impegni con terzi

<i>Milioni di euro</i>	30 06 2017	31 12 2016
Garanzie ricevute	639	654
Garanzie prestate	1.141	1.113

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 639 milioni di euro (654 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e sono costituite per 260 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 379 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti.

Garanzie prestate e impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 1.141 milioni di euro (1.113 milioni di euro al 31 dicembre 2016), di cui a fronte di obblighi assunti nei contratti di finanziamento pari a 267 milioni di euro. Tali garanzie sono state rilasciate da banche per 587 milioni di euro, da assicurazioni per 156 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali *parent company guarantee*, per 398 milioni di euro.

Si segnala che le società del Gruppo hanno in concessione beni di terzi, relativi principalmente al ciclo idrico integrato, il cui valore ammonta a 66 milioni di euro.

Altre informazioni

1) Eventi di rilievo del gruppo successivi al 30 giugno 2017

Per la descrizione degli eventi si rinvia allo specifico paragrafo della presente Relazione finanziaria semestrale.

2) Informazioni relative alle azioni proprie

Al 30 giugno 2017 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie (n. 26.917.609 al 31 dicembre 2015), pari allo 0,757% del Capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni, invariate rispetto alla chiusura del 31 dicembre 2016.

Al 30 giugno 2017 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

3) Operazioni IFRS 3 revised

Nel corso del 2016 il Gruppo A2A ha perfezionato le seguenti operazioni di acquisizione di partecipazioni, che rientrano nei dettami dell'IFRS3, per le quali al 31 dicembre 2016 non si era ancora conclusa la *Purchase Price Allocation*:

- nel mese di agosto A2A S.p.A. ha acquisito il 51% della *multiutility* lombarda LGH S.p.A.;
- nel mese di ottobre A2A Calore & Servizi S.r.l. ha acquisito il 75% di Consul System S.p.A., principale ESCo (*Energy Service Company*) indipendente italiana.

Le operazioni sopra sintetizzate sono classificabili come *business combination* ai sensi del principio internazionale IFRS 3 "Aggregazioni aziendali"; il Gruppo ha proceduto a consolidare integralmente le società, mediante l'applicazione dell'*acquisition method* previsto dall'IFRS 3, in virtù del controllo ottenuto sulle entità acquisite.

L'IFRS 3 stabilisce che tutte le aggregazioni aziendali devono essere contabilizzate, entro 12 mesi dall'acquisizione, applicando il metodo dell'acquisto. L'acquirente, pertanto, rileva tutte le

attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisto ai relativi *fair value* alla data di acquisizione ed evidenzia l'eventuale iscrizione di un avviamento.

Le operazioni di *business combination* sono rilevate secondo *l'acquisition method*. Il corrispettivo trasferito in una *business combination* è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al *fair value* delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento. Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro *fair value*, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche *goodwill*); se negativa, è rilevata a conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale *goodwill* a essi attribuibile (cd. *partial goodwill method*).

Business combination LGH

L'acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH S.p.A. da parte di A2A S.p.A. è stata perfezionata in data 4 agosto 2016 ad un controvalore pari a 98,9 milioni di euro, corrisposti per 51,7 milioni di euro in denaro e in azioni proprie di A2A S.p.A. per un controvalore di 47,2 milioni di euro, di cui 37,2 milioni di euro relativi ad azioni acquistate nel corso del primo semestre 2016 e 10 milioni di euro riferiti ad azioni proprie già detenute in portafoglio al 31 dicembre 2015.

Il controvalore dell'operazione includeva 9,6 milioni di euro, versati da A2A S.p.A. ai soci di minoranza di LGH S.p.A., legati a specifiche clausole di *earn-in* fissate in sede di *closing* dell'operazione.

Sulla base degli accordi contrattuali sottoscritti da A2A S.p.A. con i soci di minoranza di LGH S.p.A., è stato pattuito che A2A S.p.A., entro il terzo anno a decorrere dalla data del *closing* dell'operazione, all'avverarsi di precise condizioni, avrebbe proceduto a versare fino ad un massimo di 13,9 milioni di euro inclusi nel controvalore provvisorio iscritto al 31 dicembre 2016 dell'acquisizione di LGH S.p.A. pari a 112,8 milioni di euro, regolati da specifiche e ben identificate clausole di *earn-out*.

Alla data del 30 giugno 2017, è stata completata l'allocazione definitiva del prezzo pagato da A2A S.p.A. al *fair value* degli *assets* e *liabilities* per l'acquisto del 51% Gruppo LGH (*Purchase Price Allocation – PPA*).

Il processo di PPA ha lo scopo di allocare, alla data di acquisizione, il costo dell'aggregazione aziendale alle attività, passività e passività potenziali della società oggetto di acquisizione.

La valutazione, effettuata da un esperto indipendente, è basata su proiezioni dei piani economico-finanziari e sull'assunzione di realizzazione di tali piani.

Ai fini della contabilizzazione delle risultanze del processo di *Purchase Price Allocation* è stato utilizzato l'*acquisition method* con rilevazione del *full goodwill*.

Al fine di identificare le attività e passività coinvolte nell'operazione sono stati applicati i criteri di identificazione delle immobilizzazioni materiali ed immateriali previsti rispettivamente dallo IAS 38 e IAS 16 oltre che dall' IFRS 13 che fornisce la definizione di *fair value* di un *asset* come il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare operazione nel mercato principale alla data di valutazione, alle correnti condizioni di mercato, indipendentemente dal fatto che quel prezzo sia osservabile direttamente o che venga stimato utilizzando un'altra tecnica di mercato.

Attività e passività individuate ottemperando ai criteri sopra esposti, sono state valutate con metodi che correlano il valore del capitale dell'*asset* alla capacità di produrre flussi di cassa per la remunerazione dei terzi finanziatori e degli azionisti.

Gli *asset* operativi sono stati valutati utilizzando:

- i) metodo reddituale (vita utile definita degli *asset*);
- ii) *Unlevered Discounted Cash Flow*, utilizzato per termovalorizzatori e discariche, che si basa su flussi di cassa futuri, tasso di attualizzazione (WACC) e vita utile definita;
- iii) valore di mercato.

Gli *asset* non operativi (fabbricati e terreni) sono stati valutati al valore di mercato (dati catastali degli *asset* valutati); infine le *customer list* sono state valutate tramite il *Multi Period Excess Earnings method* (MPÉE), metodo residuale, che si fonda sul principio che poiché l'intero reddito della società acquisita deve essere allocato agli *asset* identificati in sede di PPA, il reddito di pertinenza dell'*asset* strategico dominante (la rete clienti) può essere ricavato per differenza detraendo dal reddito complessivo la remunerazione ordinaria di tutti gli altri *asset* materiali ed immateriali.

Il completamento della *Purchase Price Allocation* ha modificato il controvalore dell'acquisizione (al 31 dicembre 2016 pari a 112,8 milioni di euro) rilevando un *adjustment* negativo sulle clausole di *earn in* per 0,5 milioni di euro ed un ulteriore *adjustment* sulle clausole di *earn out* in riduzione di 3,4 milioni di euro; definendo il nuovo prezzo di acquisizione pari a 108,9 milioni di euro. In sede di PPA è stato inoltre definito il valore del Patrimonio netto di LGH di competenza di terzi, pari a 86 milioni di euro.

Il processo di *Purchase Price Allocation* ha determinato la riallocazione dell'avviamento iscritto in capo al Gruppo LGH alla data di acquisizione e delle relative imposte differite per un ammontare netto pari a 87 milioni di euro, determinando un Patrimonio netto *adjusted* pari a 109,2 milioni di euro.

La differenza tra il prezzo teorico di acquisto complessivo, utilizzando il *full goodwill*, pari a 194,9 milioni di euro e il Patrimonio al netto dell'avviamento eliminato ha comportato una differenza da allocare pari a 85,7 milioni di euro che è stata riespressa come di seguito evidenziato:

- a) rivalutazione di *asset* materiali e immateriali per 83,2 milioni di euro (al netto delle quote spettanti ai soci terzi);
- b) riduzione delle attività finanziarie per 0,6 milioni di euro;
- c) riduzione del capitale circolante netto per 2,5 milioni di euro;
- d) riduzione di fondi per 2,1 milioni di euro (al netto delle quote spettanti ai soci terzi);
- e) rilevazione di fiscalità differita passiva per 22,5 milioni di euro (al netto delle quote spettanti ai soci terzi).

Rilevato, infine, un *goodwill* residuale pari a 30 milioni di euro.

Di seguito un prospetto analitico degli effetti della PPA e la ri-espressione dei valori di Stato patrimoniale e Conto economico del Gruppo LGH al 31 dicembre 2016.

<i>Milioni di euro</i>	
Prezzo pagato	89,8
<i>Earn-in Earn-out price Adj</i> (pfn Adj)	22,9
Prezzo al closing	112,8
<i>Earn-in Adj</i>	(0,5)
<i>Earn-out Adj</i>	(3,4)
Prezzo complessivo Adj	108,9
<i>Fair value</i> interessi Minoranze	86,0
Prezzo dovuto per il 100%	194,9
Allocazione PPA	
Prezzo al 100%	194,9
Patrimonio al netto Avviamento	109,2
Differenza da allocare	85,7
Rettifica Asset tangibili (*)	27,4
Rettifica Asset intangibili(*)	55,8
Rettifica attività finanziarie	(0,6)
Rettifica CCN	(2,5)
Rettifica fondi(*)	(2,1)
Maggior valore allocato	78,0
Imposte differite nette	22,5
Totale	55,5
<i>Goodwill</i>	30,0

(*) al netto delle quote dei soci terzi

LGH - Stato patrimoniale Post Purchase Price Allocation	31 12 2016	Rettifiche PPA	31 12 2016 Restated
Milioni di euro			
ATTIVITÀ			
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
Immobilizzazioni materiali	342	49	391
Immobilizzazioni immateriali	200	37	237
Avviamento	74	(44)	30
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	-	3
Altre attività finanziarie non correnti	18	-	18
Attività per imposte anticipate	35	-	35
Altre attività non correnti	3	-	3
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI	676	42	718
ATTIVITÀ CORRENTI			
Rimanenze	20	-	20
Crediti commerciali	181	-	181
Altre attività correnti	14	-	14
Attività finanziarie correnti	55	-	55
Attività per imposte correnti	5	-	5
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26	-	26
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI	300	-	300
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	1	-	1
TOTALE ATTIVO	978	42	1.020

LGH - Stato patrimoniale Post Purchase Price Allocation	31 12 2016	Rettifiche PPA	31 12 2016 Restated
Milioni di euro			
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	189	-	189
Riserve	4	-	4
Risultato d'esercizio	(15)	15	-
Patrimonio netto di Gruppo	178	15	193
Interessi di minoranze	32	2	34
Totale Patrimonio netto	210	17	227
PASSIVITÀ			
PASSIVITÀ NON CORRENTI			
Passività finanziarie non correnti	410	-	410
Passività per imposte differite	21	22	43
Benefici a dipendenti	19	-	19
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	76	3	79
Altre passività non correnti	15	-	15
Totale passività non correnti	541	25	566
PASSIVITÀ CORRENTI			
Debiti commerciali	141	-	141
Altre passività correnti	47	-	47
Passività finanziarie correnti	35	-	35
Debiti per imposte	2	-	2
Totale passività correnti	225	-	225
Totale passività	766	25	791
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	2	-	2
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	978	42	1.020

LGH - Conto economico Post Purchase Price Allocation	01 01 2016 31 12 2016	Rettifiche PPA	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i>
<i>Milioni di euro</i>			
Ricavi			
Ricavi di vendita e prestazioni	193	-	193
Altri ricavi operativi	5	-	5
Totale ricavi	198	-	198
Costi operativi			
Costi per materie prime e servizi	131	-	131
Altri costi operativi	12	-	12
Totale costi operativi	143	-	143
Costi per il personale	24	-	24
Margine operativo lordo	32	-	32
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	41	(17)	24
Risultato operativo netto	(9)	17	8
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	-	-
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	1	-	1
Oneri finanziari	10	-	10
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	1	(1)	-
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)	-	-	-
Totale gestione finanziaria	(10)	(1)	(11)
Risultato al lordo delle imposte	(20)	18	(2)
Oneri per imposte sui redditi	(1)	3	2
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	(19)	15	(4)
Risultato netto da attività operative cessate	2	-	2
Risultato netto	(16)	15	(2)
Risultato di pertinenza di terzi	1	-	1
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	(15)	15	-

Per effetto delle variazioni sopra riportate, di seguito confronto tra la Situazione patrimoniale-finanziaria ed il Conto economico consolidato pubblicato al 31 dicembre 2016 ed i dati *restated* alla medesima data.

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata <i>Milioni di euro</i>	31 12 2016 Pubblicato	Effetti PPA	31 12 2016 <i>Restated</i>
ATTIVITÀ			
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
Immobilizzazioni materiali	5.080	49	5.129
Immobilizzazioni immateriali	1.724	(20)	1.704
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	67	-	67
Altre attività finanziarie non correnti	69	-	69
Attività per imposte anticipate	363	(22)	341
Altre attività non correnti	12	-	12
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI	7.315	7	7.322
ATTIVITÀ CORRENTI			
Rimanenze	159	-	159
Crediti commerciali	1.821	-	1.821
Altre attività correnti	388	1	389
Attività finanziarie correnti	218	-	218
Attività per imposte correnti	70	-	70
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	402	-	402
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI	3.058	1	3.059
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	6	-	6
TOTALE ATTIVO	10.379	8	10.387

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata <i>Milioni di euro</i>	31 12 2016 Pubblicato	Effetti PPA	31 12 2016 <i>Restated</i>
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(54)	-	(54)
Riserve	918	1	919
Risultato d'esercizio	224	8	232
Patrimonio netto di Gruppo	2.717	9	2.726
Interessi di minoranze	554	(1)	553
Totale Patrimonio netto	3.271	8	3.279
PASSIVITÀ			
PASSIVITÀ NON CORRENTI			
Passività finanziarie non correnti	3.436	-	3.436
Benefici a dipendenti	365	-	365
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	668	3	671
Altre passività non correnti	112	(3)	109
Totale passività non correnti	4.581	-	4.581
PASSIVITÀ CORRENTI			
Debiti commerciali	1.384	-	1.384
Altre passività correnti	744	-	744
Passività finanziarie correnti	359	-	359
Debiti per imposte	33	-	33
Totale passività correnti	2.520	-	2.520
Totale passività	7.101	-	7.101
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	7	-	7
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	10.379	8	10.387

Conto economico consolidato	01 01 2016 31 12 2016 Pubblicato	Effetti PPA	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i>
<i>Milioni di euro</i>			
Ricavi			
Ricavi di vendita e prestazioni	4.813	-	4.813
Altri ricavi operativi	280	-	280
Totale ricavi	5.093	-	5.093
Costi operativi			
Costi per materie prime e servizi	2.968	-	2.968
Altri costi operativi	253	-	253
Totale costi operativi	3.221	-	3.221
Costi per il personale	641	-	641
Margine operativo lordo	1.231	-	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	775	(17)	758
Risultato operativo netto	456	17	473
Risultato da transazioni non ricorrenti	56	-	56
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	40	-	40
Oneri finanziari	194	-	194
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	(4)	1	(3)
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)	-	-	-
Totale gestione finanziaria	(158)	1	(157)
Risultato al lordo delle imposte	354	18	372
Oneri per imposte sui redditi	117	3	120
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	237	15	252
Risultato netto da attività operative cessate	2	-	2
Risultato netto	239	15	254
Risultato di pertinenza di terzi	(15)	(7)	(22)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	224	8	232

Business combination Consul System S.p.A.

In data 20 ottobre 2016 è stato perfezionato l'acquisto del 75% del capitale sociale di Consul System S.p.A., la principale ESCo (*Energy Service Company*) indipendente italiana, con l'obiettivo di creare sinergie operative e per sviluppare nuovi prodotti e servizi. L'operazione è stata perfezionata dalla ESCo certificata del Gruppo A2A (A2A Calore & Servizi S.r.l.), per un valore di circa 21 milioni di euro (*enterprise value* relativo al 100%).

È stato inoltre stabilito che, entro il termine previsto per l'approvazione del bilancio di Consul System S.p.A. al 31 dicembre 2020, all'avverarsi di precise condizioni, A2A Calore & Servizi S.r.l. potrà esercitare l'opzione di acquisto del restante 25% del capitale sociale di Consul System S.p.A..

Come richiamato nella nota "Area di consolidamento" il processo di *purchase price allocation* relativo a Consul System S.p.A. verrà completato entro le tempistiche previste dall'IFRS3. Ne consegue che a seguito del completamento del processo di *purchase price allocation* ed all'eventuale allocazione dei valori provvisoriamente allocati alla voce avviamento, il Gruppo provvederà a riesporre nel bilancio annuale al 31 dicembre 2017, i dati relativi al bilancio al 31 dicembre 2016 sia con riferimento allo Stato patrimoniale sia al Conto economico, compresi eventuali aggiustamenti all'importo dell'*Impairment* registrato coerentemente con IFRS3.

4) Informazioni relative alle attività non correnti possedute per la vendita e alle attività operative cessate (IFRS 5)

Le voci "Attività non correnti destinate alla vendita" e "Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita" al 30 giugno 2017 si riferiscono alle attività destinate alla vendita del Gruppo EPCG. Mentre al 31 dicembre 2016 recepivano la riclassificazione delle attività di proprietà della società Bellisolina S.r.l. ceduta nei primi mesi del 2017 in ottemperanza ad una prescrizione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A S.p.A., delle attività destinate alla vendita del Gruppo EPCG, e delle attività e passività destinate alla vendita del Gruppo LGH inerenti il ramo d'azienda relativo all'attività di igiene urbana dell'area lodigiana.

I valori riclassificati per le operazioni sopra descritte non hanno richiesto svalutazioni.

Di seguito si riportano i principali dati di natura patrimoniale relativi alle attività/passività anzidette.

Dati al 30 giugno 2017
Milioni di euro

	Gruppo EPCG
ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	
Attività non correnti	1
Attività correnti	-
Totale attività	1
Passività non correnti	-
Passività correnti	-
Totale passività	-

5) Gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo A2A opera nel mercato dell’energia elettrica, del gas naturale e del teleriscaldamento e, nell’esercizio della sua attività, è esposto a diversi rischi finanziari:

- a) rischio *commodity*;
- b) rischio di tasso di interesse;
- c) rischio tasso di cambio non connesso a *commodity*;
- d) rischio di liquidità;
- e) rischio di credito;
- f) rischio *equity*;
- g) rischio di *default* e non rispetto *covenants*.

Il rischio prezzo delle *commodities*, connesso alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche (gas, elettricità, olio combustibile, carbone, ecc.) e dei certificati ambientali (diritti di emissione EUA/ETS, certificati bianchi, ecc.) consiste nei possibili effetti negativi che la variazione del prezzo di mercato di una o più *commodities* possono determinare sui flussi di cassa e sulle prospettive di reddito della società, incluso il rischio tasso di cambio relativo alle *commodities* stesse.

Il rischio di tasso di interesse è il rischio dell’incremento dei costi finanziari per effetto di una variazione sfavorevole dei tassi di interesse.

Il rischio tasso di cambio non connesso a *commodity* è il rischio di maggiori costi o minori ricavi derivanti da una variazione sfavorevole dei tassi di cambio fra le valute.

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie non siano sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti.

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali, di *trading* e finanziarie.

Il rischio *equity* è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole del prezzo delle azioni.

Il rischio di *default* e *covenants* attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti obbligazionari, in capo ad una o più società del Gruppo, contengano disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

Di seguito si evidenzia il dettaglio dei rischi cui il Gruppo A2A è esposto.

a. Rischio *commodity*

a.1) Rischio di prezzo delle *commodities* e del tasso di cambio connesso all'attività in *commodities*

Il Gruppo è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio tasso di cambio, su tutte le *commodities* energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, calore, carbone, olio combustibile e certificati ambientali; i risultati economici relativi alle attività di produzione, acquisto e vendita risentono delle relative fluttuazioni dei prezzi. Tali fluttuazioni agiscono tanto direttamente quanto indirettamente attraverso formule e indicizzazioni presenti nelle strutture di *pricing*.

Per stabilizzare i flussi di cassa e per garantire l'equilibrio economico e finanziario del Gruppo, A2A S.p.A. si è dotata di una *Energy Risk Policy* che definisce chiare linee guida per la gestione ed il controllo dei rischi sopramenzionati e che recepisce le indicazioni del *Committee of Chief Risk Officers Organizational Independence and Governance Working Group* ("CCRO") e del *Group on Risk Management* di Euroelectric. Sono stati presi a riferimento inoltre gli accordi del Comitato di Basilea per la vigilanza bancaria approvati nel giugno 2004 (cd. Basilea 2) e le prescrizioni sancite dai principi contabili internazionali riferiti alle modalità di rilevazione, sulle poste di Conto economico e sulla Situazione patrimoniale-finanziaria, della volatilità dei prezzi delle *commodities* e dei derivati finanziari.

Nel Gruppo A2A la valutazione del rischio in oggetto è centralizzata in capo alla *holding*, che ha istituito, all'interno della Struttura Organizzativa Amministrazione, Finanza e Controllo, l'Unità Organizzativa di *Group Risk Management* con il compito di gestire e monitorare il rischio mercato e di *commodity*, di elaborare e valutare i prodotti energetici strutturati, di proporre strategie di copertura finanziaria del rischio energetico, nonché di supportare i vertici aziendali nella definizione di politiche di *Energy Risk Management* di Gruppo.

Annualmente il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. definisce i limiti di rischio *commodity* del Gruppo, approvando la proposta di *PaR* e *VaR* (elaborata in sede di Comitato Rischi) in concomitanza con l'approvazione del *Budget*/Piano Industriale; *Group Risk Management* vigila sul rispetto di tali limiti e propone ai vertici aziendali le strategie di copertura volte a riportare il rischio entro i limiti definiti ove questi vengano superati.

Il perimetro delle attività soggette al controllo del rischio riguarda il portafoglio costituito da tutte le posizioni sul mercato fisico dei prodotti energetici sia in acquisto/produzione che in vendita e da tutte le posizioni sul mercato dei derivati energetici delle società appartenenti al Gruppo.

Ai fini del monitoraggio dei rischi vengono segregati e gestiti in modo differente il Portafoglio Industriale da quello di *Trading*. In particolare si definisce Portafoglio Industriale l'insieme dei contratti sia fisici che finanziari direttamente connessi all'attività industriale del Gruppo, ossia che hanno come obiettivo la valorizzazione della capacità produttiva anche attraverso l'attività di commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio di gas, energia elettrica e calore.

Il Portafoglio di *Trading* è costituito dall'insieme di tutti quei contratti, sia fisici che finanziari, sottoscritti con la finalità di ottenere un profitto aggiuntivo rispetto a quello ottenibile dall'attività industriale, ossia di tutti quei contratti che pur accessori all'attività industriale non sono strettamente necessari alla stessa.

Al fine di individuare l'attività di *Trading*, il Gruppo A2A si attiene alla Direttiva *Capital Adequacy* ed alla definizione di attività "*held for trading*", come da Principio Contabile Internazionale IAS 39, che definisce tali le attività finalizzate a conseguire un profitto dalla variazione a breve termine nei prezzi e nei margini di mercato, senza scopo di copertura, e destinate a generare un portafoglio ad elevato *turnover*.

Data quindi la diversa finalità, i due Portafogli sono segregati e monitorati separatamente con strumenti e limiti specifici. In particolare, le attività di *Trading* sono soggette ad apposite procedure operative di controllo e gestione dei rischi, declinate nei *Deal Life Cycle*.

I vertici aziendali vengono aggiornati sistematicamente sull'evoluzione del rischio *commodity* del Gruppo dall'Unità Organizzativa *Group Risk Management* che controlla l'esposizione netta, calcolata centralmente, sull'intero portafoglio di *asset* e di contratti e monitora il livello complessivo di rischio economico assunto dal Portafoglio Industriale e dal Portafoglio di *Trading* (*Profit at Risk - PaR*, *Value at Risk - VaR*, *Stop Loss*).

a.2) Strumenti derivati su *commodity*, analisi delle operazioni

Derivati del Portafoglio Industriale definibili di Copertura

L'attività di copertura dal rischio prezzo attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati è finalizzata alla protezione dalla volatilità del prezzo dell'energia elettrica sul mercato di Borsa (IPEX), alla stabilizzazione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso con particolare attenzione alle vendite ed agli acquisti a prezzo fisso ed alla stabilizzazione delle differenze di prezzo derivanti dalle diverse indicizzazioni del prezzo del gas e dell'energia elettrica. A tal fine, nel corso dell'esercizio, sono stati conclusi contratti di copertura sui contratti di acquisto e vendita di energia elettrica e contratti di copertura del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone del mercato IPEX (cd. contratti CCC); sono stati inoltre conclusi contratti di copertura con primari istituti di credito sui contratti di acquisto di carbone e di gas con la finalità di proteggere il margine proveniente dalle vendite e contestualmente mantenere il profilo di rischio entro i limiti definiti sulla base di quanto stabilito dalla *Energy Risk Policy* di Gruppo.

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'ottimizzazione del portafoglio dei diritti di emissione di gas serra (vedi Direttiva 2003/87/CE), ha stipulato contratti *Future* sul prezzo di Borsa ECX ICE (*European Climate Exchange*). Queste operazioni si configurano contabilmente come operazioni di copertura nel caso di eccedenze/deficit di quote dimostrabili.

Il *fair value* al 30 giugno 2017 è pari a 2,7 milioni di euro (8,1 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Derivati del Portafoglio Industriale non definibili di Copertura

Sempre in un'ottica di ottimizzazione del Portafoglio Industriale, sono stati stipulati contratti di copertura del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone del mercato IPEX (cd. contratti CCC), nonché contratti *Forward* sul prezzo di Borsa dei certificati ambientali EUA (ECX ICE).

Queste operazioni non si configurano contabilmente come operazioni di copertura in quanto non sussistono i requisiti richiesti dai principi contabili.

Il *fair value* al 30 giugno 2017 è pari a -0,1 milioni di euro (-0,2 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Derivati del Portafoglio di Trading

Il Gruppo A2A ha stipulato, nell'ambito della sua attività di *Trading*, contratti *Future* sulle principali Borse europee dell'energia (EEX, Powernext) e contratti *Forward* sul prezzo dell'energia

elettrica con consegna in Italia e nei paesi limitrofi, quali Francia, Germania e Svizzera. Il Gruppo ha stipulato inoltre, con gli operatori di Rete dei Paesi limitrofi, contratti di interconnessione, che si configurano come acquisti di opzioni. Sono stati stipulati contratti *Forward* sul prezzo di Borsa dei certificati ambientali EUA (ECX ICE) nonché contratti *Future*, che consentono sia la consegna dei diritti al prezzo contrattuale che il pagamento per cassa (*cash-settlement*) del differenziale tra prezzo di mercato e prezzo contrattuale. Sempre con riferimento all'attività di *Trading*, sono stati stipulati sia contratti *Future* che *Forward* sul prezzo di Borsa del gas (ICE-Endex, CEGH).

Il *fair value* al 30 giugno 2017 è pari a 3,5 milioni di euro (4,8 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

a.3) Energy Derivatives, valutazione dei rischi dei derivati del Portafoglio Industriale

Per valutare l'impatto che le oscillazioni del prezzo di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti dal Gruppo A2A ascrivibili al Portafoglio Industriale, viene utilizzato lo strumento del *PaR*⁽¹⁾ o *Profit at Risk*, ossia la variazione del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento degli indici di mercato. Il *PaR* viene calcolato con il metodo Montecarlo (minimo 10.000 scenari) ed un livello di confidenza del 99% e prevede la simulazione di scenari per ogni *driver* di prezzo rilevante in funzione della volatilità e delle correlazioni ad essi associate utilizzando, come livello centrale, le curve *forward* di mercato alla data di Bilancio ove disponibili. Attraverso tale metodo, dopo aver ottenuto una distribuzione di probabilità associata alle variazioni di risultato dei contratti finanziari in essere, è possibile estrapolare la massima variazione attesa nell'arco temporale dato dall'esercizio contabile ad un prestabilito livello di probabilità. Sulla base della metodologia descritta, nell'arco temporale pari all'esercizio contabile ed in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità, la variazione negativa attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 30 giugno 2017 risulta pari a 9,623 milioni di euro (10,851 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Di seguito si riportano i risultati della simulazione con le variazioni massime associate:

Milioni di euro	30 06 2017		31 12 2016	
	Worst case	Best case	Worst case	Best case
Profit at Risk (PaR)				
Livello di confidenza del 99%	(9,623)	11,544	(10,851)	13,759

(1) *Profit at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.

Ciò significa che il Gruppo A2A si attende con una probabilità del 99%, di non avere variazioni rispetto al *fair value* al 30 giugno 2017 superiori a 9,623 milioni di euro sull'intero portafoglio degli strumenti finanziari in essere, per effetto di eventuali oscillazioni avverse del prezzo delle *commodities*.

Nel caso si manifestassero variazioni negative dei *fair value* sui derivati, tali variazioni sarebbero compensate dalle variazioni del sottostante conseguente al variare dei prezzi di mercato.

a.4) Energy Derivatives, valutazione dei rischi dei derivati di Trading

Per valutare l'impatto che le oscillazioni dei prezzi di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti dal Gruppo A2A ascrivibili al Portafoglio di *Trading*, viene utilizzato lo strumento del *VaR*⁽²⁾ o *Value at Risk*, ossia la variazione negativa del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento avverso degli indici di mercato. Il *VaR* viene calcolato con la metodologia *RiskMetrics*, in un periodo di riferimento (*holding period*) pari a 3 giorni e un livello di confidenza pari al 99%. Per i contratti per i quali non è possibile effettuare la stima giornaliera del *VaR* vengono utilizzate metodologie alternative quali il cd. *stress test analysis*.

Sulla base della metodologia descritta, in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità e con un periodo di riferimento pari a 3 giorni, la perdita attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 30 giugno 2017 risulta pari a 0,239 milioni di euro (3,108 milioni di euro al 31 dicembre 2016). Al fine di garantire un monitoraggio più stretto dell'attività, vengono inoltre fissati per ogni anno dei limiti di *VaR* e di *Stop Loss* (somma algebrica di *VaR*, *P&L Realized* e *P&L Unrealized*).

Di seguito si riportano i risultati delle valutazioni:

Milioni di euro	30 06 2017		31 12 2016 <i>Restated</i>	
	<i>VaR</i>	<i>Stop loss</i>	<i>VaR</i>	<i>Stop loss</i>
Livello di confidenza 99%, <i>holding period</i> 3 giorni	(0,239)	(0,722)	(3,108)	(13,215)

b. Rischio di tasso di interesse

La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

(2) *Value at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del *fair value* di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.

Al 30 giugno 2017 la struttura del debito lordo è la seguente:

Milioni di euro	30 06 2017			31 12 2016		
	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura
A tasso fisso	2.933	3.079	80%	2.643	2.800	74%
A tasso variabile	917	771	20%	1.152	995	26%
	3.850	3.850		3.795	3.795	

Al 30 giugno 2017 gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse sono i seguenti:

Strumento di copertura	Attività coperta	al 30 06 2017		al 31 12 2016	
		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
IRS+Collar	Finanziamenti a tasso fisso	-	-	-	-
IRS	Finanziamenti a tasso variabile	(1,2)	21,7	(4,6)	60,7
Collar	Finanziamenti a tasso variabile	(12,3)	123,8	(14,8)	133,3
Totale		(13,5)	145,5	(19,4)	194,0

Con riferimento al trattamento contabile i derivati di copertura del rischio di tasso di interesse sono classificabili come segue:

Trattamento contabile	Derivati	Nozionale		Fair Value attività		Nozionale		Fair Value passività	
		al 30/06/2017	al 31/12/2016	al 30/06/2017	al 31/12/2016	al 30/06/2017	al 31/12/2016	al 30/06/2017	al 31/12/2016
Cash flow hedge	Collar	-	-	-	-	123,8	133,3	(12,3)	(14,8)
Cash flow hedge	IRS	-	-	-	-	21,7	60,7	(1,2)	(4,6)
Totale				-	-			(13,5)	(19,4)

I derivati su tasso di interesse esistenti al 30 giugno 2017 si riferiscono ai seguenti finanziamenti:

Finanziamento	Derivato	Accounting
Finanziamento A2A S.p.A. con BEI: scadenza novembre 2023, debito residuo al 30 giugno 2017 di 123,8 milioni di euro, a tasso variabile.	Collar a copertura integrale del finanziamento e medesima scadenza, con floor sul tasso Euribor 2,99% e cap 4,65%. Al 30 giugno 2017 il fair value è negativo per 12,3 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. Il collar è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento di Linea Energia con Unicredit: scadenza maggio 2021, debito residuo al 30 giugno 2017 di 19,9 milioni di euro, a tasso variabile.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2017 il fair value è negativo per 0,9 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamenti di LD Reti con UBI e CDDPP: scadenza dicembre 2020 e dicembre 2022, debito complessivo residuo al 30 giugno 2017 di 4,2 milioni di euro, a tasso variabile.	IRS sul 43% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza degli stessi. Al 30 giugno 2017 il fair value è negativo per 0,3 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.

Al fine di consentire una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo annualmente al 31 dicembre viene condotta un’analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

Viene esposta un’analisi di *sensitivity* relativamente alle possibili variazioni del *fair value* dei derivati (escluso il *cross currency swap*) traslando la curva *forward* dei tassi di +50 bps e -50 bps:

Milioni di euro	30 06 2017 (base case: -13,5)		31 12 2016 (base case: -19,4)	
	-50 bps	+50 bps	-50 bps	+50 bps
Variazione <i>fair value</i> derivati	(2,5)	2,4	(3,6)	3,3

Tale *sensitivity* è calcolata allo scopo di determinare l’effetto della variazione della curva *forward* dei tassi sul *fair value* dei derivati a prescindere da eventuali impatti sull’aggiustamento imputabile al rischio controparte – “*Bilateral Credit Value Adjustment*” (bCVA) – introdotto nel calcolo del *fair value* in ottemperanza del principio contabile internazionale IFRS 13.

c. Rischio tasso di cambio non connesso a *commodity*

In relazione al rischio di cambio diverso da quello incluso nel prezzo delle *commodities*, A2A valuta l’opportunità di effettuare azioni di copertura dal rischio di tasso di cambio.

Al 30 giugno 2017 gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio sono i seguenti:

Strumento di copertura	Attività coperta	30 06 2017		31 12 2016	
		<i>Fair value</i>	Nozionale	<i>Fair value</i>	Nozionale
<i>Cross Currency IRS</i>	Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	0,3	98,0	3,9	98,0
<i>Currency Forward</i>	Acquisti futuri in valuta estera	-	-	0,1	0,8
Totale		0,3	98,0	4,0	98,8

Con riferimento al trattamento contabile, i derivati di copertura sopra indicati sono in *cash flow hedge* con imputazione integrale nella riserva di patrimonio netto.

In particolare:

1) *Cross Currency IRS*

Il sottostante del derivato si riferisce al prestito obbligazionario a tasso fisso di 14 miliardi di yen con scadenza 2036 *bullet* emesso nel 2006.

Su tale finanziamento è stato stipulato, per tutta la durata dello stesso, un contratto di *cross currency swap*, trasformando il prestito e i relativi interessi da importi denominati in yen a importi denominati in euro.

Al 30 giugno 2017 il *fair value* della copertura è positivo per 0,3 milioni di euro. Si evidenzia che il *fair value* migliorerebbe di 19,1 milioni di euro in caso di traslazione negativa del 10% della curva *forward* del cambio euro/yen (apprezzamento dello yen) e peggiorerebbe di 15,7 milioni di euro in caso di traslazione positiva del 10% della curva *forward* del cambio euro/yen (deprezzamento dello yen). Tale *sensitivity* è calcolata allo scopo di determinare l'effetto della variazione della curva *forward* del tasso di cambio euro/yen sul *fair value* a prescindere da eventuali impatti sull'aggiustamento imputabile al bCVA.

2) *Currency Forward*

Il sottostante del derivato si riferisce a pagamenti di fatture in valuta estera, denominati in USD, in relazione al contratto di manutenzione della centrale Sermide.

d. Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni o che sia in grado di farlo a condizioni economiche sfavorevoli.

Il profilo delle scadenze del debito lordo del Gruppo è di seguito riepilogato:

Milioni di euro	Saldo contabile 30 06 2017	Quote con scadenza entro i 12 mesi	Quote con scadenza oltre i 12 mesi	Quota scadente entro il				
				30 06 2019	30 06 2020	30 06 2021	30 06 2022	Oltre
Obbligazioni	2.832	51	2.781	298	566	427	497	993
Debiti per <i>Leasing</i> Finanziario	6	3	3	1	1	1	-	-
Debiti finanziari verso parti correlate	-	-	-	-	-	-	-	-
Finanziamenti bancari	1.012	100	912	93	150	92	92	485
TOTALE	3.850	154	3.696	392	717	520	589	1.478

La politica di gestione del rischio si realizza tramite (i) una strategia di gestione del debito diversificata per fonti di finanziamento e scadenze e (ii) il mantenimento di disponibilità finanziarie sufficienti a far fronte agli impegni programmati e a quelli inattesi su un determinato orizzonte temporale.

La tabella che segue analizza il *worst case* con riferimento alle passività finanziarie (compresi i debiti commerciali), nella quale gli importi indicati sono flussi di cassa futuri, nominali e non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, per la quota in conto capitale e per la quota in conto interessi (ad esclusione di EPCG, per cui non sono incluse le quote in conto interessi); sono altresì inclusi i flussi nominali non scontati inerenti i contratti derivati su tassi di interesse.

30 06 2017 <i>Milioni di euro</i>	1-3 mesi	4-12 mesi	Oltre 12 mesi
Obbligazioni	2	93	3.203
Debiti e altre passività finanziarie	6	102	981
Totale flussi finanziari	8	195	4.184
Debiti verso fornitori	370	68	13
Totale debiti commerciali	370	68	13

31 12 2016 <i>Milioni di euro</i>	1-3 mesi	4-12 mesi	Oltre 12 mesi
Obbligazioni	45	52	2.938
Debiti e altre passività finanziarie	107	213	1.028
Totale flussi finanziari	152	265	3.966
Debiti verso fornitori	515	99	6
Totale debiti commerciali	515	99	6

Al 30 giugno 2017 il Gruppo ha a disposizione un totale di 1.177 milioni di euro, così composto: (i) linee di credito *revolving committed* per 600 milioni di euro, con scadenza nel 2019, non utilizzate; (ii) finanziamenti a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 32 milioni di euro; (iii) disponibilità liquide per complessivi 545 milioni di euro, di cui 439 milioni di euro a livello di capogruppo.

Inoltre il Gruppo mantiene in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) da 4 miliardi di euro, di cui 1602 milioni di euro ancora disponibile.

e. Rischio credito

Il rischio di credito è connesso all'eventualità che una controparte, commerciale o di *trading*, sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure (*Credit Policy*, procedura *Energy Risk Management*) ed opportune azioni di mitigazione.

Il presidio di tale rischio viene effettuato sia dalla funzione di *Credit Management* allocata centralmente (e dalle corrispondenti funzioni delle società operative) che dall'Unità Organizzativa *Group Risk Management* che si occupa di supportare le società del Gruppo sia con riferimento alle attività commerciali che di *trading*. La mitigazione del rischio avviene tramite la valutazione preventiva del merito creditizio della controparte e la costante verifica del rispetto del limite di esposizione nonché attraverso richiesta di adeguate garanzie.

I tempi di pagamento applicati alla generalità della clientela prevedono diverse scadenze, secondo quanto previsto dalla normativa applicabile e nel rispetto degli *standard* di mercato. Nei casi di ritardato pagamento, in linea con le esplicite previsioni dei sottostanti contratti, si pro-

cede ad addebitare gli interessi di mora nella misura prevista dai contratti stessi o dalle vigenti leggi in materia (applicazione del tasso di mora ex D.Lgs. 231/2002).

I crediti commerciali sono esposti in bilancio al netto delle eventuali svalutazioni; si ritiene che il valore riportato esprima la corretta rappresentazione del valore di presunto realizzo del monte crediti commerciali. Per l'*aging* dei crediti commerciali si rimanda alla nota "Crediti commerciali".

f. Rischio *equity*

Il Gruppo A2A è esposto al rischio *equity* limitatamente al possesso delle azioni proprie detenute da A2A S.p.A. che al 30 giugno 2017, risultano pari a n. 23.721.421 azioni corrispondenti allo 0,757% del capitale sociale che è costituito da n. 3.132.905.277 azioni.

Dal punto di vista contabile, come disposto dagli IAS/IFRS, il costo di acquisto delle azioni proprie è iscritto in riduzione del Patrimonio netto e neppure in caso di cessione l'eventuale differenza positiva o negativa, rispetto al costo di acquisto, avrà effetti sul Conto economico. L'acquisto di azioni proprie è stato effettuato per perseguire finalità di sviluppo come le operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la società intende perseguire, in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

g. Rischio rispetto *covenants*

I prestiti obbligazionari (valore contabile al 30 giugno pari a 2.832 milioni di euro), i finanziamenti (valore contabile al 30 giugno pari a 910 milioni di euro) e linee bancarie *revolving committed* presentano *Terms and Conditions* in linea con il mercato per ciascuna tipologia di strumenti. In particolare prevedono: (i) clausole di *negative pledge* per effetto delle quali la capogruppo si impegna a non costituire, con eccezioni, garanzie sui propri beni e su quelli delle sue controllate dirette, oltre una soglia specificatamente individuata; (ii) clausole di *cross default/acceleration* che comportano l'obbligo di rimborso immediato dei finanziamenti al verificarsi di gravi inadempienze; (iii) clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza dichiarata di alcune società del Gruppo.

I prestiti obbligazionari includono (i) 2.427 milioni di euro (valore contabile) emessi nell'ambito del Programma EMTN, che prevedono a favore degli investitori una *Change of Control Put* nel caso di mutamento di controllo della società che determini nei successivi 180 giorni un conseguente *downgrade* del *rating* a livello *sub-investment grade* (se entro tali 180 giorni il *rating* della società dovesse ritornare ad *investment grade* l'opzione non è esercitabile); (ii) 100 milioni di euro relativi al prestito obbligazionario privato in yen con scadenza 2036 con una clausola di *Put right* a favore dell'investitore nel caso in cui il *rating* risulti inferiore a BBB- o equivalente

livello (*sub-investment grade*); (iii) 305 milioni di euro relativi all'Eurobond di LGH con scadenza 2018 con una clausola di *Change of Control Put* nel caso di mutamento di controllo della società. Il prestito obbligazionario in essere tra LGH e un *pool* di investitori istituzionali prevede, inoltre, nel caso in cui il rapporto tra Ebitda consolidato e oneri finanziari lordi scenda sotto il valore di 2,50, il divieto di contrarre nuovi debiti finanziari e il divieto di distribuire dividendi.

I finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti, del valore contabile di 795 milioni di euro, escluso EPCG, prevedono una clausola di *Credit Rating* (se *rating* inferiore a BBB- o equivalente livello a *sub-investment grade*), di cui 671 milioni di euro - con scadenza oltre 2024 - includono anche una clausola di mutamento di controllo della capogruppo, con il diritto per la banca di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento.

Infine il finanziamento sottoscritto dalla capogruppo con Unicredit, intermediato BEI, del valore contabile di 7 milioni di euro e scadenza giugno 2018, ha una clausola di *Credit Rating* che prevede l'impegno della società a mantenere per tutta la durata del finanziamento un *rating* pari ad "*investment grade*". Nel caso in cui tale impegno non venga rispettato è previsto il rispetto, su base annuale, di alcuni *covenants* finanziari relativi al rapporto tra indebitamento ed *equity*, tra indebitamento e MOL, tra MOL ed oneri finanziari.

Con riferimento ai finanziamenti delle società controllate, il finanziamento di A2A gencogas S.p.A. del valore contabile di 34 milioni di euro è assistito da una garanzia reale (ipoteca) per un importo massimo di 120 milioni di euro e prevede due *covenants* finanziari, PFN/Mezzi propri e PFN/MOL.

Inoltre la controllata EPCG ha in essere due finanziamenti sottoscritti con EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*) per un valore contabile complessivo di 47 milioni di euro, e due finanziamenti con International Development Association-World bank (SDR) per un valore contabile complessivo di 3 milioni di euro, che prevedono *covenants* finanziari.

Il finanziamento in essere tra Linea Energia e Unicredit di 20 milioni di euro è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti della società e prevede per l'anno 2017 l'obbligo di far sì che il rapporto tra l'importo in linea capitale del finanziamento erogato e non ancora rimborsato e i mezzi propri (comprensivi dei prestiti soci postergati) sia inferiore a 1,90.

Pertanto al 30 giugno 2017 il valore contabile complessivo dei finanziamenti che contengono *covenants* finanziari è pari a 104 milioni di euro.

Con riferimento alle linee bancarie *revolving committed* disponibili, la linea da 600 milioni di euro con scadenza novembre 2019, prevede una clausola di *Change of Control* che attribuisce la facoltà alle banche di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un *Material Adverse Effect*, l'estinzione della *facility* ed il rimborso anticipato di

quanto eventualmente utilizzato. La linea da 600 milioni è soggetta inoltre al *covenant* finanziario PFN/EBITDA.

Al 30 giugno 2017 non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

A2A S.p.A. - Covenants finanziari al 30 giugno 2017

Società	Banca	Livello di riferimento	Livello rilevato	Data di rilevazione
A2A	Pool RCF	PFN/Ebitda <=4,0	2,4	30/06/2017
A2A gencogas	IntesaSanpaolo	PFN/Mezzi propri <=2	0,1	31/12/2016
		PFN/Mol<=6	0,8	31/12/2016
EPCG	EBRD	Debt/Ebitda <= 4	1,2	31/12/2016
		Curr.Assets/Curr. Liab. >= 1,2	3,2	31/12/2016
		Ebitda/Interest >= 4	29,5	31/12/2016
	IDA	self-fin. ratio=>35% collection ratio>94%	185,92% 104%	31/12/2016 31/12/2016
LGH	Obbligazionisti	Consolidated Interest Coverage Ratio > 2,50	2,93	30/06/2017
Linea Energia	Unicredit	Debito residuo/Mezzi Propri < 1,90	1,1	30/06/2017

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Nella rappresentazione di bilancio delle operazioni di copertura, ai fini dell’eventuale applicazione dell’*hedge accounting*, si procede alla verifica della rispondenza ai requisiti di *compliance* con il principio contabile internazionale IAS 39.

In particolare:

- 1) operazioni definibili di copertura ai sensi dello IAS 39: si dividono in operazioni a copertura di flussi finanziari (*cash flow hedge*) e operazioni a copertura del *fair value* di poste di bilancio (*fair value hedge*). Per le operazioni di *cash flow hedge* il risultato maturato è compreso nel Margine Operativo Lordo quando realizzato per i derivati su *commodity* e nella gestione finanziaria per derivati su tassi di interesse e cambio, mentre il valore prospettico è esposto a Patrimonio netto. Per le operazioni di *fair value hedge* gli impatti a Conto economico si registrano nell’ambito della stessa linea di bilancio;
- 2) operazioni non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39, si dividono fra:

a. copertura del margine: per tutte le operazioni di copertura dei flussi di cassa o del valore di mercato in linea con politiche di rischio aziendali, il risultato maturato e il valore prospettico sono compresi nel Margine Operativo Lordo per i derivati su *commodity* e nella gestione finanziaria per derivati su tassi di interesse e cambio;

- b. operazioni di *trading*: per le operazioni su *commodity* il risultato maturato e il valore prospettico sono iscritti a bilancio sopra il Margine Operativo Lordo; per quelli su tassi di interesse e cambio nei proventi e oneri finanziari.

L'utilizzo dei derivati finanziari, nel Gruppo A2A, è disciplinato da un insieme coordinato di procedure (*Energy Risk Policy, Deal Life Cycle*) che si ispirano alla *best practice* di settore, ed è finalizzato a limitare il rischio di esposizione di Gruppo all'andamento dei prezzi sui mercati delle *commodity* di riferimento, sulla base di una strategia di gestione dei flussi di cassa (*cash flow hedge*).

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al *fair value* rispetto alla curva *forward* di mercato della data di riferimento del Bilancio qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano una struttura dei prezzi a termine. In assenza di una curva *forward* di mercato, la valutazione al *fair value* è determinata sulla base di stime interne utilizzando modelli che fanno riferimento alla *best practice* di settore.

Nella valutazione del *fair value*, il Gruppo A2A utilizza la cosiddetta forma di attualizzazione continua e come *discount factor* il tasso di interesse per attività prive di rischio, identificato nel tasso Eonia (*Euro Overnight Index Average*) e rappresentato nella sua struttura a termine dalla curva OIS (*Overnight Index Swap*). Il *fair value* relativo alle coperture di flussi di cassa (*cash flow hedge*) ai sensi dello IAS 39 è stato classificato in base al sottostante dei contratti derivati.

In ottemperanza a quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 13, la determinazione del *fair value* di uno strumento finanziario OTC è effettuata prendendo in considerazione il rischio di inadempimento (*non performance risk*). Al fine di quantificare l'aggiustamento di *fair value* imputabile a tale rischio, A2A ha sviluppato, coerentemente con le *best practices* di mercato, un modello proprietario denominato "*Bilateral Credit Value Adjustment*" (bCVA), che valorizza sia le variazioni del merito creditizio della controparte che le variazioni del proprio merito creditizio.

Il bCVA è composto da due addendi, calcolati considerando la probabilità di fallimento di entrambe le controparti, ovvero il *Credit Value Adjustment* (CVA) ed il *Debit Value Adjustment* (DVA):

- il CVA è un componente negativo e contempla la probabilità che la controparte sia inadempiente e contestualmente A2A presenti un credito nei confronti della controparte;
- il DVA è un componente positivo e contempla la probabilità che A2A sia inadempiente e contestualmente la controparte presenti un credito nei confronti di A2A.

Il bCVA è calcolato quindi con riferimento all'esposizione, valutata sulla base del valore di mercato del derivato al momento del *default*, alla probabilità di *default* (PD) ed alla *Loss Given Default* (LGD). Quest'ultima, che rappresenta la percentuale non recuperabile del credito in caso

di inadempienza, è valutata sulla base della Metodologia IRB *Foundation* così come esposta negli accordi di Basilea 2, mentre la PD viene valutata sulla base del *Rating* delle controparti (*Internal Rating Based* ove non disponibile) e della probabilità di *default* storica ad esso associata e pubblicata annualmente da Standard & Poors.

L'applicazione della suddetta metodologia non ha comportato variazioni di rilievo nelle valutazioni al *fair value*.

Strumenti in essere al 30 giugno 2017

A) Su tassi di interesse e su tassi di cambio

Milioni di euro	Valore nozionale (a) scadenza entro un anno		Valore nozionale (a) scadenza tra 1 e 5 anni		Valore nozionale (a) scadenza oltre 5 anni	Valore Situazione patrimoniale- finanziaria (b)	Effetto progressivo a Conto economico al 30 06 2017 (c)
	Da ricevere	Da pagare	Da ricevere	Da pagare			
Gestione del rischio su tassi di interesse							
- a copertura di flussi di cassa ai sensi IAS 39 (<i>cash flow hedge</i>)		24		93	28	(13)	
- non definibili di copertura ai sensi IAS 39							
Totale derivati su tassi di interesse	-	24	-	93	28	(13)	-
Gestione del rischio su tassi di cambio							
- definibili di copertura ai sensi IAS 39 su operazioni commerciali su operazioni finanziarie					98		
- non definibili di copertura ai sensi IAS 39 su operazioni commerciali su operazioni finanziarie							
Totale derivati su cambi	-	-	-	-	98	-	-

- (a) Rappresenta la somma del valore nozionale dei contratti elementari che derivano dall'eventuale scomposizione dei contratti complessi.
- (b) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto nella Situazione patrimoniale-finanziaria a seguito della valutazione a *fair value* dei derivati.
- (c) Rappresenta l'adeguamento a *fair value* dei derivati iscritto progressivamente a Conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

B) Su commodity

Di seguito si riporta l'analisi dei contratti derivati su *commodity* non ancora scaduti alla data del presente bilancio, posti in essere al fine di gestire il rischio di oscillazione dei prezzi di mercato di *commodity*.

	Unità di misura del valore nozionale	Valore nozionale milioni di euro	Valore nozionale scadenza entro un anno	Valore nozionale scadenza entro due anni	Valore nozionale scadenza entro cinque anni	Valore Situazione patrimoniale finanziaria (*) milioni di euro	Effetto progressivo a Conto economico (**) milioni di euro
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici							
A. A copertura di flussi di cassa (<i>cash flow hedge</i>) ai sensi IAS 39 di cui:						2,7	-
- Elettricità	TWh	54,4	1,7			1,8	
- Petrolio	Bbl						
- Carbone	Tonnellate	9,7	146.000			0,4	
- Gas Naturale	TWh						
- Gas Naturale	Milioni di metri cubi	5,5	26,6			(0,2)	
- Cambio	Milioni di dollari						
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	14,5	3.011.000			0,7	
B. Definibili di copertura (<i>fair value hedge</i>) ai sensi IAS 39						-	-
C. Non definibili di copertura ai sensi IAS 39 di cui:						3,5	(1,1)
C.1 Copertura del margine						(0,1)	0,2
- Elettricità	TWh	0,5	0,3				
- Petrolio	Bbl						
- Gas Naturale	MWh						
- Gas Naturale	Milioni di metri cubi						
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	0,5	120.000			(0,1)	0,2
- Cambio	Milioni di dollari						
C.2 Operazioni di trading						3,6	(1,3)
- Elettricità	TWh	1.747,6	48,2	6,9	0,2	2,5	(1,8)
- Gas Naturale	TWh	549,3	31,0	1,6		1,1	0,5
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	0,9	180.000				
- Certificati Ambientali	MWh						
- Certificati Ambientali	Tep						
Totale						6,2	(1,1)

(*) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto nella Situazione patrimoniale-finanziaria e a seguito della valutazione a *fair value* dei derivati.

(**) Rappresenta l'adeguamento a *fair value* dei derivati iscritto progressivamente a Conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

Effetti patrimoniali ed economici dell'attività in derivati al 30 giugno 2017

Nel seguito sono evidenziati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2017, inerenti la gestione dei derivati.

Effetti patrimoniali

Milioni di euro	Note	
ATTIVITÀ		
ATTIVITÀ NON CORRENTI		-
Altre attività non correnti - Strumenti derivati	5	-
ATTIVITÀ CORRENTI		135
Altre attività correnti - Strumenti derivati	8	135
TOTALE ATTIVO		135
PASSIVITÀ		
PASSIVITÀ NON CORRENTI		13
Altre passività non correnti - Strumenti derivati	21	13
PASSIVITÀ CORRENTI		129
Debiti commerciali e altre passività correnti - Strumenti derivati	22	129
TOTALE PASSIVO		142

Effetti economici

La tabella che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 giugno 2017, inerenti la gestione dei derivati.

Migliaia di euro	Note	Realizzati nel periodo	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto Economico
RICAVI	27			
Ricavi di vendita				
<i>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		19	147	166
Totale ricavi di vendita		19	147	166
COSTI OPERATIVI	28			
Costi per materie prime e servizi				
<i>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		2	-	2
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		(6)	(148)	(154)
Totale costi per materie prime e servizi		(4)	(148)	(152)
Totale iscritto nel Margine operativo lordo (*)		15	(1)	14
GESTIONE FINANZIARIA	34			
Proventi finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Proventi su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		-	-	-
Totale		-	-	-
Totale proventi finanziari		-	-	-
Oneri finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Oneri su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		(5)	-	(5)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		-	-	-
Totale		(5)	-	(5)
Totale Oneri finanziari		(5)	-	(5)
TOTALE ISCRITTO NELLA GESTIONE FINANZIARIA		(5)	-	(5)

(*) I dati non recepiscono l'effetto della cd. "net presentation" del margine di negoziazione dell'attività di trading.

Classi di strumenti finanziari

A completamento delle analisi richieste dall'IFRS 7 e dall'IFRS 13, si riportano le tipologie di strumenti finanziari presenti nelle poste di bilancio, con l'indicazione dei criteri di valutazione applicati e, nel caso di strumenti finanziari valutati a *fair value*, dell'esposizione (Conto economico o Patrimonio netto). Nell'ultima colonna della tabella è riportato, ove applicabile, il *fair value* al 30 giugno 2017 dello strumento finanziario.

Milioni di euro		Criteri applicati nella valutazione in bilancio degli strumenti finanziari						
ATTIVITÀ	Note	Strumenti finanziari valutati a <i>fair value</i> con variazioni di quest'ultimo iscritte a:			Strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato	Partecip./ Titoli convertibili in partecip. non quotate valutate al costo	Valore della Situazione patrimon. finanziaria consolidata 30 06 2017	Fair value al 30 06 2017 (*)
		Conto economico	Patrimonio netto					
		(1)	(2)	(3)				
Altre attività finanziarie non correnti:								
Partecipazioni / Titoli convertibili in partecip. disponibili per la vendita di cui:								
- non quotate				13			13	n.d.
- quotate							-	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza								
Altre attività finanziarie non correnti								
Totale altre attività finanziarie non correnti	3						70	
Altre attività non correnti	5				9		9	9
Crediti commerciali	7				1.488		1.488	1.488
Altre attività correnti	8	132	3		255		390	390
Attività finanziarie correnti	9				214		214	214
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11				545		545	545
Attività non correnti destinate alla vendita	12				1		1	1
PASSIVITÀ								
Passività finanziarie								
Obbligazioni non correnti e correnti	18 e 23				2.832		2.832	2.832
Altre passività finanziarie non correnti e correnti	18 e 23				1.018		1.018	1.018
Altre passività non correnti	21		13		85		98	98
Debiti commerciali	22				1.027		1.027	1.027
Altre passività correnti	22	129			504		633	633

(*) Per crediti e debiti non relativi a contratti derivati e finanziamenti non è stato calcolato il *fair value* in quanto il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(1) Attività e passività finanziarie valutate a *fair value* con iscrizione delle variazioni di *fair value* a Conto economico.

(2) Derivati di copertura (*Cash Flow Hedge*).

(3) Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al *fair value* con utili/perdite iscritti a Patrimonio netto.

(4) *Loans & receivables* e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

(5) Attività finanziarie disponibili per la vendita costituite da partecipazioni non quotate per cui il *fair value* non è misurabile in modo attendibile, sono valutate al costo eventualmente ridotto per perdite di valore.

Gerarchia di *fair value*

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 metodi proprietari sulla base delle *best practices* di settore.

Per la scomposizione delle attività e passività tra i diversi livelli di *fair value* si veda la tabella di seguito riportata "Gerarchia di *fair value*".

Milioni di euro	Nota	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività valutate a <i>fair value available for sale</i>	3	-	13	-	13
Altre attività correnti	8	133	1	1	135
TOTALE ATTIVITÀ		133	14	1	148
Altre passività non correnti	21	-	13	-	13
Altre passività correnti	22	129	-	-	129
TOTALE PASSIVITÀ		129	13	-	142

Analisi di sensitività per strumenti finanziari valutati al livello 3

Come richiesto dall'IFRS 13, di seguito una tabella che evidenzia, per gli strumenti finanziari valutati al livello 3 della gerarchia, gli effetti derivanti dalla variazione dei parametri non osservabili utilizzati nella determinazione del *fair value*.

Strumento finanziario	Parametro	Variazione parametro	Sensitivity (milioni di euro)
Derivati su <i>Commodity</i>	Probabilità di <i>Default</i> (PD)	1%	0,00
Derivati su <i>Commodity</i>	<i>Loss Given Default</i> (LGD)	25%	0,00
Derivati su <i>Commodity</i>	Volatilità sottostante capacità interconnessione estero	1%	0,01
Derivati su <i>Commodity</i>	Correlazione sottostante capacità interconnessione estero	1%	0,00
Derivati su <i>Commodity</i>	Sottostante capacità interconnessione zonale Italia	1%	0,03

6) Concessioni

Le seguenti tabelle riportano le principali concessioni ottenute dal Gruppo:

Concessioni idroelettriche

Generazione e Trading		Impianti idroelettrici	Scadenza concessione	Ente concedente
	Valtellina	Premadio II	31/12/2043	Regione/Provincia
		Premadio I ⁽¹⁾	31/12/2017	
		Braulio ⁽¹⁾	31/12/2017	
		San Giacomo ⁽¹⁾	31/12/2017	
		Nuovo Canale Viola ⁽¹⁾	31/12/2017	
		Grosio ⁽²⁾	31/12/2017	
		Lovero ⁽³⁾	31/12/2017	
		Stazzona ⁽³⁾	31/12/2017	
		Grosotto ⁽³⁾	31/12/2017	
		Sernio ⁽³⁾	31/12/2017	
		Boscaccia	30/01/2037	
	Provincia di Brescia	Lozio	03/08/2024	
		Darfo	10/07/2032	
		Mazzunno	26/08/2037	
		Resio ⁽³⁾	31/12/2017	
		Corna	29/09/2041	
		Nucleo Calabria (n. 9 concessioni)	31/12/2029	
		Nucleo di Mese (n. 16 concessioni)	31/03/2029	
		Nucleo di Udine (n. 3 concessioni)	31/03/2029	

(1) estensione del regime di prosecuzione temporanea fino al 31/12/2017 ai sensi del D.G.R. n. X/4225 del 23/10/2015
(2) in regime di prosecuzione temporanea fino al 31/12/2017 ai sensi del D.G.R. n. X/5823 del 18/11/2016
(3) estensione del regime di prosecuzione temporanea fino al 31/12/2017 ai sensi del D.G.R. n. X/4595 del 17/12/2015

Altre concessioni

Generazione e Trading		Impianti idroelettrici	Scadenza concessione	Ente concedente
	Nucleo di Mese	n. 3 concessioni acqua uso igienico e assimilati	31/12/2027	Regione Lombardia
		n. 2 concessioni Area Demaniale	31/03/2029	Autorità di Bacino lacuali
	Valtellina	n. 1 concessione acqua uso industriale	iter di rinnovo in corso	Regione Lombardia
		Impianti termoelettrici	Scadenza concessione	Ente concedente
		A2A Energiefuture (n. 5 concessioni)	2020 - 2024	Regione/Autorità portuali
		A2A gencogas (n. 10 concessioni)	2018 - 2050 1 concess. con rinnovo automatico	Regione/Provincia

Concessioni ambiente

Ambiente	Area geografica	Attività in concessione	Scadenza concessione	Ente concedente
	Milano	Raccolta e smaltimento rifiuti urbani e igiene urbana	2021	Comune
	Brescia		2050	
	Bergamo		2023	
	Varese		2034	
	Como		2023	
	Cremona		2029	
	Lodi		2029	
	altri 244 comuni		2017 - 2029	

CONCESSIONI RETI E CALORE

Concessioni reti

Reti	Area geografica	Attività in concessione	Scadenza concessione	Ente concedente	
	Milano	Distribuzione gas	Gara su base ATEM ⁽¹⁾ in corso	Comune	
	Brescia		Le nuove concessioni nei diversi ATEM ⁽¹⁾ saranno assegnate per un periodo di 12 anni attraverso un processo di gara ad evidenza pubblica		
	Bergamo				
	Varese				
	Cremona				
	Lodi				
	altri 296 comuni				
	Milano e Rozzano	Distribuzione elettrica	2030	Ministero dello Sviluppo Economico	
	Brescia e altri 45 comuni in provincia				
	Cremona				
	Brescia	Acquedotto, fognatura e depurazione	2050	Provincia, Autorità d'Ambito	
	altri 84 comuni in provincia di Brescia		2020 - 2034		
	Varese		2030		
	altri 33 comuni in provincia di Varese		2019 - 2036		
	Milano Brescia	Illuminazione pubblica e semaforica	durata indefinita (durata pari alla vigenza della società)	Comune	
	Bergamo		2023		
	altri 4 comuni		- due comuni rispettivamente al 2023 e al 2032 - due comuni con tacito rinnovo		

(1) Ambito Territoriale Minimo.

Concessioni teleriscaldamento

Teleriscaldamento	Area geografica	Scadenza concessione	Ente concedente
	Milano	2036	Comune
	Brescia	durata indefinita (durata pari alla vigenza della società)	
	Bergamo	2037	
	Varese	2025	
	Cremona	2030	
	Lodi	2035	
	altri 9 comuni	2022 - 2035	

7) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso

Si segnala che per le cause sotto descritte ove ritenuto necessario sono stati stanziati congrui fondi.

Si precisa che laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile senza procedere a stanziare fondi in bilancio.

Procedura di infrazione comunitaria

In data 5 giugno 2002 la Commissione Europea ha emesso la Decisione 2003/193/CE dichiarando l'incompatibilità con il diritto comunitario dell'esenzione triennale dall'imposta sul reddito disposta dall'art. 3, comma 70 della Legge 549/95, dall'art. 66, comma 14 del Decreto Legge 331/1993, convertito con Legge 427/93, in quanto ritenuta "aiuto di Stato" vietato dall'art. 87.1 del Trattato CE.

La società ha impugnato tale decisione davanti alle giurisdizioni comunitarie, ma i ricorsi proposti sono stati rigettati. Lo Stato italiano ha proceduto al recupero degli aiuti in tre diverse fasi, notificando diversi provvedimenti impositivi per i vari periodi d'imposta interessati.

L'iter delle varie impugnative, comunitarie e nazionali, è stato dettagliatamente descritto nei bilanci fino al 2012 e nelle relazioni trimestrali, fino alla terza trimestrale 2013, cui per brevità si fa rinvio. Tutte le somme richieste, per capitale e interessi, sono state versate, per evitare l'avvio di azioni esecutive.

La situazione del contenzioso è la seguente:

- Giudizio relativo al cd. Primo recupero. Il giudizio è stato definito dopo la sentenza di primo grado, di rigetto del ricorso della società, che è passata in giudicato.
- Giudizio relativo al cd. Secondo recupero. Dopo la sentenza negativa della Commissione Tributaria Regionale, la società ha proposto ricorso per cassazione.
- Giudizio relativo al cd. Terzo recupero. Dopo la sentenza negativa della Commissione Tributaria Regionale, la società ha proposto ricorso per cassazione. Il ricorso è stato trattato il 14 novembre 2013, davanti alla Sezione Tributaria. La Corte, con Ordinanza pubblicata il 13 febbraio 2014, ha sospeso il processo e disposto la trasmissione degli atti alla Corte di Giustizia Europea, sollevando questione pregiudiziale, ex art. 267, TFUE, in ordine alle corrette modalità di calcolo degli interessi dovuti sul recupero degli aiuti. La società si è costituita in giudizio depositando memoria; lo stesso ha fatto lo Stato italiano e la Commissione Europea, che hanno assunto una posizione in contrasto con quella della società. Il relativo procedimento è iscritto a ruolo con il numero C-89/14.

Sul punto, l'interpretazione resa dalla Corte di Giustizia UE è vincolante per i giudici nazionali. L'Avvocato Generale presso la Corte di Giustizia Melchior Wathelet ha presentato il 26 marzo 2015 le proprie conclusioni non vincolanti alla Corte. Secondo l'Avvocato Generale, la normativa europea non osta a che una normativa nazionale preveda l'applicazione degli interessi composti ad una azione di recupero di aiuti vietati. Lo stesso Avvocato Generale ha però constatato che prima del 2008, né la normativa europea, né quella nazionale prevedevano per l'attività di recupero l'applicazione di interessi composti.

Con sentenza pronunciata il 3 settembre 2015, la Corte UE ha nella sostanza recepito il parere dell'Avvocato Generale, ritenendo che una normativa nazionale in materia di interessi sul recupero di aiuti di Stato, che prevede l'applicazione dell'anatocismo, non è in contrasto con il diritto europeo. La stessa Corte ha tuttavia evidenziato che – anteriormente al 2008 – nessuna normativa (europea e nazionale) prevedeva l'applicazione di interessi composti per il recupero di aiuti di Stato relativamente a Decisioni emesse – come nel caso di specie – prima dell'entrata in vigore del Reg. n. 794/2004.

A seguito di tale sentenza vincolante per il giudice *a quo*, il procedimento in cassazione relativo al Terzo recupero sospeso a seguito del rinvio pregiudiziale alla Corte di Giustizia, ha ripreso il suo corso. La difesa della Società ha presentato una memoria evidenziando che – in base ad una corretta lettura della sentenza della Corte UE – l'applicazione di interessi composti può avere luogo solo a partire dal novembre 2008. L'udienza di trattazione si è tenuta il 18 marzo 2016; il Procuratore Generale ha concluso per il rigetto del ricorso di parte. La sentenza è stata depositata il 23 novembre 2016, statuendo per il rigetto del ricorso proposto e l'applicazione dell'interesse composto.

L'udienza di trattazione del ricorso relativo al Secondo recupero si è tenuta il 7 febbraio 2017. Il 28 giugno 2017 è stata depositata la Sentenza n. 16109/2017, con la quale – in conformità al precedente citato – è stato rigettato il ricorso di parte.

Le controversie relative al recupero degli aiuti di Stato si sono così tutte concluse, senza comunque ulteriori oneri a carico della Società, dal momento che sono state già da tempo pagate tutte le somme richieste.

Consult Latina/BAS S.p.A. (ora A2A S.p.A.)

Negli anni '90, l'acquisto della partecipazione in HISA da parte di BAS S.p.A. fu effettuato grazie alle prestazioni di una società di consulenza locale denominata Consult Latina.

Data la non univocità del testo contrattuale e la mancata acquisizione del 100% della partecipazione in HISA, BAS S.p.A. non pagò a Consult Latina il corrispettivo richiesto perché ritenne non applicabile la previsione contrattuale e quindi ingiustificata la richiesta di pagamento

formulata. Consult Latina instaurò nel 1998 una causa legale per ottenere il pagamento del corrispettivo.

I legali confermano che da anni è finita la fase istruttoria e che si deve solo attendere l'emissione della sentenza.

A2A S.p.A., subentrata nel contenzioso dopo l'incorporazione di BAS S.p.A. nel 2005, ha reiteratamente conferito ai legali mandato per addivenire a transazione anche manifestando una disponibilità ad incrementare le precedenti offerte per coprire le spese di lite nonché ad ascoltare e soppesare anche richieste incrementalì.

Il Tribunale ha convocato le parti in plurime camere di consiglio a decorrere da 18 dicembre 2014 e fino al 21 febbraio 2017 per verificare le condizioni di una conciliazione o transazione.

All'ultima udienza le parti hanno informato il giudice dello stato avanzato delle trattive e dell'esigenza di ulteriore tempo per definire i dettagli del pagamento. La soluzione transattiva sarà accolta, al fine di comporre il contenzioso, senza riconoscimento di debito. Nel tempo, Redengas, società controllata da HISA le cui azioni sono state pignorate da Consult Latina in garanzia del pagamento da parte di A2A, ha radicato azioni per chiedere l'eliminazione di tale gravame, preannunciando anche causa risarcitoria contro A2A S.p.A. e Consult Latina; a oggi non sono ancora stati richiesti danni in nessuna azione, mentre Redengas ha avviato nuovamente azione esecutiva per liberare le azioni dal pegno. Eventuali danni accertati a favore di Redengas costituirebbero ulteriore aggravio per A2A S.p.A..

Il Gruppo ha stanziato un fondo rischi di 1,3 milioni di euro.

Consorzio Eurosviluppo S.c.a.r.l./Ergosud S.p.A. + A2A S.p.A. - Tribunale Civile di Roma

In data 27 maggio 2011 il Consorzio Eurosviluppo Industriale S.c.a.r.l. ha notificato ad Ergosud S.p.A. ed A2A S.p.A. un atto di citazione avanzando le seguenti pretese: (i) risarcimento danni, sia di natura contrattuale che extracontrattuale, in via solidale ovvero in via esclusiva e separata, per 35.411.997 euro (di cui 1.065.529 euro come quota residua di compartecipazione alle spese); (ii) risarcimento danni da fermo cantiere e per la mancata restituzione delle aree di pertinenza del Consorzio.

Nella comparsa di costituzione, Ergosud S.p.A. ed A2A S.p.A. hanno chiesto il rigetto integrale della domanda perché infondata nel merito e, sostanzialmente, hanno evidenziato: (i) carenza di legittimazione attiva del Consorzio in quanto in stato di fallimento, (ii) carenza di legittimazione attiva del Consorzio per i danni asseritamente subiti da Fin Podella alla voce "anticipazione contratto di programma" per 6.153.437 euro e per i danni asseritamente subiti dal Conservificio Laratta S.r.l. per 359.000 euro.

S.F.C. S.A. ha depositato un atto di intervento in data 8 novembre 2011 ai sensi dell'art. 105 c.p.c. (che permette ad un terzo di proporre nel giudizio originario una domanda nuova e diversa ampliandone l'oggetto) ed ha chiesto la condanna della sola Ergosud S.p.A. al risarcimento di danni, in parte analoghi a quelli rivendicati dal Consorzio, quantificati in 27.467.031 euro.

Il giudice ha ritenuto legittima la costituzione di fallimento di S.F.C. S.A. e quindi ha fissato i termini processuali e, all'udienza del 19 dicembre 2012, ha dichiarato la necessità di espletare CTU, fissando al 23 maggio 2013 l'udienza per la nomina del CTU. In tale udienza il giudice, nel frattempo cambiato, ha confermato i quesiti già formulati il 19 dicembre 2012 e ha nominato i CTU Ing. Pompili e Caroli, fissando termine alle parti per nominare propri consulenti di parte. A2A S.p.A. e Ergosud S.p.A. hanno nominato come CTP il Prof. Massardo e l'Ing. Gioffrè che negli anni hanno già redatto perizie nelle materie oggetto dei quesiti. Dopo i rinvii chiesti dai periti, al 31 luglio 2014 la CTU è stata depositata presso il Tribunale. L'udienza per esame elaborato peritale si è svolta dopo rinvio in data 1° aprile 2015 ed è stata fissata al 30 novembre 2016 l'udienza di precisazione conclusioni. In tale udienza è stato ammesso il deposito del lodo emesso dalla Camera arbitrale di Milano nel marzo 2016 e sono stati fissati i termini per le memorie conclusionali e la replica prima di pervenire alla emissione della sentenza. Dopo tale udienza ha disposto i nuovi termini e rifissato nuova udienza di precisazione conclusioni al 30 novembre 2017.

Il Gruppo non ha stanziato alcun fondo non ritenendo probabile il rischio connesso a questa causa.

Ausiliari CIP 6

Il tema concerne il consumo di energia elettrica per servizi ausiliari. Secondo l'AEEGSI gli autoconsumi di talune tipologie di impianti (WTE-termoutilizzatori) sarebbero da considerarsi alla stessa stregua dei consumi per servizi ausiliari. Il Gruppo ha vari impianti che hanno beneficiato di incentivi CIP 6/92 e sui quali nel corso degli anni sono state condotte visite ispettive. In taluni casi l'Autorità ha dato seguito a tali verifiche dando mandato alla CSEA di agire nei confronti del Gruppo, in altri l'Autorità non ha adottato alcun provvedimento, in altri le verifiche risultano in corso. Ad oggi non si ritiene che vi siano passività potenziali probabili tali da rendere necessaria l'appostazione di un fondo.

Con riferimento alla visita ispettiva avvenuta nel 2006 da parte della CSEA presso il termovalorizzatore di Silla 2, non si riscontrano ad oggi aggiornamenti rispetto a quanto già riportato nelle Note Illustrative ai bilanci degli esercizi precedenti. Si ritiene che, in caso di provvedimenti da parte dell'AEEGSI tendenti al recupero dell'agevolazione CIP 6/92, possano essere addotte valide obiezioni difensive, tenuto anche conto delle peculiarità del termovalorizzatore in oggetto. In relazione a questo caso specifico, il Gruppo non ha stanziato alcun fondo in quanto ritiene la passività possibile e non probabile.

Inchiesta Centrale di Monfalcone

Si tratta di un'inchiesta avviata con la denuncia, presentata nel marzo 2011 dai vertici del Gruppo A2A, nei confronti di personale A2A ed imprenditori terzi sospettati di essere i responsabili di una truffa perpetrata ai danni della società stessa, che – dietro cospicue somme di denaro – erano responsabili di un traffico illecito di rifiuti speciali, della falsificazione dei formulari di identificazione dei rifiuti e dei certificati di analisi, in relazione alla fornitura di biomasse ed alla certificazione del loro potere calorifico. Nello specifico venivano registrati quantitativi di biomasse in ingresso superiori a quelli reali, oltre ad una maggiorazione del potere calorifico delle stesse.

Ciò implica un danno verso il Gruppo A2A ed in particolare verso A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.). Il rischio, qualificabile, allo stato, come possibile, può concretizzarsi in maggiori costi sostenuti per le biomasse non consegnate e maggiori costi sostenuti per la (altrui) contraffazione del potere calorifico delle biomasse consegnate e non. A ciò si aggiunga che l'utilizzo di maggior carbone in luogo di biomassa potrebbe avere come conseguenza un aggravio di oneri ambientali relativi al secondo semestre dell'esercizio 2009 e all'intero esercizio 2010, nonché una restituzione dei proventi o Certificati Verdi contabilizzati in più rispetto a quelli reali. La società potrebbe aver presentato, senza colpa, con riferimento agli anni 2009 e 2010, dichiarazioni di generazione di titoli ambientali superiori a quelli in realtà prodotti.

Ad oggi il GSE, così come ha bloccato l'emissione dei titoli per le annualità successive, non ha rivolto richieste di restituzione per le annualità precedenti di competenza del Gruppo A2A (secondo semestre 2009-intera annualità 2010). Nel caso il GSE dovesse agire nei confronti del Gruppo A2A, questo valuterà le azioni, anche risarcitorie, idonee, considerando anche quanto già trattenuto ai fornitori terzi. A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) ha presentato al GSE, secondo le procedure e le modalità in atto, richiesta di ottenimento di Certificati Verdi relativi all'anno 2011 il cui calcolo è stato effettuato sulla base delle reali quantità di biomasse consegnate in centrale e considerando, in accordo con la Procura, un possibile falso (non di A2A) incremento dei poteri calorifici delle stesse del 20%. Nonostante il GSE abbia riconosciuto ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) la correttezza dei calcoli effettuati per il 2011, ad oggi i suddetti Certificati Verdi 2011 non sono stati ancora emessi.

In sede penale, sono stati adottati alcuni provvedimenti di condanna nell'ambito di riti alternativi verso alcuni degli imputati, con riconoscimento di minimi indennizzi e rifusioni di spese in favore di A2A.

Il processo è passato, per competenza territoriale, avanti al Tribunale di Gorizia.

La causa è in corso. All'ultima udienza del 23 febbraio 2017 sono stati sentiti alcuni testi del PM. La prossima udienza è fissata al 21 settembre 2017 per audizione di due testi del PM.

Il Gruppo non ha stanziato alcun fondo in quanto ritiene di essere parte lesa nel procedimento e ritiene che gli effetti economici a conclusione del procedimento saranno neutri.

Asm Novara S.p.A. contenzioso

Pessina Costruzione nel marzo 2013 ha instaurato procedura arbitrale contro A2A per far dichiarare l'inadempimento rispetto al patto parasociale di ASM NOVARA e per far condannare A2A a un risarcimento danni. In data 30 giugno 2015 il collegio arbitrale, con opinione dissenziente dell'arbitro designato da A2A ha depositato il lodo che ritiene A2A responsabile di violazione del patto parasociale sottoscritto in data 4 agosto 2007 e conseguentemente la condanna al risarcimento danni di 37.968.938,95 euro oltre spese legali e spese di arbitrato. La società ha impugnato il Lodo ex art. 829 c.p.c. innanzi alla Corte di Appello di Milano.

La Corte di Appello di Milano in data 23 novembre 2016 ha depositato la Sentenza 4337/16 che dichiara inammissibili ed infondate le ragioni di impugnativa del lodo depositato, con conseguente assorbimento delle richieste incidentali.

Nei termini, A2A ha notificato ricorso in Cassazione impugnando il capo della sentenza che ha rigettato il primo motivo di nullità del lodo e il capo che ha rigettato in modo unitario i capi 5, 6 e 7 relativi alla liquidazione del danno in via equitativa. Pessina si è costituita in giudizio rigettando tutti i motivi e chiedendo conferma della sentenza.

167

Efficacia ed esecuzione del lodo

In data 11 maggio 2016 dopo essere venuta meno la sospensione di efficacia del lodo disposta dalla Corte di Appello e ad esito di azioni esecutive, A2A ha pagato a Pessina Costruzioni 38.524.290,56 euro.

Vertenze canoni per derivazione acqua pubblica

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica in Lombardia

Con la Legge Regionale n. 22/2011 la Lombardia ha sostanzialmente raddoppiato il canone per l'uso idroelettrico dell'acqua pubblica, con ciò infrangendo i principi di gradualità e ragionevolezza nella determinazione dei canoni, già riconosciuti dalla giurisprudenza, e violando altresì il principio di parità di condizioni concorrenziali tra gli operatori sul territorio nazionale.

A fronte delle richieste di pagamento della Regione per gli anni 2012 e 2013, Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) ha pertanto versato il canone considerando unicamente l'incremento riconducibile al tasso di inflazione programmato rispetto all'anno precedente. Di conseguenza, per le annualità 2012 e 2013, la Regione ha emesso ingiunzioni di pagamento di quanto non versato dalla società; tali ingiunzioni sono state impugunate da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) avanti il

Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche ("TRAP") di Milano, proponendo eccezione di incostituzionalità della norma regionale.

Identica condotta è stata adottata da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) per le annualità dei canoni 2014, 2015 e 2016.

Tuttavia, visto il consolidarsi di giurisprudenza sfavorevole e contraria alle tesi di Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) (cfr. sent. TSAP n. 138/2016 e sent. Corte cost. n. 158/2016), si è proceduto all'estinzione ex art. 309 c.p.c. della quasi totalità dei ricorsi instaurati da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e al pagamento di quanto originariamente ingiunto, al fine di evitare l'incremento degli interessi legali e il rischio di condanna a ingenti spese legali, come accaduto ad altri operatori, pur mantenendo intatto il proprio diritto alla ripetizione di quanto risultasse pagato in eccesso. Sulla scorta di ciò, le ordinanze di ingiunzione di pagamento di ottobre 2016 relative alle annualità 2014-2015 non sono state opposte da Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.), la quale ha proceduto a pagare, con riserva di ripetizione in caso di esito giudiziale favorevole, il quantum di canone demaniale non ancora versato. L'unico giudizio ("pilota") ancora pendente innanzi al TRAP Milano è quello afferente al canone demaniale 2013 relativo all'Asta Liro.

Identica questione concerne anche le grandi derivazioni in Lombardia di A2A, la quale sin dal principio, in considerazione di specifiche circostanze ad essa proprie, corrisponde integralmente, ma con riserva di ripetizione, il canone preteso dalla Regione e poi agisce in giudizio per la ripetizione dell'eccedenza. A dicembre 2016 si è peraltro concluso l'unico giudizio pendente per A2A innanzi al TRAP Milano concernente il "raddoppio" del canone demaniale, con la parziale soccombenza di A2A sotto questo profilo.

Inoltre, la D.G.R. della Lombardia n. 5130-2016 ha disposto, attuando il comma 5 dell'art. 53-bis della L.R. 26/2003 introdotto dalla L.R. 19/2010, l'assoggettamento delle concessioni idroelettriche lombarde già giunte a scadenza ad un "canone aggiuntivo" stabilito "provvisoriamente" in 20 €/kW di potenza nominale di concessione, fatta salva la richiesta di congruaggio all'esito delle valutazioni in corso da parte degli uffici regionali circa la redditività delle concessioni scadute. Si evidenzia che detto canone aggiuntivo è imposto retroattivamente sin dalla scadenza originaria di ciascuna concessione, e dunque per Grosotto, Lovero e Stazzona sin dal 1° gennaio 2011, per Premadio 1 dal 29 luglio 2013 e per Grosio dal 15 novembre 2016.

A2A, che ha sempre contestato anche in sede giudiziaria la legittimità - in primis costituzionale - del citato comma 5, ha impugnato, al pari di altri operatori, la D.G.R. 5130-2016 innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Per i contenziosi relativi ai canoni di derivazione di acqua pubblica il Gruppo ha stanziato al 30 giugno 2017 fondi rischi per l'importo complessivo di 32,6 milioni di euro pari all'intera pretesa delle controparti.

Carlo Tassara: causa per danni contro EDF e A2A S.p.A. sul riassetto di Edison

In data 24 marzo 2015, la Carlo Tassara S.p.A. ha notificato ad A2A, Electricité de France (EDF) ed Edison un atto di citazione chiedendo al Tribunale di Milano di condannare A2A ed EDF al risarcimento dei danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara, nella sua qualità di socio di minoranza di Edison, in relazione all'OPA obbligatoria lanciata da EDF sulle azioni Edison conseguentemente all'operazione con la quale, nel 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Fino al 2012, infatti, A2A ed EDF hanno detenuto congiuntamente il controllo di Edison S.p.A.. Edison, a propria volta, deteneva il 50% di Edipower S.p.A. (il restante capitale di Edipower era detenuto per il 20% da Alpiq, per il 20% da A2A e per il restante 10% da Iren).

Nell'operazione del 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Nell'atto di citazione notificato, Carlo Tassara lamenta che, nell'operazione, EDF ed A2A avrebbero concordato un reciproco "sconto" sul prezzo pagato da EDF per l'acquisto delle azioni Edison, da una parte, e sul prezzo pagato da A2A per l'acquisto del 70% di Edipower, dall'altra. Tale sconto sarebbe stato il frutto di comportamenti abusivi di EDF ed A2A quali soci di Edison nonché della violazione, tra l'altro, della normativa sulle operazioni con parti correlate. Ciò - a dire della Carlo Tassara - avrebbe consentito di mantenere artificialmente basso il prezzo delle azioni Edison pagato ad A2A e di conseguenza il prezzo di OPA pagato alle minoranze di Edison (che per legge doveva essere uguale a quello pagato ad A2A).

Tuttavia nel 2012 A2A ed EDF avevano volontariamente assoggettato l'Operazione all'esame preventivo della Consob proprio al fine di confermare la correttezza del prezzo d'OPA. A seguito di esami approfonditi, la Consob aveva ritenuto che si potesse riscontrare un meccanismo compensativo nell'operazione nel suo complesso (vale a dire tra la cessione di Edipower da un lato e la cessione di azioni Edison dall'altro) e che pertanto il prezzo d'OPA dovesse essere incrementato da 0,84 euro a 0,89 euro per azione.

Alla luce di tale decisione, le parti avevano incrementato il prezzo di cessione della partecipazione in Edison sulla base del prezzo di 0,89 euro per azione, per un incremento complessivo pari a circa 84 milioni di euro. EDF lanciava l'OPA a 0,89 euro per azione.

Carlo Tassara ricorreva alla Consob al fine di fare incrementare ulteriormente il prezzo d'OPA, ma Consob rigettava l'istanza.

Inoltre, in pendenza di OPA, Carlo Tassara impugnava innanzi al TAR il documento d'OPA e la relativa delibera di approvazione da parte della Consob chiedendo la sospensiva dei mede-

simi per ragioni di urgenza. Tuttavia il TAR rinviava la decisione sulla sospensiva a una data successiva alla chiusura dell'OPA e, a seguito di ciò, Carlo Tassara aderiva all'OPA e rinunciava all'istanza cautelare.

L'atto di citazione non quantificava i danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara in conseguenza di tali operazioni. Tuttavia, con la memoria in data 20 febbraio 2017, la Carlo Tassara ha chiesto che il giudice disponga una consulenza tecnica d'ufficio per calcolarli (specificando che dovrebbero essere quantificati nella presunta differenza fra il prezzo dell'OPA e il valore di mercato che le azioni Edison avevano in precedenza). La Carlo Tassara ha anche depositato una perizia di parte in cui tali danni sono stati quantificati complessivamente in un importo compreso tra 197 e 232 milioni di euro, importo su cui calcolare il risarcimento dovuto da ognuna delle imprese che saranno ritenute dal giudice responsabili.

Le parti discuteranno l'ammissibilità e rilevanza delle rispettive istanze istruttorie alla prossima udienza del 26 settembre 2017. All'esito della discussione, il giudice adotterà una decisione sulle istanze istruttorie e, in particolare, sulla richiesta avversaria di disporre una consulenza tecnica d'ufficio.

Il Gruppo, avendo adempiuto a quanto previsto dalle norme in essere, non ritiene il rischio probabile per cui non ha stanziato alcun fondo.

Indagine relativa ai contratti di servizio di EPCG

A2A S.p.A. ha acquisito la partecipazione - attualmente del 41,7% - in EPCG mediante gara internazionale svoltasi nel 2009, e in forza del cd. "EPCG Agreement" del 3 settembre 2009 ha acquisito il diritto di gestire la società, nominando l'*Executive Director (CEO)* e gli *Executive Manager*.

Nell'ambito della gestione di EPCG da parte di A2A S.p.A., anche al fine di rispettare gli specifici *indicator* previsti dall'*EPCG Agreement*, a far data dal 2010, A2A S.p.A. e, a far data dal 2011, Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Elettriche S.p.A.), hanno prestato a favore di EPCG servizi miranti a migliorare l'organizzazione e le *performance* della stessa EPCG. Nell'ampio novero dei servizi erogati erano inclusi anche servizi di consulenza resi a beneficio di EPCG da società specializzate, esterne al Gruppo A2A, i costi dei quali venivano prima fatturati ad A2A S.p.A. nell'ambito di una più complessa e organica attività di consulenza prestata a favore dell'intero Gruppo A2A e, successivamente, da A2A S.p.A. addebitati a EPCG per le attività eseguite a favore della stessa.

In considerazione della rilevanza sinergica dei servizi infragruppo richiesti da EPCG ad A2A, EPCG ha richiesto e ottenuto, dalla Commissione statale per il Controllo delle Procedure di *Public Procurement*, una formale esenzione - datata 6 settembre 2010 - con la quale viene sancita la non necessità per EPCG di applicare le procedure previste dalla legge sul *Public Pro-*

curement allo scopo di acquistare servizi da A2A S.p.A., A2A Reti Elettriche e talune altre (non-minativamente identificate) società controllate da A2A S.p.A..

Sotto un diverso profilo, i contratti di servizi tra EPCG e le società del Gruppo A2A - i quali, pur beneficiando della succitata esenzione, avrebbero necessitato dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di EPCG - non sarebbero stati esplicitamente approvati da tale organo, che ha comunque approvato il *budget* di ciascuna annualità in cui sono inclusi i costi summenzionati. Pertanto, i contratti di servizi relativi alle annualità 2010, 2011 e 2012 sono stati sottoscritti dal *CEO* pro tempore di EPCG. In esecuzione di tali contratti A2A S.p.A. ha fatturato con riferimento alle predette annualità un totale di 7,75 milioni di euro a carico di EPCG, la quale ne ha pagato solo una quota pari a 4,34 milioni di euro.

Per le annualità 2013, 2014, 2015, 2016 e per il 1° semestre 2017, in assenza di uno specifico accordo fra i soci in merito alla formalizzazione di uno specifico contratto di servizi, A2A non ha proceduto a fatturazioni, sebbene un ampio novero di servizi sia stato effettivamente reso a beneficio di EPCG anche in tali annualità, e A2A ne abbia sostenuto i relativi oneri.

Inoltre, verrebbero contestati taluni servizi di consulenza, relativi al periodo 2011 e 2012 e ammontanti a circa 2 milioni di euro, acquisiti da parte di EPCG direttamente da società di consulenza esterne al Gruppo A2A.

All'inizio del 2014 il locale "Partito dei Disabili e dei Pensionati" ha proposto un'interpellanza parlamentare e depositato un esposto al Procuratore Speciale in relazione ai contratti di servizi stipulati da EPCG con A2A e con società di consulenza esterne al Gruppo A2A. Successivamente, a novembre 2014 la Polizia montenegrina ha rivolto a EPCG una richiesta di documenti e dati che è stata pienamente riscontrata dal *management* di EPCG nel mese successivo. Due ulteriori richieste d'informazioni e di documentazione integrativa furono poi sottoposte a EPCG direttamente dal Procuratore Speciale ad agosto 2015 e a febbraio 2016, e in entrambi i casi il *management* di EPCG ha risposto in modo esaustivo alle richieste degli inquirenti.

Sino a tal momento pertanto EPCG aveva registrato unicamente richieste di documentazione alle quali aveva tempestivamente replicato, ed EPCG così come A2A non avevano quindi - sino al 15 aprile 2016 - ritenuto che da tali richieste d'informazioni potessero derivare azioni tali da configurare un rischio se non remoto - personale o patrimoniale - a carico dei propri dipendenti e/o delle società stesse.

Il 15 aprile 2016 l'ex *CFO* italiano nominato da A2A in EPCG, dimessosi da tale incarico solo qualche giorno prima per ragioni del tutto estranee al tema in esame, è stato arrestato dalla Polizia montenegrina su ordine del Procuratore Speciale. Gli atti d'indagine sono tuttora coperti da segreto istruttorio. Sulla base di quanto attualmente noto, l'ex *CFO* è accusato - insieme ad altri due precedenti *manager* italiani di EPCG di nomina A2A, e a tre funzionari montenegrini

di EPCG - di abuso d'ufficio nella gestione dei contratti di servizi stipulati dalla stessa EPCG. In data 6 maggio 2016 l'ex CFO è stato liberato dietro versamento di una cauzione e il sequestro del passaporto. In data 7 dicembre 2016 ha potuto riavere il passaporto e fare ritorno in Italia. Tenuto conto del fatto che in Montenegro esiste una legge sulla responsabilità delle persone giuridiche per i reati commessi dai loro *manager* nell'interesse delle stesse, la società ha inoltre monitorato l'eventualità di una estensione delle indagini ad A2A S.p.A.. Al 30 giugno 2017 non risultava che si fosse verificato tale evento, ma nelle settimane successive è emerso da notizie di stampa in Montenegro, e da ultimo con la notifica avvenuta a Podgorica in data 25 luglio 2017, nelle mani del difensore all'uopo nominato da A2A, che le azioni detenute da A2A in EPCG sono state fatte oggetto di un provvedimento cautelare di sequestro. Detto provvedimento cautelare viene impugnato giudizialmente da A2A S.p.A., nei termini previsti (ovvero entro il 2 agosto 2017) nelle forme e nelle sedi previste dall'ordinamento locale. Dal provvedimento cautelare si è altresì avuta evidenza che il procedimento in questione è stato esteso anche ad A2A in data 3 luglio 2017.

Sulla base delle valutazioni effettuate, di quanto precede e delle informazioni ad oggi disponibili, A2A ritiene che il rischio di potenziali sanzioni applicabili e/o di azioni risarcitorie o di manleva, possa essere valutato come "possibile". Allo stato degli atti e per gli stessi motivi qui esposti risulta inoltre impossibile quantificare in termini certi l'importo delle stesse azioni risarcitorie o sanzionatorie, dirette o indirette.

Solo in via del tutto approssimativa, e come riferimento di larga massima, è infatti possibile indicare che l'importo della pretesa risarcitoria ipoteticamente avanzabile da EPCG (la quale peraltro, sulla base di una delibera del proprio Consiglio di Amministrazione del 28 marzo 2017, ad inizio aprile ha dichiarato alla Procura montenegrina di non ravvisare al momento i presupposti per una propria costituzione quale parte lesa nel procedimento) potrebbe ammontare a 4,34 milioni di euro, tenendo conto dell'importo dei servizi effettivamente pagati da EPCG ad A2A S.p.A.. L'ammontare delle sanzioni contemplate dalla legge montenegrina sulla responsabilità delle persone giuridiche potrebbe teoricamente rivestire – nell'estrema variabilità tratteggiata dall'ordinamento locale con una disciplina di non chiara interpretazione – un ordine di grandezza sensibilmente superiore (da 2 a 100 volte l'importo del presunto danno, secondo quanto statuito nel provvedimento cautelare), ancorché vada adeguatamente considerato che non sussiste una giurisprudenza attendibile in materia, e che A2A potrà dispiegare nel procedimento significativi elementi di difesa, tanto formali quanto sostanziali.

In considerazione di quanto precede, la Società – in applicazione dello IAS 37 – ha ritenuto corretto trattare la fattispecie in questione fornendo adeguata informativa e non stanziando specifico fondo rischi.

In merito allo stato dei principali contenziosi fiscali si segnala quanto segue:

A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per i periodi di imposta 2014 e 2015

Il 19 gennaio 2016 la Guardia di Finanza – Nucleo Polizia Tributaria di Chieti – ha aperto nei confronti della società A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.), per i periodi di imposta 2014 e 2015, una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 25 maggio u.s.. La società ha presentato osservazioni al processo verbale di constatazione elevato dai verificatori. Nel mese di dicembre 2016, l'Agenzia delle Entrate di Chieti ha notificato avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP e IVA per gli anni 2011 e 2012. La società ha proposto tempestivo ricorso avverso tutti gli atti notificati. È stato iscritto un fondo rischi di 1,4 milioni di euro.

A2A S.p.A. – Imposta di registro conferimento ramo d'azienda e cessione partecipazione Chi.na.co. S.r.l.

Il 4 aprile 2016 la Direzione Provinciale I di Milano – Ufficio Territoriale di Milano 1 – ha notificato l'invito a comparire per fornire chiarimenti sull'operazione di conferimento di azienda nella società Chi.na.co. S.r.l. e la successiva cessione della partecipazione in essa detenuta oggetto di controllo ai fini dell'imposta di registro. L'invito è stato seguito da un contraddittorio con l'Ufficio e dalla successiva notifica, da parte di quest'ultimo, dell'avviso di liquidazione alla controparte acquirente, che in data 28 settembre 2016, ha proposto ricorso. La Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha respinto il ricorso con sentenza depositata il 7 luglio 2017 e sono in corso di valutazione le azioni conseguenti. Il fondo rischi iscritto per 1,4 milioni di euro è stato interamente utilizzato per il pagamento delle somme richieste con l'avviso di liquidazione.

Unareti S.p.A. (già A2A Reti Gas S.p.A.) – COSAP Comune di Milano per gli anni dal 2003 al 2016

Il 27 dicembre 2011 il Comune di Milano ha notificato gli avvisi di pagamento del COSAP per gli anni dal 2003 al 2011. Avverso tali avvisi è stata presentata istanza di annullamento in autotutela degli avvisi in questione che il Comune ha respinto. Avverso tale diniego, l'11 luglio 2012 la società ha presentato atto di citazione avanti al Tribunale di Milano e il 25 settembre 2012 ha presentato ricorso al TAR. Nel mese di dicembre 2014, sono stati notificati avvisi di pagamento per gli anni dal 2012 al 2014 e, nel mese di febbraio 2016, è stato notificato avviso di accertamento per l'anno 2015. Nel mese di febbraio 2015 è stato stipulato un accordo transattivo con il Comune di Milano a definitiva conclusione del contenzioso COSAP per gli anni dal 2003 al 2011 e presentato ricorso avanti al TAR di Milano avverso gli avvisi di pagamento per gli anni dal 2012 al 2014. Nel mese di aprile 2016 è stato presentato ricorso al TAR per l'anno 2015. Nel mese di settembre 2016 è stato notificato l'avviso di pagamento per il 2016 avverso il quale la società ha proposto ricorso. È stato iscritto un fondo rischi per 2,9 milioni di euro.

A2A Ambiente S.p.A. (già Partenope Ambiente S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per il periodo di imposta 2011

Il 4 settembre 2014 l'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale di Brescia - ha aperto nei confronti della società Partenope Ambiente S.p.A. (ora A2A Ambiente S.p.A.), per il periodo di imposta 2011, una verifica fiscale generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 6 ottobre 2014. I rilievi emersi attengono a violazioni inerenti, prevalentemente, alle imposte dirette. Il 7 luglio 2015 è stato notificato avviso di accertamento per l'anno 2011. In data 5 ottobre 2015, la società ha presentato all'Ufficio accertatore istanza di accertamento con adesione. Il 22 dicembre 2015, la società e l'Ufficio hanno sottoscritto il verbale di contraddittorio definendo la pretesa tributaria. La società si è iscritta un fondo rischi per 0,3 milioni di euro.

A2A Ambiente S.p.A. (già Aprica S.p.A.) - Verifica tecnica termovalorizzatore di Brescia

Il 7 marzo 2013 l'Agenzia delle Dogane di Brescia ha iniziato una verifica tecnica sul termovalorizzatore di Brescia di proprietà della società Aprica S.p.A. (ora di proprietà di A2A Ambiente S.p.A.). La verifica si è conclusa il 16 gennaio 2014 con la notifica del processo verbale di constatazione per gli anni dal 2008 al 2011. Per gli anni 2008 e 2009, l'Agenzia delle Dogane, il 7 e il 21 maggio 2014 ha notificato gli avvisi di pagamento e i relativi atti di irrogazione sanzioni. Nel mese di luglio 2014 la società ha presentato ricorso avverso i due procedimenti. Relativamente all'anno 2009, il 10 dicembre 2014, la società ha sottoscritto un atto di conciliazione con l'Agenzia delle Dogane di Brescia per la chiusura definitiva della controversia e conseguente estinzione del giudizio. Per il 2008 il contenzioso di primo grado si è chiuso favorevolmente per la società. In data 24 settembre 2015, l'Ufficio ha proposto appello. La società ha depositato le controdeduzioni in data 17 novembre 2015. Con sentenza del 6 giugno 2016 la Commissione Tributaria Regionale ha accolto parzialmente le ragioni della società. L'Ufficio ha proposto ricorso per Cassazione e la società sta valutando le azioni conseguenti. Il 5 agosto 2014, l'Agenzia delle Dogane ha notificato i processi verbali di constatazione per gli anni 2012 e 2013. Nel mese di marzo 2016, la società ha definito con l'Agenzia delle Dogane di Brescia gli anni dal 2010 al 2013 con il versamento delle somme dovute sulla base dei medesimi criteri individuati nell'atto di conciliazione per l'anno 2009. Per effetto degli accordi transattivi, il fondo è stato liberato per l'eccedenza e residua un fondo rischi di 0,3 milioni di euro per l'annualità 2008.

A2A S.p.A. (incorporante di AMSA Holding S.p.A.) - Avvisi di accertamento ai fini IVA per i periodi di imposta dal 2001 al 2005

A inizio 2006, la Guardia di Finanza – Nucleo Regionale Polizia Tributaria Lombardia di Milano – ha effettuato una verifica fiscale a carico di AMSA Holding S.p.A. (ora A2A S.p.A.) ai fini dell'IVA per gli anni dal 2001 al 2005.

La verifica si è conclusa con un processo verbale di constatazione con il quale è stata contestata la legittimità dell'applicazione dell'aliquota IVA ordinaria, in luogo di quella agevolata, da parte di fornitori per prestazioni di smaltimento rifiuti e di manutenzione impianti e la conseguente deduzione operata a seguito del regolare pagamento delle fatture per tali prestazioni.

Il processo verbale di constatazione è stato seguito dall'emissione di avvisi di accertamento da parte dell'Agenzia delle Entrate – Ufficio di Milano 3 – per tutte le annualità avverso i quali sono stati proposti i ricorsi in Commissione Tributaria Provinciale nei termini di legge.

In data 25 gennaio 2010 e in data 17 febbraio 2010 sono stati, rispettivamente, discussi il ricorso relativo all'annualità 2001 e i ricorsi relativi alle annualità 2004 e 2005, tutti con esito favorevole per la società. L'Ufficio ha proposto appello avverso tutte le sentenze dei primi giudici. La Commissione Tributaria Regionale ha respinto l'appello dell'Ufficio per il 2001, il 2004 e il 2005.

Per l'annualità 2001 l'Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso in Cassazione a fronte del quale AMSA Holding S.p.A. (ora A2A S.p.A.), il 9 novembre 2012, ha proposto controricorso.

Anche per le annualità 2002 e 2003 gli esiti dei contenziosi sono stati favorevoli per la società, ma l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello avverso entrambe le sentenze. Il 30 novembre 2010 è stato discusso l'appello per il 2002 e con sentenza, depositata il 2 febbraio 2011, la Commissione Tributaria Regionale di Milano ha riformato la sentenza dei primi giudici accogliendo l'appello dell'Ufficio per quasi tutte le fattispecie contestate ad esclusione della categoria dei rifiuti pericolosi. La società ha proposto ricorso per Cassazione per l'anno 2002. Per l'anno 2003 il 7 novembre 2011 è stato discusso l'appello proposto dall'Ufficio avanti la Commissione Tributaria Regionale, che lo ha rigettato con sentenza depositata l'11 novembre 2011. L'Ufficio non ha proposto ricorso per Cassazione per le annualità 2003, 2004 e 2005 e le sentenze sono passate in giudicato chiudendo definitivamente il contenzioso. Per le annualità 2001 e 2002 non risultano ancora fissate le udienze di trattazione avanti la Corte di Cassazione. La società si è iscritta un fondo rischi per 1,6 milioni di euro.

A2A S.p.A. (ex A2A Trading S.r.l.) - Accertamenti IVA Certificati Verdi 2004 – 2010

L'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) in data 23 dicembre 2009 un avviso di accertamento IVA per l'anno 2004 contestando l'omessa fatturazione di operazioni imponibili con conseguente richiesta della maggiore imposta sul valore aggiunto, oltre sanzioni e interessi, per complessivi 3,3 milioni di euro.

In particolare, con l'accertamento in oggetto l'Agenzia delle Entrate ha sanzionato A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) per aver omesso di fatturare nei confronti del *Tollee* (Edipower S.p.A.) presunte cessioni di Certificati Verdi.

Dopo gli opportuni approfondimenti, effettuati anche congiuntamente agli altri *Tollers*, si ritiene che le conclusioni dell'Agenzia delle Entrate non siano condivisibili. Infatti, nel regime del contratto di *Tolling*, i *Tollers* sono da un lato proprietari delle materie prime, compreso il combustibile, che forniscono al *Tollee* per la produzione di energia elettrica, dall'altro titolari "ab origine" dell'energia elettrica prodotta. La consegna dei Certificati Verdi al *Tollee* da parte dei *Tollers* non è quindi in alcun modo configurabile come trasferimento della proprietà degli stessi.

Nessuna violazione, pertanto, può essere imputata ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

Per le stesse ragioni, l'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato il 16 dicembre 2010 l'avviso di accertamento IVA per l'anno 2005 e il 31 ottobre 2011 l'avviso di accertamento IVA per l'anno 2006 con conseguente richiesta della maggiore imposta sul valore aggiunto, oltre sanzioni e interessi, rispettivamente per complessivi 5,2 milioni di euro e 11,2 milioni di euro. Come per il 2004, anche per il 2005 e per il 2006 nessuna violazione può essere imputata ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) ha presentato ricorso nelle opportune sedi avverso i suddetti avvisi di accertamento chiedendo il totale annullamento della pretesa impositiva.

Per le controversie relative a tutte le annualità contestate la Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto i ricorsi proposti dalla società.

Il 12 marzo 2013 l'Agenzia delle Entrate ha dichiarato, per il 2006, acquiescenza alla sentenza nella parte relativa al contenzioso sui Certificati Verdi e ha proposto appello per i restanti rilievi (283.454,16 euro). L'appello è stato respinto dalla Commissione Tributaria Regionale e l'Ufficio ha proposto ricorso avanti la Corte di Cassazione il 5 agosto 2014 a cui è seguito controricorso della società. Il 6 maggio 2013 l'Agenzia delle Entrate ha notificato la rinuncia all'appello e istanza di estinzione di giudizio per gli anni 2004 e 2005.

Si fa presente che a seguito della richiesta di documentazione relativa ai Certificati Verdi nell'ambito del medesimo contratto di *Tolling* per i periodi d'imposta dal 2007 al 2010, in data 28 ottobre 2011, la Guardia di Finanza – Nucleo di Milano – ha notificato il processo verbale di constatazione evidenziando le medesime violazioni di omessa fatturazione di operazioni imponibili per gli anni 2007, 2008 e 2010. Ad oggi non è stato notificato alcun avviso di accertamento.

Non è mai stato stanziato un fondo poiché la società ha ritenuto non fondate le pretese dell'amministrazione finanziaria.

Raccomandazione Consob n. 61493 del 18 luglio 2013

A seguito della Raccomandazione Consob n. 61493 pubblicata nel mese di luglio 2013, il Gruppo A2A ha effettuato approfondite analisi che hanno individuato nel settore della produzione idroelettrica l'ambito di applicazione per il Gruppo.

Per il primo semestre 2017 gli investimenti inerenti tale settore sono stati marginali e dovuti all'ordinaria manutenzione.

Si precisa altresì che il Gruppo A2A prevede di effettuare investimenti nel comparto idroelettrico nei prossimi esercizi e in particolare interventi di manutenzione e di incremento dell'efficienza energetica di impianti situati in Lombardia e in Calabria.

* * *

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

Allegati alle Note
illustrative alla
Relazione finanziaria
semestrale

1 - Prospetto delle variazioni
dei conti delle immobilizzazioni
materiali

Immobilizzazioni materiali <i>Milioni di euro</i>	Valore residuo al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo		
		Investimenti	Variazioni di categoria	
Terreni	235	1		
Fabbricati	821	3	8	
Impianti e macchinari	3.703	40	16	
Attrezzature industriali e commerciali	33	4		
Altri beni	72	9	7	
Discariche	73			
Immobilizzazioni in corso ed acconti	101	45	(32)	
Migliorie beni di terzi	82	4	1	
Impianti in <i>leasing</i>	9			
Totale immobilizzazioni materiali	5.129	106	-	

Immobilizzazioni materiali <i>Milioni di euro</i>	Valore residuo al 31 12 2015	Variazioni del periodo			
		Investimenti/acquisizioni			Variazioni di categoria
		Effetto primo consolidamento LA BI.CO DUE S.r.l.	Investimenti	Totale investimenti/ acquisizioni	
Terreni	266			-	
Fabbricati	913	1	3	4	1
Impianti e macchinari	3.608		35	35	40
Attrezzature industriali e commerciali	24		3	3	
Altri beni	56		7	7	6
Discariche	23			-	4
Immobilizzazioni in corso ed acconti	103		31	31	(52)
Migliorie beni di terzi	72	1	8	9	1
Impianti in <i>leasing</i>	2			-	
Totale immobilizzazioni materiali	5.067	2	87	89	-

Variazioni del periodo								Valore residuo al 30 06 2017
	Riclassificazioni/Altre variazioni		Smobilizzi/Cessioni		Svalutazioni	Ammortamenti	Totale variazioni del periodo	
	Valore lordo	Fondo ammortamento	Valore cespite	Fondo ammortamento				
	4				(27)		(22)	213
	(5)				(43)	(19)	(56)	765
	9		(3)	2	(25)	(133)	(94)	3.609
	1					(4)	1	34
	7	(4)	(4)	3		(9)	9	81
	(1)					(5)	(6)	67
	5						18	119
	1	(1)				(5)	-	82
							-	9
	(21)	(5)	(7)	5	(95)	(175)	(150)	4.979

Variazioni del periodo								Valore residuo al 30 06 2016
	Altre variazioni		Svalutazioni	Smobilizzi/Cessioni		Ammortamenti	Totale variazioni del periodo	
	Valore lordo	Fondo ammortamento		Valore cespite	Fondo ammortamento			
							-	266
				(3)	1	(19)	(16)	897
	18		(1)	(35)	33	(135)	(45)	3.563
						(3)	-	24
	1			(5)	5	(8)	6	62
	19					(3)	20	43
	(3)						(24)	79
						(4)	6	78
						(1)	(1)	1
	35	-	(1)	(43)	39	(173)	(54)	5.013

2 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

Immobilizzazioni immateriali
Milioni di euro

	Valore residuo al 31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni del periodo	
		Investimenti	Variazioni di categoria
Diritti di brevetto industriale e ut.op. dell'ingegno	21	4	1
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.046	34	4
Avviamento	500		
Immobilizzazioni in corso	26	14	(6)
Altre immobilizzazioni immateriali	111		1
Totale immobilizzazioni immateriali	1.704	52	-

Immobilizzazioni immateriali
Milioni di euro

	Valore residuo al 31 12 2015	Variazioni del periodo	
		Acquisizioni	Variazioni di categoria
Diritti di brevetto industriale e ut.op. dell'ingegno	26	2	
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	799	25	11
Avviamento	482		
Immobilizzazioni in corso	20	13	(11)
Altre immobilizzazioni immateriali	21		
Totale immobilizzazioni immateriali	1.348	40	-

Variazioni del periodo							Valore residuo al 30 06 2017
Riclassificazioni/Altre variazioni		Smobilizzi/Cessioni		Svalutazioni	Ammortamenti	Totale variazioni del periodo	
Valore lordo	Fondo ammortamento	Valore lordo	Fondo ammortamento				
(1)					(7)	(3)	18
13		(5)	4		(23)	27	1.073
						-	500
1						9	35
(25)					(4)	(28)	83
(12)	-	(5)	4	-	(34)	5	1.709

Variazioni del periodo							Valore residuo al 30 06 2016
Riclassificazioni/Altre variazioni		Smobilizzi/Cessioni		Svalutazioni	Ammortamenti	Totale variazioni del periodo	
Valore lordo	Fondo ammortamento	Valore cespite	Rettifiche Fondo ammortamento				
					(7)	(5)	21
(1)		(3)	2		(16)	18	817
						-	482
(1)						1	21
(14)					(1)	(15)	6
(16)	-	(3)	2	-	(24)	(1)	1.347

3 - Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)
Area di consolidamento			
Unareti S.p.A.	Brescia	Euro	965.250
A2A Illuminazione Pubblica S.r.l.	Brescia	Euro	28.600
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	150.000
A2A Smart City S.p.A.	Brescia	Euro	3.000
A2A Energia S.p.A.	Milano	Euro	2.000
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	Euro	70.000
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	Euro	220.000
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	Euro	100
A2A Energiefuture S.p.A.	Milano	Euro	50.000
Mincio Trasmissione S.r.l.	Brescia	Euro	10
A2A gencogas S.p.A.	Milano	Euro	450.000
Retragas S.r.l.	Brescia	Euro	34.495
Aspem S.p.A.	Varese	Euro	174
Varese Risorse S.p.A.	Varese	Euro	3.624
Ostros Energia S.r.l. in liquidazione	Brescia	Euro	350
Camuna Energia S.r.l.	Cedegolo (BS)	Euro	900
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100
Plurigas S.p.A. in liquidazione	Milano	Euro	800
Proaris S.r.l.	Milano	Euro	1.875
Consul System S.p.A.	Milano	Euro	2.000
Ecofert S.r.l. in liquidazione	S. Gervasio Bresciano (BS)	Euro	100
Unareti Servizi Metrici S.r.l.	Brescia	Euro	100
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700
Ecodeco Hellas S.A. in liquidazione	Atene (Grecia)	Euro	60
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	Euro	13.515
Sicura S.r.l.	Milano	Euro	1.040
Sistema Ecodeco UK Ltd	Canvey Island Essex (Regno Unito)	GBP	250
Vespia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	10
A.S.R.A.B. S.p.A.	Cavaglià (BI)	Euro	2.582
Nicosiambiente S.r.l.	Milano	Euro	50
Bioase S.r.l.	Sondrio	Euro	677
Montichiariambiente S.r.l.	Brescia	Euro	10
Aprica S.p.A.	Brescia	Euro	20.000

	% di partecipazione consolidata di Gruppo al 30 06 2017	Quote possedute %	Azionista	Criterio di valutazione
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	91,60%	91,60%	A2A S.p.A. (87,27%) Unareti S.p.A. (4,33%)	Consolidamento integrale
	90,00%	90,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aspem S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	81,90%	89,00%	A2A S.p.A. (74,50%) Linea Energia S.p.A. (14,50%)	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	75,00%	75,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	Consolidamento integrale
	71,48%	95,00%	A2A S.p.A. (47%) Linea Energia S.p.A. (48%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Unareti S.p.A.	Consolidamento integrale
	67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	68,78%	68,78%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	96,80%	96,80%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)	
Area di consolidamento				
Amsa S.p.A.	Milano	Euro	10.000	
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250	
Bergamo Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	10	
LA BI.CO DUE S.r.l. (*)	Lograto (BS)	Euro	96	
Elektroprivreda Cnre Gore AD Nikšić (EPCG)	Nikšić (Montenegro)	Euro	1.003.666	
EPCG d.o.o. Beograd	Beograd (Serbia)	Dinar RSD	3.101	
Zeta Energy d.o.o.	Danilovgrad (Montenegro)	Euro	14.240	
CRNOGORSKI ELEKTRODISTRIBUTIVNI SISTEM D.O.O. PODGORICA	Podgorica (Montenegro)	Euro	278.102	
RI.ECO S.r.l.	Novate Milanese (MI)	Euro	1.000	
RESMAL S.r.l.	Milano	Euro	500	
Galli Ecologista S.r.l.	Novate Milanese (MI)	Euro	100	
Resmal Ecologista S.r.l.	Truccazzano (MI)	Euro	80	
Linea Group Holding S.p.A.	Cremona	Euro	189.494	
Linea Reti e Impianti S.r.l.	Cremona	Euro	7.794	
Linea Gestioni S.r.l.	Crema (CR)	Euro	5.000	
LD Reti S.r.l.	Lodi	Euro	23.981	
Linea Più S.p.A.	Pavia	Euro	5.000	
Linea Energia S.p.A.	Rovato (BS)	Euro	3.969	
Linea Com S.r.l.	Cremona	Euro	5.833	
Linea Ambiente S.r.l.	Rovato (BS)	Euro	3.000	
MF Waste S.r.l.	Rovato (BS)	Euro	750	
Greenambiente S.r.l.	Priolo Gargallo (SR)	Euro	50	
Lomellina Energia S.r.l.	Parona (PV)	Euro	160	
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	Euro	8.939	
PATAVINA TECHNOLOGIES S.r.l.	Padova	Euro	12	
A2A SECURITY SOCIETÀ CONSORTILE PER AZIONI	Milano	Euro	50	

(*) La percentuale non tiene conto dell'esercizio delle put.

	% di partecipazione consolidata di Gruppo al 30 06 2017	Quote possedute %	Azionista	Criterio di valutazione
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	64,00%	64,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	41,75%	41,75%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	57,86%	51,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (45%) RI.ECO S.r.l. (55%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (45%) RESMAL S.r.l. (55%)	Consolidamento integrale
	51,00%	51,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	90,85%	90,85%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	96,17%	96,17%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
	40,80%	80,00%	MF Waste S.r.l.	Consolidamento integrale
	74,80%	74,80%	A2A S.p.A. (74,55%) Unareti S.p.A. (0,25%)	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Smart City S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A. (47,60%) A2A Calore & Servizi S.r.l. (2,70%) Amsa S.p.A. (9,50%) Unareti S.p.A. (19,10%) A2A Energiefuture S.p.A. (2%) A2A gencogas S.p.A. (4,10%) A2A Ambiente S.p.A. (4,10%) A2A Ciclo Idrico S.p.A. (10,90%)	Consolidamento integrale

4 - Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)
Partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto			
PremiumGas S.p.A.	Bergamo	Euro	120
Ergosud S.p.A.	Roma	Euro	81.448
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	600
Metamer S.r.l.	San Salvo (CH)	Euro	650
SET S.p.A.	Toscolano Maderno (BS)	Euro	104
GESI S.r.l.	Brescia	Euro	1.000
Centrale Termoelettrica del Mincio S.r.l. in liquidazione	Ponti sul Mincio (MN)	Euro	11
Serio Energia S.r.l.	Concordia sulla Secchia (MO)	Euro	1.000
Visano Soc. Trattamento Reflui S.c.a.r.l.	Brescia	Euro	25
LumEnergia S.p.A.	Lumezzane (BS)	Euro	300
Sviluppo Turistico Lago d'Iseo S.p.A.	Iseo (BS)	Euro	1.616
ACSM-AGAM S.p.A.	Monza	Euro	76.619
Futura S.r.l.	Brescia	Euro	2.500
Prealpi Servizi S.r.l.	Varese	Euro	5.451
COSMO Società Consortile a Responsabilità Limitata	Brescia	Euro	100
G.Eco S.r.l.	Treviglio (BG)	Euro	500
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	Euro	10
Tecnoacque Cusio S.p.A.	Omegna (VB)	Euro	206
Rudnik Uglja Ad Pljevlja	Pljevlja (Montenegro)	Euro	21.493
ASM Codogno S.r.l.	Codogno (LO)	Euro	1.898
Bresciana Infrastrutture gas S.r.l.	Roncadelle (BS)	Euro	100
Totale partecipazioni			

	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 06 2017 (migliaia)	Criterio di valutazione
	50,00%	A2A Alfa S.r.l.	-	Patrimonio netto
	50,00%	A2A gencogas S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	A2A S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	A2A Energia S.p.A.	2.257	Patrimonio netto
	49,00%	A2A S.p.A.	739	Patrimonio netto
	47,00%	A2A S.p.A.	2.213	Patrimonio netto
	45,00%	A2A S.p.A.	2	Patrimonio netto
	40,00%	A2A S.p.A.	660	Patrimonio netto
	40,00%	A2A S.p.A.	10	Patrimonio netto
	33,33%	A2A Energia S.p.A.	111	Patrimonio netto
	24,29%	A2A S.p.A.	769	Patrimonio netto
	23,94%	A2A S.p.A.	41.660	Patrimonio netto
	20,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	672	Patrimonio netto
	12,47%	Aspem S.p.A.	-	Patrimonio netto
	52,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	87	Patrimonio netto
	40,00%	Aprica S.p.A.	3.400	Patrimonio netto
	50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
	25,00%	A2A Ambiente S.p.A.	238	Patrimonio netto
	39,49%	A2A S.p.A.	7.067	Patrimonio netto
	49,00%	Linea Più S.p.A.	3.041	Patrimonio netto
	50,00%	LD Reti S.r.l.	167	Patrimonio netto
			63.093	

5 - Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 06 2017 (migliaia)
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS)			
Infracom S.p.A.	0,44%	A2A S.p.A.	155
Immobiliare-Fiera di Brescia S.p.A.	1,21%	A2A S.p.A.	280
Azienda Energetica Valtellina e Valchiavenna S.p.A. (AEVV)	9,39%	A2A S.p.A.	1.846
Altre:			
AQM S.r.l.	7,52%	A2A S.p.A.	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo dell'Oglio e del Serio s.c.	n.s.	A2A S.p.A.	
Brescia Mobilità S.p.A.	0,25%	A2A S.p.A.	
Consorzio DIX.IT in liquidazione	14,28%	A2A S.p.A.	
Consorzio Italiano Compostatori	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
L.E.A.P. S.c.a.r.l.	8,57%	A2A S.p.A.	
Consorzio Milano Sistema in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Consorzio Polieco	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Emittenti Titoli S.p.A.	1,85%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Guglionesi Ambiente S.c.a.r.l.	1,01%	A2A Ambiente S.p.A.	
Isfor 2000 S.c.p.a.	5,13%	A2A S.p.A. (4,94%) Linea Gestioni S.r.l. (0,19%)	
S.I.T. S.p.A.	0,26%	Aprica S.p.A.	
Stradivaria S.p.A.	n.s.	A2A S.p.A.	
Tirreno Ambiente S.p.A. in liquidazione	3,00%	A2A Ambiente S.p.A.	
Prva banka Crne Gore A.D. Podgorica ^(*)	19,76%	EPCG	

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 06 2017 (migliaia)
DI.T.N.E.	1,45%	A2A S.p.A.	
SIRIO S.C.P.A.	0,02%	A2A S.p.A.	
ORIONE S.C.P.A.	0,22%	A2A S.p.A.	
COMIECO	n.s.	RI.ECO S.r.l. (n.s.) RESMAL S.r.l. (n.s.)	
CONAPI	0,28%	RI.ECO S.r.l. (0,23%) RESMAL S.r.l. (0,05%)	
Blugas Infrastrutture S.r.l.	27,51%	Linea Group Holding S.p.A.	
Casalasca Servizi S.p.A.	13,88%	Linea Gestioni S.r.l.	
SABB S.p.A.	4,47%	Linea Gestioni S.r.l.	
Gestione Multiservice S.c.a.r.l.	6,07%	Linea Più S.p.A. (5,97%) Linea Reti e Impianti S.r.l. (0,10%)	
Crit S.c.a.r.l.	32,90%	Linea Com S.r.l.	
Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione	14,92%	Linea Group Holding S.p.A.	
Cassa Padana S.c.a.r.l.	n.s.	Linea Com S.r.l.	
Confidi Toscana S.c.a.r.l.	n.s.	Linea Ambiente S.r.l.	
Credito Valtellinese	n.s.	Linea Ambiente S.r.l.	
Idroenergia S.c.a.r.l.	n.s.	Lomellina Energia S.r.l.	
GAL-GOLEM	2,00%	Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	
MORINA S.r.l.	5,00%	Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	
Totale altre attività finanziarie			10.586
Totale attività finanziarie disponibili per la vendita			12.867

(*) Si segnala che la partecipazione nella Prva banka Crne Gore A.D. Podgorica, considerando anche le azioni privilegiate prive di diritti di voto risulterebbe essere pari al 24,10% del capitale sociale.
Nota: A2A S.p.A. ha partecipato alla costituzione della Società Cooperativa Polo dell'innovazione della Valtellina sottoscrivendo n. 5 azioni del valore nominale pari a euro 50.

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A

Business Unit

Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *capacity payment* introdotto nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adeguatezza del sistema elettrico soprattutto nei giorni, individuati da Terna e definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Dal 2004 la regolazione dell'Autorità prevede la fissazione ex ante di un gettito raccolto dalle bollette elettriche ed erogato tramite due corrispettivi (denominati CAP1 ed S) agli impianti abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Il D.Lgs. n. 379 stabiliva che, a regime, la remunerazione della capacità dovesse basarsi su un meccanismo di mercato (*capacity market*) in seguito definito con Delibera dell'Autorità ARG/elt 98/11.

Il disegno definitivo prevede un'asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) e l'obbligo ad offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia (MGP) e dei servizi (MSD), restituendo alla controparte Terna la differenza – se positiva – tra i prezzi di riferimento ed un prezzo *strike* (in €/MWh). Trattasi tecnicamente di un "contratto alle differenze ad una via".

Inizialmente il *capacity market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale. Con Delibera 95/2015/I/eel l'Autorità ha proposto al MiSE di ridurre ad 1 anno il periodo intercorrente tra lo svolgimento dell'asta e la consegna, introducendo inoltre contratti di durata annuale (cd. fase di prima attuazione).

Ad aprile 2015 la Commissione Europea avvia un'indagine conoscitiva al fine di accertare se i meccanismi di remunerazione della capacità siano compatibili con la disciplina sugli aiuti di Stato ed assicurino un'adeguata sicurezza negli approvvigionamenti di elettricità senza distorcere la concorrenza nel mercato unico.

Ad agosto 2015 il Governo italiano pre-notifica in modo informale alla DG Competition il meccanismo di remunerazione della capacità di cui alla Delibera ARG/elt 98/11. In questi due anni molte sono state le interlocuzioni tra la DG Competition e la DG Energy verso MiSE, Autorità e Terna.

A novembre 2016 la Commissione chiude l'indagine conoscitiva riconoscendo che la remunerazione della disponibilità in mercati *energy only* è necessaria per fornire segnali di prezzo *long-term* al sistema per gli investimenti in nuova capacità.

Nel periodo ottobre 2016-febbraio 2017:

- Terna pubblica 3 DCO sulla disciplina di dettaglio i cui principali elementi di novità sono:
 - prima attuazione: apertura anche alle unità di produzione di taglia inferiore a 10 MVA, alla generazione rinnovabile (che non riceve incentivi dal GSE o vi rinuncia) e alla domanda abilitata su MSD;
 - fase di regime: oltre a quanto esposto per la fase di prima attuazione, partecipazione diretta delle risorse estere, durata del contratto annuale (e non triennale), limitata valorizzazione delle caratteristiche di flessibilità delle risorse che accedono al meccanismo (è al momento prevista solo una priorità di selezione delle risorse flessibili nel caso in cui al prezzo marginale sia stata presentata una pluralità di offerte);
 - modifica della curva di domanda di Terna che viene semplificata e resa *compliant* con i dettami europei. La nuova curva è particolarmente influenzata dalle scelte governative in termini sia di spesa massima accettabile sia di livello di sicurezza prescelto (funzione del parametro *Loss of Load Expectation* – LOLE che rappresenta la durata massima di distacco del carico accettabile a livello Paese. Tale parametro viene stabilito dal MiSE);
- l'Autorità pubblica 1 DCO sugli obblighi degli impianti contrattualizzati in cui risulta maggiormente incentivata l'offerta della capacità su MGP a valori inferiori o uguali allo *strike price* e viene fissato il tetto massimo al premio (*cap*) pari a 75.000 €/MW/anno.

Gli operatori hanno chiesto soluzioni volte ad aumentare sia il *cap* al premio sia lo *strike price* (che agisce implicitamente come un tetto ai prezzi) ed hanno evidenziato la mancata valorizzazione delle caratteristiche di flessibilità degli impianti.

Nel frattempo, la Commissione Europea ha già approvato i meccanismi di remunerazione della disponibilità introdotti dal Regno Unito (*capacity obligation*), Francia (certificati di scambio) e Germania (*Network Reserve*).

Prossimi passi: MiSE, Autorità e Terna stanno lavorando per la notifica del meccanismo italiano alla Commissione e contemporaneamente finalizzando alcuni aspetti chiave, tra cui quello dello *strike price* e del LOLE.

Terna dovrebbe bandire l'asta per la fase di prima attuazione a fine 2017 con consegna 2018.

Il contributo del *capacity payment* sul 2017 è stimato nell'ordine dei 17 milioni di euro.

Si segnala, infine, che:

- con Delibera 134/2016/R/eel l'Autorità ha imposto a Terna il ricalcolo, entro il 30 aprile 2016, del corrispettivo S per gli anni 2010 e 2011. Il saldo netto di questi conguagli è stato pari a circa 2,1 milioni di euro da corrispondersi in 12 rate mensili di uguale importo a partire dal 29 aprile 2016;
- Terna, in applicazione delle Delibere 398/2017/R/eel e 418/2017/R/eel ha liquidato al 30 giugno 2017 complessivi 18 milioni di euro riferiti alle componenti S 2015 e CAP1 2016 mentre si è ancora in attesa della liquidazione della componente S 2016.

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV della centrale di San Filippo del Mela (gruppi 2, 5 e 6) è stato contrattualizzato da Terna in regime di essenzialità con reintegro dei costi per il quinquennio 2017-2021.

La Delibera prevede che il gruppo 1 a 150 kV svolga un ruolo di *back up* in caso di indisponibilità del gruppo 2. Il nuovo elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente potrebbe, infatti, non essere sempre disponibile (ad esempio nei periodi di manutenzione) e il mercato della zona Sicilia risulta al momento ancora corto in termini di offerta.

È altresì, previsto l'impegno da parte di A2A Energiefuture S.p.A. a contenere le richieste di reintegro dei costi al di sotto di un certo *cap* proposto dalla stessa società che assicuri al contempo la copertura dei costi fissi, dei costi variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema essendo il livello massimo di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (di cui alla Delibera 111/06).

La contrattualizzazione pluriennale di San Filippo del Mela consentirà, pertanto, alla società la gestione in economia dell'impianto garantendo al sistema il mantenimento della sicurezza con un beneficio in termini di risparmio sui costi complessivi.

Al 30 giugno i crediti ancora da incassare da Terna e relativi all'essenzialità degli anni precedenti risultano pari a 79,5 milioni di euro (saldi 2014, 2015 e 2016).

Impianti in conservazione e richieste di Terna per la riattivazione

Su richiesta di Terna, nell'inverno 2016 e per far fronte al fermo degli impianti nucleari in Francia, sono state riattivate le seguenti centrali termoelettriche:

- Ponti sul Mincio (in conservazione dal 22 ottobre 2016 e riattivata in data 14 dicembre 2016);
- Chivasso 2 (in conservazione dal 30 settembre 2013 e riattivata il 17 febbraio 2017).

A marzo 2017, e in vista di possibili criticità di sistema nell'estate 2017, Terna ha richiesto altresì informazioni sulle tempistiche di riattivazione degli impianti di Brindisi (unità 3 e 4), in conservazione da settembre 2015, e di Sermide 3, in conservazione dal 1° gennaio 2016.

A2A ha dichiarato:

- l'indisponibilità all'esercizio di Brindisi a causa delle prescrizioni AIA che prevedono limiti di emissione non rispettabili senza ingenti investimenti, che implicherebbero tempi estremamente lunghi;
- con riferimento a Sermide 3, la possibilità di ripristinarne la piena disponibilità tecnica, salvo imprevisti, entro 120 giorni (a luglio 2017) ma che potrà essere gestita unicamente quale *back-up* dell'unità da 800 MW, a causa di insufficiente dotazione di organico.

Le richieste di riattivazione sono state formulate da Terna ai sensi della Legge 290 del 2003 (art. 1-quinquies, comma 1) che prescrive a cura dei proprietari il mantenimento in stato di perfetta efficienza degli impianti di generazione con potenza nominale maggiore di 10 MVA. Poiché non è mai stato adottato il decreto ministeriale attuativo relativamente a tale prescrizione, ad oggi non risulta disciplinato lo stato di conservazione degli impianti (o riserva fredda).

Sono in corso contatti con l'Autorità, Terna e MiSE per verificare se sia applicabile una forma di compensazione dei costi incrementali connessi alla riattivazione oltre che l'eliminazione degli ostacoli all'uscita degli impianti dal mercato (conservazione e dismissione).

Conferimento della capacità di trasporto gas per gli impianti termoelettrici (CCGT)

Il conferimento della capacità di trasporto gas, che oggi per lo più avviene su base annuale per ciascun anno termico, rappresenta uno dei costi fissi più rilevanti che i CCGT devono sostenere (nell'ordine dei 6.000 €/MW e con tariffe crescenti).

L'Autorità ha adottato la delibera 512/2017/R/gas che completa il set di regole del progetto pilota relativo al conferimento di capacità gas presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano impianti termoelettrici. Tale intervento, per stessa ammissione dell'Autorità, è necessario per far fronte alle accresciute esigenze di flessibilità degli impianti termoelettrici legata alla forte crescita delle fonti rinnovabili.

In sintesi i principali aspetti della delibera che avrà effetti dal prossimo 1° ottobre:

- in aggiunta al prodotto di capacità giornaliero viene proposto un prodotto di capacità mensile con un corrispettivo pari a 2 volte il corrispettivo annuale riproporzionato su base mensile;
- viene ridotto il coefficiente moltiplicativo previsto per il prodotto giornaliero (da 10 a 7);
- il corrispettivo CMT per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto viene calcolato e fatturato su base mensile;
- è prevista la possibilità per i soggetti che richiedono conferimenti infra-annuali presso i punti di riconsegna oggetto del progetto pilota richiedere un conferimento di pari o minore entità presso il corrispondente punto di uscita, con applicazione di corrispettivi per i prodotti infra-annuali determinati sulla base dei medesimi moltiplicatori previsti presso i punti di riconsegna.

La riforma generale dei conferimenti di capacità presso tutti i punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto gas (oltre che termoelettrici anche civili ed industriali) sarà oggetto di un successivo DCO che terrà conto sia degli esiti del progetto pilota che delle nuove disposizioni in materia tariffaria contenute nel Regolamento europeo (UE) 460/2017 del 17 marzo 2017, nonché della diversa elasticità al prezzo della domanda di capacità delle diverse tipologie di utenti.

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

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 così da spingere gli operatori ad effettuare sempre migliori previsioni di produzione e consumo, evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati.

In ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel di modifica della suddetta disciplina sono state annullate dal giudice amministrativo per il periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014) per difetto di motivazione sull'urgenza e per difetto di consultazione.

Terna ha effettuato i ricalcoli dei prezzi di sbilanciamento secondo la disciplina previgente alle delibere annullate e le fatture di conguaglio - nonostante le contestazioni da parte delle società del Gruppo A2A - sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015 (per un controvalore lordo di circa 6,8 milioni di euro).

L'Autorità, rispondendo alle sollecitazioni di alcuni 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. A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio verso Terna in quanto la stessa nel calcolo dei conguagli non avrebbe tenuto conto di questo avvio di procedimento.

Dopo circa un anno di consultazioni la Delibera 333/2016/R/eel ha concluso 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 del Gruppo A2A dell'ammontare compensato a giugno 2015.

L'impatto della restituzione ha riguardato, tuttavia, solo la cassa dato che alcuni operatori hanno presentato ricorso contro la Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva che è stata negata. La seduta del TAR Lombardia, prevista per il 13 aprile 2017, è stata rinviata al 2018.

Definizione della nuova disciplina a partire dal 1° agosto 2016

Con Delibera 444/2016/R/eel, successivamente emendata dalla Delibera 800/2016/R/eel, viene modificato il quadro regolatorio sugli sbilanciamenti effettivi a partire dal 1° agosto 2016.

I provvedimenti introducono meccanismi finalizzati a fornire più efficaci incentivi a programmare con diligenza, perizia, prudenza e previdenza, nonché, al contempo, a consentire all'Autorità di rilevare in modo sistematico possibili violazioni di tale obbligo (anche ai fini dell'adozione di misure prescrittive e/o sanzionatorie).

In particolare questi provvedimenti modificano la valorizzazione degli sbilanciamenti, differenziandola se si tratta di unità di produzione (rilevante, non rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili o non abilitata diversa da quella alimentata da fonti rinnovabili) o di unità di consumo, con applicazione del *single price* o del regime misto *single-dual price* e prevedendo diverse soglie di franchigia.

In termini di impatti per il Gruppo A2A ci si attende una potenziale riduzione del costo di sbilanciamento con riferimento agli impianti termoelettrici a seguito dell'esclusione dal calcolo del prezzo della riserva secondaria mentre non dovrebbe esserci aggravio di costi per le fonti rinnovabili rilevanti.

In attesa della disciplina degli sbilanciamenti a regime che, verosimilmente, verrà implementata a partire dal 2019 e che dovrebbe prevedere prezzi di sbilanciamento nodali, con Delibera 419/2017/R/eel l'Autorità ha introdotto:

- dal 1° luglio 2017 i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, al fine di eliminare anche le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale;
- dal 1° settembre 2017 il ripristino della valorizzazione a *single price* degli sbilanciamenti per tutte le unità di produzione non abilitate nonché una nuova metodologia di calcolo del segno zonale implementata da Terna meno prevedibile.

Prima apertura di MSD a domanda/sistemi di accumuli/unità di produzione non già abilitate

Con le Delibere 300/2017/R/eel e 372/2017/R/eel l'Autorità ha disposto una prima apertura di MSD, tramite progetti pilota specifici con abilitazione volontaria, a domanda, FER (non programmabili rilevanti e non rilevanti), unità programmabili ad oggi non abilitate e sistemi di accumulo. In generale il disegno stabilisce:

- che le UP e le UC possono partecipare singolarmente o tramite diverse tipologie di aggregazione: solo produzione (UVAP), solo consumo (UVAC) o miste (UVA/UVAN). Le UP rilevanti possono aggregarsi tra loro e/con altre UP non rilevanti ed eventuali UC solo se tutte sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale (UVAN). Sia UVAC sia UVAP possono prevedere la presenza di UC/UP inserite in contratti di dispacciamento diversi con necessità di esplicito assenso da parte dell'utente del dispacciamento (UdD);
- una specifica *time table* per la presentazione dei progetti da parte di Terna all'Autorità: entro il 30 giugno 2017 per il progetto pilota UVAC ed entro il 31 luglio 2017 per il progetto pilota UVAP;
- tra le principali caratteristiche dei progetti pilota:
 - possibilità da parte degli operatori di proporre ulteriori progetti pilota a Terna per la fornitura di singoli servizi ma anche di servizi ad oggi non oggetto di remunerazione;
 - obblighi e modalità di offerta in linea con quelle previste oggi per le UP già abilitate;
 - le UC devono essere allacciate in AT, MT o BT ma trattate su base oraria;
 - ridotto ruolo dei distributori in questa prima fase;
 - non previste forme di incentivazione economica a favore dei progetti pilota.

Il primo progetto implementato riguarda le UVAC (impianti di consumo singoli o più impianti situati nella stessa provincia o insieme di province) e consiste in 2 attività:

1. partecipazione delle UVAC a MSD per la fornitura del servizio di Riserva Terziaria di sostituzione a salire (RTs) e bilanciamento a partire da giugno 2017. La remunerazione prevista è limitata all'attivazione delle risorse su MSD (€/MWh);

2. eventuale partecipazione all'approvvigionamento a termine da parte di Terna di RTs e bi-lanciamento da parte di UVAC abilitate a MSD in zona Nord e Centro-Nord per il periodo giugno-settembre 2017. Si tratta di un'asta al ribasso con remunerazione fissa (base: 30.000 €/MW/anno) e remunerazione variabile (€/MWh attivati) con *strike price* pari a 400 €/MWh.

Alla data del 1° luglio 2017 sono stati assegnati 46 MW su 500 MW andati in asta.

Al fine di cogliere le opportunità offerte dal nuovo quadro regolatorio è stata avviata una *task force* interna al Gruppo A2A per l'implementazione di progetti di UVAC e UVAP.

Incentivi alla produzione da rinnovabili e conversione del Certificato Verde in tariffa

In attuazione della Direttiva 2009/28/CE, con D.Lgs. n. 28/2011 sono stati definiti i regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da fonte rinnovabile al 2020, poi attuati con Decreti Ministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 che trovano applicazione nei confronti degli impianti di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici.

I Decreti stabiliscono che agli impianti al di sotto di una certa soglia di potenza siano riconosciute tariffe incentivanti (del tipo *feed-in-premium*) con accesso diretto o tramite iscrizione ai registri, mentre per quelli con potenze superiori è prevista una procedura d'asta.

Inoltre, relativamente agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi (CV), è riconosciuto un incentivo corrisposto dal GSE sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto ai CV successivo al 2015 e che si somma ai ricavi di vendita della produzione sul mercato. Tale incentivo (I) è pari a:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$;
- k = coefficiente tecnologico pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 e per quelli successivi assume i valori definiti dalla Legge n. 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato, registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Nel 2017 il valore dell'incentivo è pari a 107,34 €/MWh.

Analoga metodologia si applica agli impianti che beneficiano dei CV TLR il cui valore fisso è *pari a* 84,34 €/MWh.

Dal 1° gennaio 2016, gli incentivi sono erogati trimestralmente dal GSE entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento e sulla base della sottoscrizione di una Convenzione e previa registrazione e validazione degli impianti sul portale del GSE. Il Gruppo A2A ha sottoscritto le convenzioni con il GSE per tutti i propri impianti incentivati.

La *feed-in* erogata dal GSE ad A2A S.p.A. per gli impianti incentivati alla data del 30 giugno 2017 è pari a 34,5 milioni di euro.

Il GSE ha pubblicato in data 25 marzo 2016 un'informativa sulle scadenze dei CV 2014 e CV 2015 relativamente ai quali può essere chiesto il ritiro al GSE, rispettivamente, entro il 31 marzo 2017 e il 31 marzo 2018. Questo chiarimento, fortemente auspicato dagli operatori, consente di confermare la bancabilità dei certificati e la possibilità di utilizzare il magazzino CV fino alla loro scadenza.

Il Gruppo dispone al 30 giugno 2017 di un magazzino di 654.992 tra CV e CV TLR.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'evoluzione della normativa nazionale degli ultimi anni, pur avendo introdotto norme per consentire lo svolgimento delle gare, comporta di fatto una prosecuzione dell'esercizio, da parte degli attuali titolari, delle concessioni idroelettriche di grande derivazione in essere anche qualora formalmente giunte a scadenza, incluse talune di A2A S.p.A.⁽¹⁾

L'art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. "Sviluppo" n. 83/2012, ha confermato il termine dei 5 anni prima della scadenza della concessione come limite temporale entro cui indire la gara per la riassegnazione e ha previsto per le nuove concessioni una durata di 20 anni, estendibile fino a 30 in relazione all'entità degli investimenti secondo i criteri stabiliti da un Decreto Ministeriale attuativo, non ancora emanato. Inoltre, è stabilito un regime transitorio speciale (acceleratorio) per l'indizione delle gare relative alle concessioni già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali era impossibile il rispetto dei 5 anni per l'indizione delle gare). Tali gare dovranno essere indette entro 2 anni dalla data di entrata in vigore del predetto Decreto Ministeriale.

La mancata emanazione, ad oggi, del "DM Gare" configura inevitabilmente un'estensione di fatto della gestione da parte degli attuali concessionari anche di queste derivazioni in scadenza oltre il 2017.

(1) Le concessioni di Grosotto, Lovero e Stazzona sono scadute al 31/12/2010 mentre quella di Premadio 1 al 28/07/2013 (Premadio 2 ha validità sino al 31/12/2043). La concessione di Grosio è scaduta il 16/11/2016 mentre le altre concessioni A2A S.p.A. (Nucleo Calabria) ed Edipower S.p.A. ora A2A S.p.A. (Nucleo Friuli e Valchiavenna) scadranno nel 2029 (ex D.Lgs. n. 79/1999).

Il Governo, nell'ambito della costituzione in mora ricevuta della Commissione Europea che afferma la contrarietà della legislazione italiana a principi e norme del diritto comunitario, ha ritenuto di prospettare alla Commissione una futura modifica di tali norme, nell'ambito di un complessivo riassetto del settore.

A livello di normativa regionale, la Regione Lombardia, prima con la Legge n. 19/2010 e poi con la Legge n. 35/2014, ha modificato la Legge Regionale n. 26/2003, inserendo l'articolo 53-bis che disciplina la cd. prosecuzione temporanea dell'esercizio per le concessioni scadute e l'imposizione di un canone aggiuntivo.

A seguito dell'entrata in vigore delle citate leggi regionali, la Lombardia ha prorogato con D.G.R. la durata della "prosecuzione temporanea dell'esercizio" delle concessioni di grande derivazione già scadute tra cui quelle di A2A (Grosotto, Lovero, Stazzona e Cancano-Premadio 1) sino al 31 dicembre 2017, salvo precedente (e del tutto improbabile) conclusione della procedura di assegnazione pubblica.

Va segnalato che per la concessione di Cancano-Premadio 1, la Regione Lombardia pretende di cancellare, con effetto sin dalla scadenza del 28 luglio 2013, l'esenzione parziale dal canone demaniale della quale essa gode. Le relative D.G.R. sono state, dunque, impugnate con un ricorso tuttora pendente innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP).

Infine, con l'art. 62 della Legge n. 221/2015 (cd. "Collegato Ambientale") il legislatore ha parificato al rialzo l'importo unitario del sovracanone BIM dovuto dai concessionari di piccole derivazioni superiori a 220 kW di potenza nominale, rendendolo identico a quello dovuto dai titolari di grandi derivazioni superiori ai 3 MW.

La Legge di Stabilità 2016 ha previsto, all'art. 1, comma 671, il rimborso dei canoni idroelettrici aggiuntivi versati allo Stato negli anni 2006-2007, a fronte di un rinnovo delle concessioni. Tale previsione fu, infatti, dichiarata incostituzionale dalla Corte Costituzionale.

Con la Delibera di Giunta Regionale n. 5130/2016 del 9 maggio 2016 la Regione Lombardia ha quantificato in via provvisoria il cd. "canone aggiuntivo" per le concessioni idroelettriche di grande derivazione scadute, introdotto dalla L.R. n. 19/2010 ma sinora mai attuato, nella misura di 20 euro/kW di potenza nominale media di concessione, con riserva di successivo incremento (e relativo conguaglio) qualora dagli studi che la Regione sta conducendo emergesse che la cd. "rendita" delle concessioni scadute fosse superiore.

A2A S.p.A. ha presentato ricorso alla D.G.R. n. 5130/2016 a luglio 2016.

Questa D.G.R. è stata adottata nonostante la pendenza del ricorso promosso dal Governo nazionale alla Corte Costituzionale verso la L.R. n. 22/2015. Gli argomenti svolti dal Governo sono identici a quelli degli operatori e di A2A che ha impugnato le precedenti delibere regionali di

“prosecuzione temporanea dell’esercizio” delle proprie concessioni in forza del principio di omogeneità dei canoni sul territorio nazionale in quanto condizione afferente la concorrenza (art. 37, comma 7, Legge n. 134/2012), e in quanto il “Decreto Bersani” (D.Lgs. n. 79/99, art. 12, comma 8-bis) è netto nel sancire che l’esercizio delle concessioni scadute è proseguito, sino alla nuova assegnazione, dal concessionario uscente a condizioni invariate, senza che occorra alcun provvedimento regionale.

La Regione fonda, invece, il canone aggiuntivo sul presupposto che le opere e gli impianti idroelettrici in questione siano già divenuti di sua titolarità, applicando il vecchio art. 25, comma 1, T.U. 1775/33, superato dall’art. 37 della Legge n. 134/2012. Il canone aggiuntivo rappresenterebbe il corrispettivo per il godimento di tali beni da parte degli “ex concessionari”, che però sui medesimi continuano a pagare IMU e altri oneri.

Si segnala che la Corte Costituzionale si è espressa a favore dei canoni imposti dalla Regione Piemonte (Sentenza n. 158, 3 maggio 2016) con la propria L.R. n. 22/2014, ritenuta legittima in assenza del D.M. previsto dall’art. 37, comma 7, della Legge 134/2012, che dovrebbe stabilire i criteri generali per la determinazione, secondo principi di economicità e ragionevolezza, da parte delle regioni, dei valori massimi dei canoni delle concessioni ad uso idroelettrico.

Con Delibera di Giunta n.13993 del 28 dicembre 2016 la Regione Lombardia ha, infine, determinato, per il periodo 1° gennaio 2011–31 dicembre 2016, gli importi dovuti a titolo di canoni aggiuntivi relativi alle grandi derivazioni idroelettriche scadute e autorizzate alla prosecuzione temporanea, quantificando gli importi sulla base dell’ammontare unitario del canone aggiuntivo nella misura di 20 euro/chilowatt di potenza nominale media annua, precedentemente definito a titolo ricognitorio dalla citata D.G.R. n. 5130 del 9 maggio 2016 (circa 8,9 milioni di euro dovuti da A2A S.p.A.).

Sistemi Efficienti d’Utenza

I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo costituiti da almeno un impianto di produzione e da un’unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto, alla rete pubblica.

L’ottenimento della qualifica di SEU o SEESEU, rilasciata dal GSE, consente il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull’energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema, come previsto dal D.Lgs. n. 115/08.

Il D.L. n. 91/14, la Legge n. 116/14 e la Delibera dell'Autorità 578/2013/R/eel definiscono il quadro normativo e regolatorio dei SEU che possono essere ricondotti ad uno schema in cui vi sia un'unica Unità di Consumo e Unità di Produzione che, se riconosciute come tali, consentono il pagamento di oneri generali pari al 5%.

Per poter beneficiare di tale vantaggio a partire dal 1° gennaio 2014 i SEU entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2014 dovevano ottenere la qualifica dal GSE secondo una delle possibili tipologie entro il 30 settembre 2015. È, altresì, possibile qualificare il sistema dopo tale data ma i benefici si calcoleranno a partire dal mese successivo la qualifica. Per i sistemi entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2015 occorrerà fare richiesta di qualifica dopo l'entrata in esercizio.

Con chiarimento del 12 giugno 2015 l'Autorità ha specificato che all'interno dei servizi ausiliari di generazione si intendono i servizi ausiliari di cui alla definizione Unipede (ora Eurelectric) e, quindi, anche gli impianti asserviti alla produzione quali, ad esempio, gli impianti di movimentazione del combustibile, il riscaldamento, l'illuminazione e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale. La valenza dei SEU ed il chiarimento dell'Autorità sui servizi ausiliari è duplice perché consente:

- agli impianti del Gruppo A2A di beneficiare sugli autoconsumi dell'esenzione dal pagamento del 95% degli oneri di sistema sull'energia autoprodotta e consumata;
- di formulare proposte di investimento, interne al Gruppo o verso clienti terzi, volte a realizzare presso utenze industriali impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile.

Si segnala, tuttavia, che il quadro normativo e regolatorio è in evoluzione:

- con il DCO 255/2016/R/eel l'Autorità, ai sensi dell'art. 3 del D.L. n. 210/2015 (cd. Milleproroghe 2015), ha proposto, con decorrenza 1° gennaio 2016, una riforma degli oneri generali del sistema elettrico applicati ai clienti non domestici secondo tre diverse opzioni di ripartizione degli stessi tra componente fissa (€/anno), componente capacità (€/kW) e componente variabile (€/kWh);
- il D.L. n. 244/2016 (cd. Milleproroghe 2017) ha stabilito il differimento al 1° gennaio 2018 della suddetta riforma degli oneri generali nonché stabilito che *"le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi"*.

Con Delibera 481/17/R/eel l'Autorità ha, inoltre, definito la struttura della futura modalità di esazione degli oneri articolata tra una quota fissa, una quota potenza e una quota variabile.

Le opportunità per il Gruppo A2A derivanti dall'esistenza dei SEU vengono allargate alla luce dell'ampliamento delle configurazioni in cui si ottiene l'esenzione da tali oneri.

REMIT - Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso e avvio di procedimenti per potenziali abusi di mercato

Il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 (REMIT) sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso ha stabilito regole comuni volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale regolamento impone l'obbligo in capo agli operatori di mercato di:

- a. pubblicare le informazioni privilegiate di propria pertinenza;
- b. trasmettere ad ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), direttamente o tramite soggetti terzi, i dati inerenti le operazioni effettuate su prodotti energetici all'ingrosso sia ordini di compravendita che transazioni concluse (obbligo di *reporting*).

In tema di informazioni privilegiate già dal 2011 A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) pubblicano sui siti web le indisponibilità degli impianti di generazione maggiori di 100 MW. Le società hanno oggi aderito alla piattaforma P.I.P. implementata dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) per la centralizzazione delle informazioni privilegiate.

In tema di *reporting*, la Commissione, in attuazione del REMIT, ha adottato il Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 (*Implementing Acts*) che ha stabilito modalità e tempistiche per l'adempimento. I dati da segnalare riguardano i contratti standard conclusi su mercati organizzati e quelli non standard conclusi bilateralmente, i contratti relativi al trasporto di energia elettrica e gas e i dati fondamentali relativi ai sistemi di stoccaggio. Gli operatori di mercato coinvolti devono inviare i dati ad ACER tramite i mercati organizzati dove è stata effettuata l'operazione (es. GME) o tramite le piattaforme di brokeraggio dove figurano scambi di energia elettrica e gas.

A partire da ottobre 2015, le società con obbligo di *reporting* ad ACER dei contratti standard conclusi sui mercati organizzati e dei contratti non standard devono registrarsi presso il Registro nazionale degli operatori di mercato istituito presso l'Autorità (Registro REMIT). Le società del Gruppo iscritte nel Registro REMIT sono A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.), A2A Energia S.p.A., A2A S.p.A., A2A Calore & Servizi S.r.l., A2A Ambiente S.p.A., Aspem Energia S.r.l. (ora A2A Energia S.p.A.), Metamer S.r.l., PremiumGas S.p.A. e Retragas S.r.l..

È prevista una sanzione amministrativa pecuniaria da 10.000 a 200.000 euro per ciascun operatore che agisca nei mercati energetici all'ingrosso oggetto dell'obbligo senza essere registrato. L'art. 22 della Legge n. 61/2014 attribuisce, inoltre, all'Autorità ampi poteri di indagine e di sanzione sull'applicazione del REMIT.

Con le Delibere 342/16/E/eel e 459/2016/E/eel l'Autorità ha avviato due procedimenti per l'adozione di misure volte a promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati, mediante l'adozione di provvedimenti prescrittivi ovvero anche mediante provvedimenti di regolazione asimmetrica, nei confronti di alcune condotte poste in essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, suscettibili di avere effetti negativi sui mercati energetici e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del REMIT.

Le condotte degli utenti potrebbero configurarsi come:

- potenziali abusi di mercato, ai sensi dell'articolo 5 del REMIT, in ragione degli effetti o dei segnali inviati (o suscettibili di invio) sull'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso;
- possibili violazioni dell'articolo 14, comma 6, della Delibera 111/06, limitatamente alle strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Per il Gruppo A2A il procedimento ha riguardato:

- A2A Energia S.p.A. ed A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) a cui è stata notificata la Delibera 342/2016;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016.

Con la Delibera 813/2016/R/eel l'Autorità è intervenuta effettuando anche le prime archiviazioni dei procedimenti individuali avviati ex Delibera 342/2016/R/eel. In particolare ha:

- archiviato il procedimento nei confronti di A2A Energia S.p.A., a cui è stato notificato l'Allegato A alla Delibera, non sussistendo i presupposti né per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- comunicato, in relazione ad A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), che pur non sussistendo i presupposti per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né, a maggior ragione, di provvedimenti temporanei di regolazione asimmetrica, non è possibile escludere l'avvio di procedimenti sanzionatori.

Con Delibera 178/2017/S/eel, l'Autorità ha, infatti, avviato il procedimento sanzionatorio nei confronti di A2A S.p.A. (ex A2A Trading S.r.l.) per violazione dell'art. 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente») mentre sono state escluse violazioni ex REMIT. Il provvedimento sanzionatorio verrà adottato entro 180 giorni dalla data di notifica della Delibera (29 marzo 2017).

A2A S.p.A. ha proceduto ad inviare in data 2 maggio la documentazione richiesta dalla Delibera (composizione del parco produttivo delle fonti rinnovabili non programmabili al fine dell'applicazione di franchigie specifiche per fonte nella valutazione delle violazioni nella programma-

zione) e in data 27 maggio una memoria spontanea ai sensi dell'art. 14 del Regolamento dei procedimenti sanzionatori.

Infine, con l'assoggettamento dell'impianto di San Filippo del Mela al regime di essenzialità con reintegro dei costi, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel, è stato archiviato anche il procedimento avviato nei confronti di A2A Energiefuture S.p.A. ex Delibera 459/2016/R/eel.

MIFID II (Direttiva 2014/65/UE)

La direttiva 2014/65/UE - nota anche come MIFID II - rivede e sostituisce la MIFID I (direttiva 2004/39/CE) con l'obiettivo di sviluppare un mercato unico dei servizi finanziari in Europa dove siano assicurate la trasparenza e la protezione degli investitori.

La MIFID II estende il suo ambito di applicazione agli strumenti finanziari in precedenza non regolamentati (*commodities*) e riguarderà anche i soggetti che attualmente operano su diversi mercati finanziari, includendo le operazioni cd. "*over the counter*". Gli Stati Membri dovranno trasporre la direttiva nella loro legge nazionale entro il 3 luglio 2017 e a partire dal 1° gennaio 2018 la MIFID II troverà piena applicazione.

Per quanto attiene il mercato dell'energia, la direttiva e i suoi regolamenti si applicano agli strumenti finanziari sia su mercati regolati che OTC nonché alle *emission allowances* (EUA) e ai prodotti energetici all'ingrosso che sono contratti derivati, ad eccezione di quelli che hanno l'obbligo di consegna fisica. Diventa centrale la definizione di «Obbligo di consegna fisica» per identificare quali strumenti esulano dal novero degli strumenti finanziari e quindi non soggetti agli obblighi MIFID II.

Al fine di ottenere l'esenzione ad operare in qualità di impresa di investimento, le imprese che operano su *commodity derivatives* dovranno superare l'«*ancillary test*», teso a dimostrare che l'attività di *trading* risulta «accessoria» rispetto a quella principale.

La MIFID II inciderà, pertanto, sia a livello strategico al fine di non superare determinate soglie per essere esenti, sia a livello operativo, richiedendo interventi sui processi, procedure, infrastrutture informatiche anche ai fini di *reporting* e notifica annuale dell'esenzione.

Business Unit Commerciale

DdL Concorrenza, Tutela SIMILE e offerta PLACET: cessazione delle tutele di prezzo

Nella seduta del 7 ottobre 2015 la Camera ha approvato il Disegno di Legge annuale per il mercato e la concorrenza (cosiddetto DdL Concorrenza).

La parte «Energia» comprende una serie di disposizioni che decretano la fine della tutela gas e della maggior tutela elettrica dal 1° luglio 2019 e prevedono disposizioni su confrontabilità delle offerte, promozione dei gruppi di acquisto, monitoraggio a cura dell'Autorità sul grado di liberalizzazione dei due settori, costituzione di un elenco venditori, ecc.

Numerosi sono stati gli emendamenti proposti già dal 2016 sulle modalità di trattamento dei clienti elettrici (domestici e BT Altri Usi) che, alla data del 1° luglio 2019, saranno ancora serviti dal fornitore storico. In base all'attuale formulazione del testo, così come modificato alla Camera lo scorso 22 maggio, non è più previsto lo svolgimento della procedure concorsuali per aree territoriali per individuare i fornitori per i clienti che non abbiano scelto un operatore sul mercato libero (le aste restano previste – come oggi – per il servizio di salvaguardia).

Il provvedimento è, al momento, al Senato per l'approvazione definitiva.

L'Autorità in parallelo ha portato avanti un proprio percorso di riforma al fine di promuovere il superamento del regime di maggior tutela elettrico attraverso una maggiore capacitazione dei clienti.

Con Delibera 369/2016/R/eel è stato introdotto il meccanismo transitorio della Tutela SIMILE (TS - Simile ad una fornitura di Mercato Italiano Libero dell'Energia elettrica) offerto da venditori selezionati dall'Acquirente Unico e a cui possono aderire volontariamente i clienti ancora in maggior tutela mediante un portale gestito dallo stesso Acquirente Unico. Il meccanismo è caratterizzato da condizioni contrattuali ed economiche definite dall'Autorità a meno dell'applicazione di un bonus una tantum (€/POD) liberamente definito dagli operatori.

Successivamente l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in merito all'offerta denominata PLACET (offerta a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela), definendo

puntualmente le condizioni contrattuali e la struttura ed articolazione del prezzo che tutti i venditori del mercato libero dovranno obbligatoriamente mettere a disposizione dei clienti domestici e non domestici a partire dal prossimo 1° gennaio 2018.

Unbundling funzionale e Brand unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com ha adottato disposizioni in materia di *brand unbundling* per i venditori del mercato libero esercenti anche il servizio di maggior tutela 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.

A2A Energia S.p.A. ha impugnato l'art. 17.9 della Delibera 296/2015/R/com che introduce l'obbligo, per i venditori, di utilizzare canali informativi, spazi fisici e personale separati tra vendita sul mercato libero e servizio di maggior tutela senza prevederne la copertura dei costi. Si è proceduto a chiedere un rinvio dell'udienza (in precedenza fissata per il 12 maggio), tenuto conto che la Delibera 659/2015/R/eel ha previsto che, nell'ambito del primo aggiornamento annuale della RCV (dal 2017), si sarebbe tenuto conto dei costi connessi al *debranding* tra mercato libero e maggior tutela. In attuazione di tale previsione l'Autorità, tramite una raccolta dati, ha chiesto di fornire indicazioni sugli eventuali costi sostenuti nel 2015 dalle imprese esercenti il servizio di maggior tutela per l'adempimento agli obblighi di *brand unbundling*. Successivamente, nell'ambito della raccolta annuale finalizzata all'aggiornamento della componente RCV per il 2018, ha anticipato che sarà effettuata una specifica richiesta di informazioni inerenti ai costi sostenuti in attuazione delle disposizioni TIUF.

A2A Energia S.p.A. ha nel frattempo dato seguito alle prescrizioni del provvedimento. Tra le misure adottate, si segnala che si è provveduto ad una rivisitazione degli spazi fisici che ospitano gli sportelli di contatto con i clienti e alla separazione dei canali per la comunicazione di informazioni alla clientela (in particolare rivedendo il proprio sito web ed istituendo una pagina in rete dedicata ai clienti finali serviti in maggior tutela; ampliando il servizio di *call center* con ulteriori numeri di riferimento per la clientela servita in tutela; curando il *lay-out* dei documenti di fatturazione in modo da non ingenerare per i clienti serviti in tale segmento di mercato alcuna confusione con le attività della società sul mercato libero).

Da ultimo si segnala che Enel, Enel Distribuzione e Enel Servizio Elettrico, con tre separate istanze, avevano presentato ricorso contro la Delibera 296/2015/R/com, contestando la com-

petenza dell'Autorità in materia di separazione del marchio. Il TAR Lombardia a fine aprile 2016 ha respinto tali ricorsi sia su *brand unbundling* tra distribuzione e vendita che tra mercato libero e servizio maggior tutela, riconoscendo la competenza dell'Autorità a legiferare in materia, potere conferitole dal D.Lgs. n. 193/11 in coerenza con la normativa comunitaria. Si è in attesa della decisione definitiva da parte del Consiglio di Stato a cui le società del Gruppo Enel hanno presentato appello.

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

La Legge n. 208/2015 recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" (cd. Legge di Stabilità 2016), ai commi 152-164 dell'articolo 1 ha disciplinato l'addebito del canone RAI per il tramite delle fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti.

Per l'attuazione di quanto sopra il MiSE, di concerto con il Ministero delle Finanze, ha emanato il Decreto recante il "Regolamento recante attuazione dell'articolo 1, comma 154, della Legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Canone RAI in bolletta)" in cui è previsto, tra l'altro, che alle imprese investite dall'attività di riscossione del canone saranno riconosciuti i costi nella misura di 14 milioni di euro per il 2016 e altri 14 milioni di euro per il 2017.

Con Delibera 291/2017/R/eel l'Autorità ha definito i criteri di ripartizione di tale contributo forfettario, distinguendo tra contributi a copertura degli investimenti e a copertura dei costi operativi: è prevista, infatti, una struttura in parte fissa e in parte variabile in base al numero di canoni da riscuotere e tenendo conto delle differenze nella struttura dei costi e delle economie di scala che caratterizzano gli operatori di differenti dimensioni. Gli importi spettanti a ciascuna impresa saranno calcolati direttamente da Acquirente Unico e comunicati all'Agenzia delle Entrate.

Condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica:

a) Maggior Tutela

Con Delibera 354/2016/R/eel l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche del servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2016, disponendo un aumento del 4,3% a seguito del recepimento in tariffa dei cd. extra-costi di dispacciamento sostenuti da Terna e già oggetto di un avvio di procedimento volto a verificare eventuali condotte scorrette degli operatori (ex Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel).

Sulla base del ricorso al TAR Lombardia presentato dalle associazioni dei consumatori Codacons e Comitas contro la Delibera 354/2016/R/eel, il giudice con un decreto cautelare monocratico in data 19 luglio ha sospeso la Delibera di aggiornamento tariffario in attesa dell'udienza della Camera di Consiglio del 15 settembre. L'Autorità ha immediatamente presentato istanza di revoca verso il decreto cautelare monocratico, istanza che però è stata respinta dal TAR che ha confermato la bocciatura degli aumenti delle tariffe elettriche scattati lo scorso 1° luglio.

Nell'udienza del 15 settembre, il TAR ha, tuttavia, confermato gli aggiornamenti ex Delibera 354/2016 fino all'udienza del 16 febbraio 2017. Al tempo stesso ha ordinato all'Autorità di adottare un provvedimento per predeterminare le modalità per la liquidazione e corrispondenza automatica, senza necessità di apposita richiesta da parte dei clienti finali, dei rimborsi spettanti in caso di esito favorevole della controversia.

Con Delibera 575/2016/R/eel l'Autorità ha stabilito un meccanismo di restituzione automatica agli utenti degli importi che saranno recuperati da Terna in forza:

- degli eventuali provvedimenti prescrittivi verso alcuni utenti del dispacciamento in prelievo e in immissione (unità non abilitate) che già prefigurano un percorso di recupero e i cui esiti deriveranno anche dai contraddittori tra ciascun operatore e Terna;
- delle misure di regolazione asimmetrica destinate agli utenti del dispacciamento in immissione (unità abilitate) che saranno adottate.

Il meccanismo di restituzione prevede di includere gli importi recuperati nella determinazione dell'*uplift* del primo trimestre utile, consentendone l'immediato riconoscimento agli utenti del dispacciamento e per loro tramite ai clienti del mercato libero e tutelato (senza alcuna distinzione).

In attesa della chiusura dell'iter processuale gli esercenti la maggior tutela hanno applicato in alcuni periodi (fino al 19 luglio) le condizioni economiche del secondo trimestre, in altri periodi (dal 15 settembre) le condizioni economiche del terzo trimestre.

Si è svolta lo scorso 16 febbraio presso il TAR Lombardia l'udienza di merito durante la quale i ricorrenti, a fronte delle determinazioni assunte dall'Autorità con Delibera 575/2016, hanno dichiarato la sopravvenuta carenza di interesse al ricorso tanto che il TAR ha dichiarato l'improcedibilità dello stesso (il Codacons ha rilevato che con i provvedimenti prescrittivi l'Autorità stia reperendo le risorse complessive da recuperare a favore degli utenti).

A2A Energia S.p.A. sta, pertanto, procedendo ad effettuare i conguagli alle tariffe del terzo trimestre 2016 ai clienti in precedenza fatturati applicando gli aggiornamenti del secondo trimestre 2016, sia sul mercato della maggior tutela che sul mercato libero per quei corrispettivi la cui formula è allineata alle tariffe regolate.

Con Delibera 369/2016/R/eel l'Autorità, tra le altre cose, ha modificato il meccanismo di definizione delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela a partire dal 1° gennaio 2017. Tale riforma, dettagliata dalla successiva Delibera 633/2016/R/eel, ha istituito il Servizio di Maggior Tutela Riformato (MTR) caratterizzato come segue:

- il corrispettivo PE del PED, a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela, viene determinato ex-ante sulla base della media trimestrale dei prezzi che si formano nel mercato dell'energia a pronti (MGP e MPI), opportunamente ponderata con il profilo di prelievo delle varie tipologie di clienti nel trimestre di riferimento, della stima del costo di funzionamento di Acquirente Unico, nonché tenuto conto della stima degli oneri finanziari associati all'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Il corrispettivo PE sarà soggetto ad un meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento, come già previsto attualmente;
- il corrispettivo PD del PED viene determinato come media trimestrale dei corrispettivi di dispacciamento applicabili ai sensi del TIS, ponderati con il profilo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale (ad eccezione dei clienti non domestici, per i quali si conferma la metodologia della stima mensile).

La Delibera 782/2016/R/eel – in attuazione di quanto previsto dalla Delibera 582/2015/R/eel – dà seguito al secondo step della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) assumeranno una struttura trinomica, denominata TD, per tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla residenza anagrafica, eliminando così ogni progressività, secondo un principio di aderenza ai costi. Le condizioni di residenza anagrafica rileveranno solo ai fini dell'applicazione degli oneri di sistema e della componente DISPBT. I corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema saranno, infine, ridefiniti al fine di smorzare l'effetto di progressività ai consumi e di limitare il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo, introducendo per la sola componente A3 un corrispettivo in quota fissa (€/anno) a carico dei soli clienti non residenti.

Con Delibera 816/2016/R/eel sono state aggiornate fino al 30 giugno 2018 (in coerenza con l'attuale formulazione del DdL Concorrenza) le componenti a copertura dei costi di commercializzazione (RCV), prevedendo un lieve incremento rispetto al 2016 (+7,7% per i clienti domestici e +9,4% per i BT altri usi per l'area geografica centro-nord) per effetto del maggiore livello di *unpaid* ratio riconosciuto agli operatori. La Delibera aggiorna, inoltre, i valori della componente DISPBT, non solo al fine di adeguarla alla nuova struttura tariffaria di cui sopra, ma altresì per tenere in considerazione le necessità di gettito derivanti dai meccanismi di compensazione previsti dal TIV.

b) Mercato Libero

La sopra citata Delibera 816/2016/R/eel ha aggiornato anche fino al 30 giugno 2018 la componente PCV, a copertura dei costi di commercializzazione, disponendo un incremento di 2,92 euro per i clienti domestici (+5,3% ossia da 54,87 euro/POD a 57,79 euro/POD) e di 2,51 euro per i clienti BT altri usi (+2,2% ossia da 115,87 euro/POD a 118,38 euro/POD).

Condizioni economiche del servizio di tutela gas:

a) revisione delle condizioni economiche

La Delibera 166/2016/R/gas ha stabilito le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela gas per il periodo ottobre 2016-dicembre 2017:

- la componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso (C_{mem}) rimarrà definita in base all'attuale formula di aggiornamento, ossia sulla base delle quotazioni *forward* trimestrali OTC rilevate presso l'*hub* TTF, mantenendo le attuali modalità di riconoscimento dei costi di logistica;
- la componente CCR a copertura dei costi relativi alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso e alla copertura di alcuni rischi è stata rivista al rialzo;
- l'applicazione della componente GRAD viene estesa al 31 dicembre 2017, rimodulata al fine di mantenere invariato il gettito atteso.

Con Delibera 817/2016/R/gas è, infine, stata aggiornata la componente a copertura dei costi di commercializzazione (QVD), con un lieve incremento rispetto al 2016 (+1,4% della sola componente fissa), dovuto al maggiore livello di *unpaid* ratio riconosciuto agli operatori.

b) meccanismo A_{PR} di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas

Con Delibera 447/2013/R/gas l'Autorità aveva introdotto un meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale in base al quale i venditori ammessi al meccanismo avrebbero acquisito il diritto al riconoscimento di un importo «compensativo» che sarebbe stato quantificato a fine 2016 e riconosciuto sui volumi forniti ai clienti in tutela serviti con contratti di lungo termine nel corso degli a.t. 2010-2011 e 2011-2012.

Il valore iniziale dell'elemento per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento (A_{PR}) è stato inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ; esso è stato aggiornato annualmente da parte dell'Autorità in ragione dell'andamento negli anni termici 2013-2014, 2014-2015 e 2015-2016 dello *spread* tra P_{top} (costo di approvvigionamento da contratti *long term*) e C_{mem} (prezzo *spot*).

A2A Energia S.p.A. e Aspem Energia S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) sono state ammesse al meccanismo per un totale complessivo massimo di 26,4 milioni di euro.

Con la Delibera 649/2016/R/gas l'Autorità ha aggiornato per l'ultimo anno di validità i coefficienti del meccanismo, confermando i valori spettanti ad entrambe le società: per A2A Energia S.p.A. si conferma l'importo pari a 24,6 milioni di euro mentre per Aspem Energia S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) pari a 1,8 milioni di euro. Tali importi sono stati iscritti nel Bilancio 2016.

A causa dell'incapienza del Conto appositamente istituito presso la CSEA per la copertura del meccanismo ed alimentato dalla componente CPR pagata dai clienti finali, le erogazioni degli importi agli operatori hanno subito forti rallentamenti.

In data 31 marzo 2017 CSEA ha liquidato la seconda tranche (che avrebbe dovuto essere liquidata a dicembre 2015) e versato un anticipo della terza tranche (che avrebbe dovuto essere liquidata a ottobre 2016).

c) applicazione di un coefficiente riduttivo alla componente QE (Delibera ARG/gas 89/10)

L'Autorità con delibera ARG/gas 89/10, a fronte di uno scenario di riduzione dei consumi e di eccesso di offerta nonché in presenza di attività di rinegoziazione al ribasso dei contratti t.o.p. gas, aveva voluto trasferire ai clienti finali in tutela tali benefici introducendo, per l'a.t. 2010-2011, un coefficiente riduttivo k applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento). La successiva Delibera ARG/gas 77/11 ha prorogato fino al 30 settembre 2012 questo meccanismo rivedendo al rialzo il valore del k (da 0,925 a 0,935).

A2A Energia S.p.A. (comprese ex ASMEA S.p.A. ed ex BAS Omniservizi S.p.A.) e Plurigas S.p.A. hanno presentato ricorso contro la Delibera ARG/gas 89/10 contestando l'arbitrarietà del valore del coefficiente k . Il ricorso è stato esteso anche alla Delibera ARG/gas 77/11.

Nel marzo del 2013 il TAR Lombardia si era espresso a favore delle ricorrenti, annullando quanto stabilito dalla Delibera ARG/gas 89/10 e dalle successive correlate (233/10, 77/11, 84/11 e 132/11), sentenza poi appellata dinanzi al Consiglio di Stato dall'Autorità. Il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato la decisione del TAR.

In ottemperanza alle disposizioni dei giudici amministrativi, l'Autorità con il DCO 463/2017 ha posto in consultazione la rideterminazione, ora per allora, del coefficiente k , ponendolo pari a 0,943 per il biennio 2010/12. Le motivazioni alla base di tale ricalcolo permangono, tuttavia, lacunose e restano ancora da definire le modalità di recupero degli importi ricalcolati a favore delle società di vendita.

d) rimozione della soglia di invarianza (Delibera ARG/gas 106/09)

Con la Delibera ARG/gas 192/08 l'Autorità era intervenuta adottando misure urgenti di modifica dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, rimuovendo la cd. soglia di invarianza a partire dal trimestre gennaio-marzo 2009 (il fine era quello di trasferire immediatamente eventuali riduzioni ai clienti finali, e non solo quelle eccedenti l'intervallo di cui alla soglia di invarianza).

La Delibera aveva anche imposto condotte agli esercenti la vendita al dettaglio, forzando la rinegoziazione dei contratti di compravendita perché fossero adeguati i relativi criteri di aggiornamento alle disposizioni di cui sopra. La delibera, infine, aveva previsto l'introduzione di sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita al dettaglio (nel caso in cui le controparti acquirenti non avessero adeguato i contratti) e dagli esercenti la vendita all'ingrosso (nel caso in cui l'adeguamento operato avesse determinato perdite economiche nel trimestre di riferimento). Il meccanismo sarebbe stato definito da un successivo provvedimento, ma già la Delibera aveva previsto che sarebbero state escluse le partite infragruppo in ragione delle logiche tipicamente "non di mercato" sottintese nei prezzi dei contratti infragruppo.

Con successiva Delibera ARG/gas 106/09 erano stati dettagliati il meccanismo e i criteri dell'istanza da presentare alla CSEA per il rimborso degli oneri non altrimenti recuperabili, confermando l'esclusione delle partite infragruppo e la limitazione dell'accesso al meccanismo ai soli esercenti all'ingrosso che avessero avuto perdite nel trimestre di riferimento (e non anche minori utili).

Nel 2010, in seguito al ricorso presentato da A2A Energia S.p.A., il TAR aveva annullato la Delibera ARG/gas 106/09, con riferimento all'esclusione dalla compensazione delle partite infragruppo (in ragione dell'indiscriminata estromissione condotta in assenza di adeguate giustificazioni tecniche) e anche relativamente alle censure inerenti l'ammissione al meccanismo dei soli esercenti la vendita all'ingrosso per i quali, nel trimestre di riferimento, i ricavi non avessero consentito la copertura dei costi e non anche quelli che avessero conseguito una riduzione degli utili, in ragione dell'evidente discriminazione operata nei confronti delle imprese.

L'Autorità aveva appellato tale sentenza, senza tuttavia intraprendere nessuna successiva azione.

Lo scorso novembre 2016, decorsi 5 anni, il Consiglio di Stato, ravvisando la perenzione ultraquinquennale del ricorso proposto dall'Autorità, ha reso definitiva la sopra citata sentenza del TAR tanto che A2A Energia S.p.A. ha ri-presentato la propria istanza alla CSEA per il rimborso degli oneri non altrimenti recuperabili.

Diffusione della bolletta elettronica

L'Autorità con Delibera 279/2017/R/com ha introdotto un meccanismo finalizzato ad incentivare la diffusione della bolletta elettronica diretta ai clienti in regime di tutela.

Dai dati a disposizione del regolatore raccolti in occasione degli aggiornamenti delle componenti QVD e RCV era emersa, da un lato, la limitata diffusione della fattura non cartacea e, dall'altro lato, che il costo evitato era inferiore al livello di sconto applicato. Muovendo da queste evidenze, con il provvedimento in oggetto l'Autorità introduce, per gli anni 2016 e 2017, un meccanismo a partecipazione volontaria finalizzato ad incentivare i venditori di elettricità e gas ai clienti serviti in regime di tutela a diffondere l'utilizzo della bolletta elettronica.

Tale meccanismo è a partecipazione volontaria ed è condizionato al raggiungimento di un livello minimo di clienti cui viene erogato lo sconto, raggiunto il quale è previsto il parziale reintegro della differenza tra lo sconto applicato ed il costo evitato sopra citato. L'ammontare della reintegrazione aumenta in ragione del superamento del livello della soglia minima fino al raggiungimento di un secondo livello obiettivo pari al 50% dei clienti serviti per l'anno 2016, in corrispondenza del quale il venditore ha diritto a ricevere l'intera reintegrazione.

L'impatto per il 2017 per A2A Energia S.p.A. è sostanzialmente irrilevante.

Business Unit Ambiente

Biometano

Il biometano è un gas che contiene almeno il 95% di metano ed è prodotto da fonti rinnovabili: può, infatti, derivare dal biogas prodotto dalla digestione anaerobica di biomasse in ambiente controllato (digestore) o in discarica, in seguito alla decomposizione dei rifiuti, o dal gas derivante dalla gassificazione delle biomasse. Sottoposto ad un processo di purificazione e di *up-grading*, raggiunge la qualità del gas naturale e, rispettando le caratteristiche chimico-fisiche previste nelle direttive dell'Autorità, è idoneo alla successiva fase di utilizzo.

218

Per il Gruppo A2A i temi legati agli impieghi del biometano si suddividono in due categorie:

- A. norme tecniche che disciplinano: (a) la connessione in rete degli impianti di produzione (i.e. pressione, misura); (b) la qualità del biometano che i produttori devono rispettare al fine di non creare danni alla rete e agli utenti; (c) la parità di trattamento e le responsabilità rispetto al disegno del mercato (i.e. norme relative al trattamento dei punti di immissione sulla rete, al potere calorifico, ecc.). Al riguardo è in corso di aggiornamento il Codice di rete del trasporto da parte dell'Autorità. Il CIG (Comitato Italiano Gas) ha pubblicato la norma tecnica, elaborata nell'ambito del Mandato Europeo M/475, che specifica i requisiti per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale;
- B. sistema di incentivazione che dipende dall'utilizzo che viene fatto del biometano:
 - 1) cogenerazione;
 - 2) immissione in rete;
 - 3) uso per autotrazione.

Il Decreto Ministeriale sul biometano del 5 dicembre 2013 (cd. D.M. Biometano) è in fase di revisione ed è stato oggetto di consultazione pubblica da parte del MiSE. La nuova bozza ridisegna le modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale privilegiando l'impiego nel settore dei trasporti, anche al fine di perseguire gli obiettivi al 2020 di consumo di energia rinnovabile nel trasporto. A tale scopo, lo schema di D.M. introduce un'incentivazione basata sul sistema dei Certificati di Immissione al Consumo (CIC), titoli rilasciati al produttore di biometano per un periodo di 20 anni ed utilizzabili da parte dei soggetti obbligati nel settore del trasporto (distributori di carburanti) per assolvere all'obbligo di immissione in consumo

di carburanti rinnovabili. Il produttore di biometano dovrà provvedere autonomamente alla vendita del biometano a soggetti titolari di "impianti di distribuzione di carburanti stradale o autostradale" o a intermediari/*shippers*.

Nella bozza di D.M. viene, inoltre, introdotta la definizione di biometano avanzato (ossia biometano ottenuto dalla Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano - FORSU) per il quale viene riconosciuto un regime di "ritiro dedicato" per un periodo di 10 anni da parte del GSE. Il produttore di biometano ha diritto al ritiro fisico del biometano avanzato prodotto al prezzo di mercato del gas naturale (prezzo medio al PSV) ridotto del 5% e al riconoscimento dei CIC con un valore fisso pari a 375 euro. Tale schema di incentivazione si applica fino ad una quantità massima annua ritirabile da parte del GSE, pubblicata annualmente, e pari a circa l'obbligo annuale di immissione di biocarburanti avanzati nel settore trasporti, a partire dal 2018.

A2A Ambiente S.p.A. è interessata alla definizione di un quadro regolatorio certo sul biometano avanzato per alcuni progetti di investimento che sono in procinto di essere avviati relativamente alla trasformazione del biogas in biometano che potrà essere utilizzato per i trasporti, biogas, a sua volta, ottenuto dalla decomposizione dei rifiuti, in tal modo "chiudendo il cerchio" della raccolta differenziata che vede la società già impegnata nella raccolta della FORSU.

Chiusura dei procedimenti avviati dall'Autorità e dal GSE sul sito di Corteolona (PV)

A seguito di una verifica ispettiva effettuata dal GSE nei giorni 5 e 6 luglio 2012 presso il sito di Corteolona (PV) sono emerse alcune problematiche relative agli impianti a biogas denominati Piazzola Biogas 1 (incentivato con due convenzioni ai sensi del Provvedimento CIP 6/92) e Manzola Fornace (incentivato con i CV – IAFR 1900).

Piazzola Biogas 1

L'Autorità con lettera del 26 gennaio 2016 ha contestato le modalità di determinazione dell'energia ammessa al riconoscimento degli incentivi CIP 6/92 perché avrebbe portato ad una minore valorizzazione dei consumi dei servizi ausiliari per la quota parte del biogas recuperato dall'impianto fanghi. A2A Ambiente, dopo aver chiesto «accesso agli atti» del procedimento, ha ribadito che i consumi di energia elettrica dell'impianto trattamento fanghi non sono da configurarsi come servizi ausiliari in quanto si verificherebbero comunque anche in assenza di recupero energetico del biogas.

Con Delibera 260/2016/E/efr l'Autorità ha accolto le osservazioni di A2A Ambiente, formalizzando per il periodo fino al 31 dicembre 2011 una contestazione sull'energia destinata ai ser-

vizi ausiliari pari al 36% di quella inizialmente indicata nella nota di gennaio 2016 (l'importo della restituzione è pari a circa 70.000 euro vs 190.000/200.000 euro stimati).

Con Delibera 262/2017/E/efr l'Autorità ha chiuso la restituzione degli importi CIP 6/92 sull'impianto per il periodo dal 2012 fino alla scadenza della componente incentivante (restituzione stimata pari a circa 30.000 euro).

Manzola Fornace (IAFR 1900)

Il GSE con lettera del 25 gennaio 2016 ha contestato alla società:

- a) le modalità di determinazione dell'energia elettrica prodotta perché avrebbe portato ad una minore valorizzazione dei consumi dei servizi ausiliari per la quota parte del biogas recuperato dall'impianto fanghi;
- b) alcune modifiche impiantistiche effettuate nel 2010 che non ritiene gli siano state preventivamente comunicate e che potrebbero modificare la qualifica IAFR già rilasciata.

A2A Ambiente, dopo aver chiesto «accesso agli atti» del procedimento, ha fornito le informazioni richieste dal GSE richiedendo anche il ricalcolo della percentuale di consumi da attribuire ai servizi ausiliari nella misura del 3% (anziché del 7% come calcolato dal GSE).

Con lettera in data 8 maggio 2017 il GSE ha comunicato l'esito della verifica ispettiva chiudendo il procedimento:

- a) l'energia incentivabile deve determinarsi a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale (18 luglio 2006) decurtando dall'energia prodotta la percentuale del 3% (e non del 7%) dei servizi ausiliari e delle perdite di trasformazione; l'energia incentivabile è, inoltre, da determinarsi decurtando la quota dei servizi ausiliari dell'impianto fanghi (così come determinati nelle delibere dell'Autorità sopra citate) a partire dal 2010;
- b) ritenendo che il «*complesso impiantistico debba essere considerato alla stregua di un unico impianto*» stabilisce che l'incentivazione tramite CV debba terminare alla data di scadenza della I Convenzione CIP 6 (31 luglio 2017 anziché in data 17 luglio 2018).

L'impatto complessivo è da stimarsi in una restituzione alla CSEA di circa 730.000 euro.

Prolungamento convenzione CIP 6/92 con il GSE per il termovalorizzatore di Acerra (NA)

Il termovalorizzatore di Acerra, in gestione da parte di A2A Ambiente S.p.A., è oggetto di convenzione CIP 6/92 per un periodo di 8 anni che, iniziato il 1° gennaio 2010, scadrà il 31 dicembre 2017.

Il D.M. 4 agosto 1994 prevede che il produttore possa chiedere un prolungamento della convenzione per un periodo calcolato in funzione dell'energia non prodotta nel primo anno di convenzione in ragione del fatto che l'impianto era in avviamento.

In data 13 dicembre 2016 il GSE ha comunicato il prolungamento della convenzione relativa al termovalorizzatore di Acerra fino al 6 luglio 2018 al fine di riconoscere la mancata produzione iniziale.

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 ("Norme in materia ambientale"), come successivamente modificato ed integrato, in particolare con Decreto Legislativo n. 205/10 che ha dettato disposizioni di attuazione della Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, è il testo normativo di riferimento per il settore ambientale.

La più recente modifica sostanziale alle parti II, III, IV e V del Decreto Legislativo 152/2006 è stata apportata dal D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46, recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE e Prevenzione e Riduzione Integrate dell'Inquinamento (IPPC). In particolare, sono state ampliate le attività AIA e il decreto prevede, come meglio specificato nel D.M. n. 272 del 13 novembre 2014, l'obbligo, qualora la Verifica di Sussistenza preliminare lo preveda, di predisporre una relazione di riferimento ad ogni richiesta di nuova attività o ad ogni modifica sostanziale autorizzativa, che fotografi la situazione degli impatti sull'ambiente e sulla salute dell'attività stessa, in modo da poter valutare lo status del sito produttivo prima, durante e a fine attività. Si evidenzia che in proposito è recentemente stata pubblicata la Nota del Ministero dell'Ambiente 17 giugno 2015, n. 12422 - Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) - "Ulteriori criteri sulle modalità applicative della disciplina alla luce delle modifiche del D.Lgs. 46/2014".

Sulla G.U. 18 gennaio 2016, n. 13 è stata pubblicata la Legge 28 dicembre 2015, n. 221 "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di *green economy* e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali" (cd. Collegato ambientale). Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti, viene disincentivato il conferimento in discarica e premiata la raccolta differenziata, anche attraverso il "vuoto a rendere", nonché promossa la riduzione dei rifiuti non riciclati.

Emissioni industriali

Il D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46, recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE (detta anche IED – *Industrial Emission Directive*) ha introdotto norme

impattanti su tutti gli impianti industriali, con nuove limitazioni alle emissioni in atmosfera e la previsione di maggiori e più stringenti controlli. In esecuzione di tale disposizione, a decorrere dal 1° gennaio 2016, anche la disciplina dei termoutilizzatori dettata dal D.Lgs. 133/05 è stata introdotta nel D.Lgs. 152/06, nel testo dettato dal D.Lgs. 46/14.

Dal 10 gennaio 2016 si applicano le disposizioni previste dal Titolo III-bis della Parte IV, del D.Lgs. 152/2006, come modificato dal D.Lgs. 46/2014, per l'incenerimento e il co-incenerimento dei rifiuti.

Decreto Legge Sbocca Italia – Disposizioni in materia di termoutilizzazione

La G.U. n. 212 del 12 settembre 2014 ha pubblicato il D.L. 133/2014 (cd. "Sbocca Italia"), recante "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive". Tra le norme di interesse si segnala in particolare quanto previsto dall'art. 35 in materia di termovalorizzazione, relativamente al quale si è in attesa del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che individui gli impianti di recupero energia e smaltimento rifiuti urbani e alcune categorie di rifiuti speciali, esistenti o da realizzare, necessari per attuare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell'autosufficienza, per il superamento delle procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore.

Direttiva 16 dicembre 2015 n. 274 – Nuova direttiva AIA

In data 29 dicembre 2015 sul sito web del Ministero dell'Ambiente è stata pubblicata la Direttiva 16 dicembre 2015, n. 274 "Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare".

Legge 25 febbraio 2016 n. 21 – Proroga SISTRI

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2016 è stata pubblicata la Legge 25 febbraio 2016, n. 21 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative".

Con tale legge vengono confermati i termini relativi all'applicazione del SISTRI come stabiliti dalle Leggi 122/2012, 6/2014 e 11/2015. Di conseguenza dal 1° gennaio 2016 permane l'ob-

bligio di iscrizione al SISTRI (con le conseguenti sanzioni per gli inadempienti), mentre sono slittati al 31 dicembre 2016 i termini per l'applicazione delle sanzioni relative al mancato utilizzo del SISTRI.

Tuttavia, con la conversione in legge, del Decreto Legge 210/2015, le sanzioni per la mancata iscrizione al SISTRI sono ridotte del 50%.

D.G.R. Regione Lombardia 18 aprile 2016, n. X/5065 – AIA: relazione di riferimento

La Regione Lombardia, al fine di garantire una uniforme applicazione sul territorio della normativa in materia di AIA e di consentire un'adeguata organizzazione e programmazione dei lavori, ha fornito indicazioni in merito a modalità di trasmissione, tempistiche di presentazione degli esiti della verifica e applicazione degli obblighi connessi alla Relazione di Riferimento.

Decreto Pres. Cons. Ministri 7 marzo 2016 – Misure per la realizzazione di un sistema adeguato e integrato di gestione della frazione organica dei rifiuti urbani

La norma analizza la situazione degli impianti di compostaggio in Italia, individuando gli impianti già in funzione e facendo il bilancio tra capacità attuale, regione per regione, e il fabbisogno teorico (su dati Ispra). L'ipotesi è quella del raggiungimento degli obiettivi del 65% di raccolta differenziata e conseguente raccolta della frazione organica, stimata sulla base dei comuni che già sono in linea con gli obiettivi. Le regioni potranno legiferare ulteriormente in materia individuando esattamente il fabbisogno residuo e la localizzazione degli impianti.

D.G.R. Regione Lombardia 6 giugno 2016, n. X/5269 – Utilizzo fanghi di depurazione in agricoltura

A seguito del parziale annullamento delle precedenti Linee guida approvate con D.G.R. n. 2031/2014 (operato dalle Sentenze del T.A.R. Lombardia n. 2434 del 19 novembre 2015 e n. 195 del 29 gennaio 2016), con la D.G.R. n. 5269/2016, è stato approvato un documento tecnico di integrazione alla D.G.R. 2031/2014 al fine di garantire un uso efficiente dei fanghi sotto l'aspetto agronomico secondo criterio di "buona pratica agricola". Vengono altresì stabiliti i parametri che devono essere obbligatoriamente comunicati all'utilizzatore dei fanghi al fine di una corretta predisposizione dei piani di utilizzo agronomico.

D.M. 26 maggio 2016 – Linee guida per il calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti urbani

Come previsto dall'art. 205, comma 3-quater, del T.U. ambientale, sono state emanate le «Linee guida relative al calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani e assimilati» con D.M. 26 maggio 2016. Tali linee guida si propongono di fornire indirizzi e criteri per il calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti urbani e assimilati raggiunta in ciascun comune, al fine di uniformare, sull'intero territorio nazionale, il metodo di calcolo della stessa. Si precisa inoltre che *“i contenuti delle linee guida sono da intendersi come disposizioni alle quali le singole regioni si attengono nella formulazione del proprio metodo per calcolare e verificare le percentuali di raccolta differenziata ai fini del raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla norma nazionale vigente”*.

DPCM 10 agosto 2016 – Individuazione della capacità complessiva di trattamento degli impianti di incenerimento di rifiuti urbani e assimilabili in esercizio o autorizzati a livello nazionale, nonché individuazione del fabbisogno residuo da coprire mediante la realizzazione di impianti di incenerimento con recupero di rifiuti urbani e assimilati

Scopo della norma, ai sensi dell'art. 35, comma 1, del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, è:

- individuare la capacità attuale di trattamento nazionale degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati in esercizio al mese di novembre 2015;
- individuare la capacità potenziale di trattamento nazionale, riferita agli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati autorizzati e non in esercizio al mese di novembre 2015;
- individuare, per macroaree e per regioni, gli impianti di incenerimento con recupero energetico di rifiuti urbani e assimilati da realizzare o da potenziare per coprire il fabbisogno residuo nazionale di trattamento dei medesimi rifiuti.

Le regioni e le province autonome possono, entro il 30 giugno di ogni anno, presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare una richiesta di aggiornamento del fabbisogno residuo regionale di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati individuato nell'allegato II del presente D.P.R..

Nota Ministeriale 14 novembre 2016, n. 27569 – Criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46

In applicazione dell'articolo 29-quinquies del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 vengono emanati dei criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D.Lgs. 4 marzo 2014, n. 46.

In particolare questi nuovi criteri recano indicazioni su dieci differenti tematiche:

1. individuazione della capacità produttiva dell'installazione
2. chiarimento terminologia dell'allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06
3. parti di installazione gestite separatamente
4. fasi successive alla cessazione definitiva delle attività
5. siti non soggetti alla presentazione della relazione di riferimento
6. non conformità emergenti dagli autocontrolli del gestore
7. avvio dei procedimenti di riesame per adeguamento alle conclusioni sulle BAT
8. attività di produzione di farine per mangimi
9. obblighi vari (limiti "tabellari", tenuta registri, apposizione cartellonistica, iscrizione ad albi, ...) per gli impianti dotati di AIA
10. chiarimenti in merito alle attività di sperimentazione.

Tra i vari chiarimenti riportati è utile citare il caso delle aziende AIA che effettuano un'attività di trattamento rifiuti che può usufruire del regime semplificato ex art. 216 del D.Lgs. 152/06. In tal caso, ad AIA rilasciata e aggiornata, le attività sono oggetto di autorizzazione esplicita, e non più di regime "semplificato", e non sono pertanto soggette al pagamento dell'iscrizione al registro e alla prestazione della garanzia finanziaria previsti per il regime semplificato. Tali incombenze, pertanto, sono richieste solo transitoriamente se, dopo il rilascio dell'AIA, il gestore effettua variazioni delle attività di trattamento rifiuti che usufruiscono temporaneamente del regime semplificato, fino al successivo aggiornamento dell'AIA.

D.Lgs. 25 novembre 2016, n. 222 – Individuazione di procedimenti oggetto di autorizzazione, segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA), silenzio assenso e comunicazione e di definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti, ai sensi dell'articolo 5 della Legge 7 agosto 2015, n. 124

La presente norma provvede alla precisa individuazione delle attività oggetto di procedimento, anche telematico, di comunicazione o segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA) o di silenzio assenso, nonché quelle per le quali è necessario il titolo espresso e introduce le conseguenti disposizioni normative di coordinamento.

La Tabella A del provvedimento in esame individua, per ciascuna delle attività elencate, il regime amministrativo, vale a dire se l'intervento è libero o se serve una qualche forma di comunicazione, l'eventuale concentrazione dei regimi e i riferimenti normativi.

Le attività sono divise in 3 sezioni, di cui la Sezione III – Ambiente – ricomprende:

- AIA - Autorizzazione integrata ambientale
- VIA - Valutazione di impatto ambientale
- AUA - Autorizzazione unica ambientale
- Emissioni in atmosfera
- Gestione rifiuti
- Inquinamento acustico
- Scarichi idrici
- Dighe
- Altri procedimenti in materia di tutela dei corpi idrici.

Il presente D.Lgs. è entrato in vigore l'11 dicembre 2016.

Direttiva (UE) 2016/2284 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 dicembre 2016, concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici, che modifica la Direttiva 2003/35/CE e abroga la Direttiva 2001/81/CE

La presente direttiva, al fine di tendere al conseguimento di livelli di qualità dell'aria che non comportino significativi impatti negativi e rischi significativi per la salute umana e l'ambiente, stabilisce gli impegni di riduzione delle emissioni per le emissioni atmosferiche antropogeniche degli Stati membri di biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), ammoniaca (NH₃), e particolato fine (PM_{2,5}) e impone l'elaborazione, l'adozione e l'attuazione di programmi nazionali di controllo dell'inquinamento atmosferico

e il monitoraggio e la comunicazione in merito ai suddetti inquinanti e agli altri inquinanti. Questa norma si applica alle emissioni delle sostanze inquinanti di cui all'allegato I provenienti da tutte le fonti presenti nel territorio degli Stati membri, nelle loro zone economiche esclusive e nelle zone di controllo dell'inquinamento.

La presente direttiva abroga, a decorrere dal giorno 1° luglio 2018, la Direttiva 2001/81/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2001 relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici.

D.M. 22 dicembre 2017 – Piano nazionale delle ispezioni

Sulla G.U. 10 gennaio 2017, n. 7 è stato pubblicato il D.M. 22 dicembre 2016 "Adozione del Piano nazionale delle ispezioni di stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti in conformità dell'art. 34 della Direttiva 2008/98/CE, nonché delle spedizioni di rifiuti e del relativo recupero o smaltimento".

Il Piano nazionale delle ispezioni concorre, insieme ai Piani di ispezione redatti negli altri Stati membri, ad armonizzare a livello europeo le modalità con cui vengono garantite le ispezioni su stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti in conformità all'articolo 34 della direttiva 2008/98/CE, nonché sulle ispezioni delle spedizioni di rifiuti e del relativo recupero o smaltimento.

Sono stati quindi individuati specifici flussi di rifiuti ritenuti di particolare interesse in base a criteri legati principalmente alla classificazione e alla pericolosità del rifiuto, al rischio di contaminazione, alle quantità movimentate e a rischi legati a particolari destinazioni o provenienze; tale selezione individua pertanto gli ambiti prioritari per l'effettuazione delle ispezioni previste dal Piano.

La lista dei flussi di rifiuti individuati, classificati in base ai rispettivi codici CER e alla movimentazione in entrata/uscita dal territorio nazionale, è riportata nell'Allegato I, insieme al numero minimo di ispezioni previste.

Le ispezioni presso stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti assicurano almeno la sussistenza e la validità della documentazione autorizzativa dell'attività di gestione dei rifiuti, nonché la verifica dell'idoneità dei siti e degli impianti di gestione di rifiuti. Tali ispezioni sono coordinate, per quanto tecnicamente possibile, con quelle previste dalla normativa ambientale sugli impianti autorizzati con AIA o ai sensi degli artt. 208-216 del D.Lgs n. 152/2006 e con quelle previste dalla normativa in materia di prevenzione del rischio di incidenti rilevanti.

D.M. 13 ottobre 2016, n. 264 – Regolamento recante criteri indicativi per agevolare la dimostrazione della sussistenza dei requisiti per la qualifica dei residui di produzione come sottoprodotti e non come rifiuti

La presente norma, in vigore dal 2 marzo 2017, definisce alcune modalità con le quali il detentore può dimostrare che sono soddisfatte le condizioni generali di cui all'articolo 184-bis del D.Lgs. 152/2006 al fine di favorire ed agevolare l'utilizzo come sottoprodotti di sostanze ed oggetti che derivano da un processo di produzione; inoltre assicura una maggiore uniformità nell'interpretazione e nell'applicazione della definizione di rifiuto.

I requisiti e le condizioni richiesti per escludere un residuo di produzione dal campo di applicazione della normativa sui rifiuti sono valutati ed accertati alla luce del complesso delle circostanze e devono essere soddisfatti in tutte le fasi della gestione dei residui, dalla produzione all'impiego nello stesso processo o in uno successivo.

Restano, comunque, ferme le disposizioni speciali adottate per la gestione di specifiche tipologie e categorie di residui, tra cui le norme in materia di gestione delle terre e rocce da scavo.

Nell'allegato 1 è riportato, per specifiche categorie di residui produttivi, un elenco delle principali norme che regolamentano l'impiego dei residui medesimi, nonché una serie di operazioni e di attività che possono costituire normali pratiche industriali.

Legge 27 febbraio 2017, n. 19 – Approvazione D.L. Mille proroghe 2017

Sulla G.U. 28 febbraio 2017, n. 49 è stata definitivamente approvata la legge di conversione del D.L. 30 dicembre 2016, n. 244. In particolare, in relazione al SISTRI, viene confermato senza modificazioni l'art.12, comma 1, con rinvio al 2018 delle sanzioni e il contestuale doppio regime (telematico e cartaceo MUD) fino al 31 dicembre 2017.

D.M. 6 marzo 2017, n. 58 – Modalità contabili e tariffe AIA

Sulla G.U. 11 maggio 2017, n. 108 è stato pubblicato il D.M. 6 marzo 2017, n. 58 "Regolamento recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte Seconda, nonché i compensi spettanti ai membri della commissione istruttoria di cui all'art. 8-bis".

La norma contiene le modalità di calcolo delle tariffe istruttorie e dei controlli degli impianti soggetti ad AIA. Dal 26 maggio le nuove tariffe sono vigenti per gli impianti/progetti di com-

petenza statale mentre per quelli di competenza regionale/provinciale le regioni hanno tempo fino al 7 novembre 2017 per adeguare le tariffe con proprio provvedimento (fino all'emanazione del provvedimento regionale continuano ad applicarsi le vigenti tariffe).

Regolamento CEE/UE 8 giugno 2017, n. 997 – Regolamento (UE) 2017/997 del Consiglio, dell'8 giugno 2017, che modifica l'allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la caratteristica di pericolo HP 14 «Ecotossico»

Su GUUE n. 150 del 14 giugno 2017 è stato pubblicato il Regolamento UE 997/2017 che modifica l'Allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto attiene all'attribuzione della caratteristica di pericolo "ecotossico" (HP14). In tale regolamento, viene illustrata la metodologia da adottare per la valutazione di tale caratteristica.

Si precisa che non sarà più possibile adottare i criteri dell'ADR, che in via provvisoria erano consentiti dalla normativa italiana (ma non europea), e che il Regolamento entra in vigore il 4 luglio 2017 ma si applicherà a partire dal 5 luglio 2018.

Business Unit Reti e Calore

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale definitive 2016 e provvisorie 2017

Con Delibera 146/2017/R/gas l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2016 (in base agli investimenti a consuntivo 2015, dismissioni 2015 e contributi 2015), mentre con Delibera 220/2017/R/gas sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie 2017 (in base agli investimenti a pre-consuntivo 2016 e stima parametrica contributi 2016).

Le nuove tariffe risentono della riduzione del WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari, per l'attività di distribuzione, al 6,1% (6,9% nel 2015) e per la misura al 6,6% (7,2% nel 2015).

Valore della RAB Unareti S.p.A. ex Delibera 220/2017/R/gas (Milioni di euro)	
Cap. Centralizzato	48
RAB Distribuzione	800
RAB Misura	112
Totale	960

Entro il mese di febbraio 2018 saranno pubblicate le tariffe di riferimento definitive 2017, che terranno conto degli investimenti 2016 a consuntivo, delle dismissioni 2016 e dei contributi effettivi 2016.

Tariffe di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 2017

L'Autorità con Delibera 669/2016/R/gas ha approvato le proposte di ricavi di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale presentate per il 2017 dagli operatori, tra cui Retragas S.p.A..

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2017-2019

Con la Delibera 775/2016/R/gas l'Autorità ha definito i criteri per l'aggiornamento infra-periodo, a valere per il triennio 2017-2019, della regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas, aggiornando conseguentemente la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), a valere dal 1° gennaio 2017.

Il provvedimento fa seguito al DCO 629/2016 ed ha aggiornato alcuni elementi della regolazione tariffaria gas tra cui:

- il costo unitario per le verifiche metrologiche fissato pari a 50 euro per gruppo di misura maggiore di classe G6 elettronico attivo (rispetto ai 60,33 euro riconosciuti in precedenza);
- il costo standard unitario 2017 per lo *smart meter gas* di classe G4 o G6 fissato pari, rispettivamente, a 135 euro e a 170 euro (rispetto ai precedenti 120 e 160 euro);
- l'estensione agli investimenti relativi agli *smart meter gas* di classe G4 o G6 effettuati nel 2016 del loro riconoscimento integrale fino al 150% del costo standard;
- il rinvio dell'introduzione di componenti parametriche a copertura dei costi di telegestione/concentratori e conferma del riconoscimento puntuale – seppure entro un limite determinato – degli investimenti effettuati.

Vengono confermati i valori dei tassi di recupero di efficienza (cd. *X-Factor*) validi per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per le attività di distribuzione (1,7% per operatori aventi più di 300.000 PDR e 2,5% per gli altri operatori), misura (0%) e commercializzazione (0%).

Inoltre, l'Autorità, con la medesima Delibera, ha provveduto ad aggiornare al 2017 l'importo delle componenti unitarie parametriche delle tariffe di riferimento per le attività di distribuzione, misura e commercializzazione, incrementando quest'ultima in particolare da 1,2 euro/PDR a 2 euro/PDR.

Unbundling funzionale e Brand unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com (TIUF) ha confermato i propri orientamenti in materia di *brand unbundling* ponendo 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 (compresa la denominazione sociale, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo) rispetto all'impresa di vendita (evitando il rischio di confusione nel cliente finale) e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita.

In accordo con quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del TIUF che consente la gestione congiunta da parte dell'impresa verticalmente integrata delle attività infrastrutturali svolte in regime di monopolio o affidamento, è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che oggi gestisce le attività di distribuzione e misura di energia elettrica e gas, nonché le attività svolte precedentemente da A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A. e A2A Logistica S.p.A..

Nel corso del corrente mese di giugno si è svolta una consultazione inerente le modalità di recupero dei costi sostenuti dagli operatori al fine di adempiere alle disposizioni (DCO 307/2017/R/com). In linea generale l'Autorità intende basarsi sui dati di costo degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. Per i distributori di minori dimensioni saranno previsti meccanismi semplificati e basati su una logica parametrica.

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, sono stati definiti 177 "Ambiti Territoriali Minimi" (D.M. 19 gennaio 2011 e D.M. 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (D.M. 12 novembre 2011, n. 226, come successivamente integrato e modificato). Sono state, altresì, adottate norme a tutela dell'occupazione dei dipendenti degli operatori coinvolti nel riassetto del settore (D.M. 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. n. 164/2000 e il D.M. 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) e alle tempistiche per l'indizione delle gare.

Il D.M. 22 maggio 2014 ha approvato le Linee Guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il D.M. 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il D.M. 226/2011 in modo da recepire le novità normative succedutesi in materia di calcolo del VIR (soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi), l'applicazione delle linee guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sottesi ai progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ambito ed offerti in sede di gara.

Il D.L. 210/2015 (cd. Milleproroghe 2016) ha concesso un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti e sono state eliminate le penalizzazioni a carico di quelle inadempienti precedentemente previste.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, con Delibera 571/2014/R/gas ha modificato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale

(modifica tuttavia non recepita dal MiSE nel contratto tipo attualmente in vigore), ed infine, con Delibera 407/2015/R/gas, ha modificato le disposizioni adottate con Delibera 310/2014/R/gas in materia di determinazione del VIR, in relazione agli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10%.

Con la Delibera 344/2017/R/gas l'Autorità, in linea con quanto sarà previsto a seguito dell'approvazione definitiva del D.d.L. Concorrenza⁽²⁾, ha introdotto semplificazioni dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB antecedente la pubblicazione del bando di gara che si applicano solo nei casi in cui l'Ente locale possa dimostrare l'esclusiva applicazione delle Linee Guida 7 aprile 2014, ai fini della valutazione del VIR. Nei suddetti casi, 1) l'Ente locale non deve trasmettere la documentazione di dettaglio, ma limitarsi a rendere disponibile tale documentazione su richiesta dell'Autorità; 2) l'Autorità proceda a campione, entro i 30 giorni successivi, a richiedere la documentazione di dettaglio.

Il recente D.M. contenente le Nuove Linee Guida sui certificati bianchi per il periodo 2017-2020 ha, inoltre, parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica proposti in sede di gara per l'affidamento della gestione del servizio di distribuzione del gas naturale su base d'ATEM. Il D.M. ha, in particolare, previsto che i certificati eventualmente emessi a fronte di tali progetti e annullati dal GSE nell'anno di riferimento, riducano in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi relativi all'anno successivo. Restano tuttavia alcune residue incertezze, tra cui il vincolo di territorialità degli interventi offerti in sede di gara.

Si segnala, infine, che la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel correttivo del Codice degli Appalti, pubblicato in G.U. lo scorso 5 maggio, conferma la validità dell'attività svolta finora dalle Stazioni Appaltanti nella produzione della documentazione di gara. Resta invariata anche la durata massima di 12 anni degli affidamenti assegnati con gara.

A2A Reti Gas S.p.A. (oggi Unareti S.p.A.) aveva impugnato le Linee Guida e il D.M. 20 maggio 2015, n. 106 (TAR Lazio) e tutti gli atti della Stazione Appaltante dell'ATEM Milano 1 relativi alla definizione del VIR (TAR Lombardia).

Il TAR Lazio, con Sentenza n. 10286 del 14 ottobre 2016, ha però respinto tale ricorso ritenendo infondati i motivi avanzati dalla società in merito al mancato rispetto di quanto sancito dalla libera volontà delle parti, ai criteri di definizione dei prezzi, alla detrazione dei contributi e alla riduzione della vita utile dei misuratori fino a G6. Le doglianze in merito alla facoltà concessa

(2) Il D.d.L. Concorrenza, attualmente al Senato per il via libera definitivo, prevede l'adozione di misure per semplificare la valutazione dei bandi di gara d'ambito per la distribuzione del gas: a) la pre-notifica del bando all'Autorità non sarà più dovuta se: 1) gli Enti Locali certificano che la stima del VIR è coerente con le Linee Guida emanate dal MiSE, 2) lo scostamento tra VIR e RAB non supera l'8% aggregato e il 20% nel singolo comune dell'ambito; b) l'Autorità dovrà individuare una procedura semplificata di valutazione dei bandi di gara se questi sono redatti in aderenza al bando tipo, al disciplinare e al contratto di servizio tipo.

ai comuni di vendere la rete e sui punteggi per gli investimenti in efficienza energetica, invece, sono state ritenute inammissibili per carenza di interesse attuale. Unareti S.p.A., nel mese di gennaio 2017, ha presentato appello avverso a tale sentenza di fronte al Consiglio di Stato.

Gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale

A fine 2015 sono stati pubblicati i primi bandi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base d'ambito. Tra questi, alcuni sono relativi ad ambiti in cui Unareti S.p.A. è l'attuale gestore ossia l'ambito Milano 1 - Città e Impianto di Milano, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale UE il 26 dicembre.

L'importo contrattuale per l'intero periodo di affidamento riportato nel suddetto bando è pari a 1.369 milioni di euro per 12 anni. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Gas S.p.A.) in merito all'ammontare del VIR degli impianti a causa del trattamento dei contributi su cui pende il contenzioso sopra richiamato.

La scadenza per il ricevimento delle offerte da parte della Stazione Appaltante era stata fissata per il 13 giugno 2016, poi prorogata al 17 ottobre 2016 e successivamente prorogata al 16 gennaio 2017. L'offerta presentata avrà una validità di 360 giorni.

Unareti S.p.A., nel rispetto della scadenza prevista, ha provveduto a presentare la propria offerta alla Stazione Appaltante; entro la stessa data risulta, inoltre, essere pervenuta anche l'offerta di 2i Reti Gas S.p.A. che, ad oggi, gestisce un'unica località dell'ATEM (Cinisello Balsamo pari a circa il 4% dei PDR a gara). La seduta pubblica per l'apertura dei plichi contenenti le offerte è stata il 27 marzo 2017. Le offerte saranno valutate in coerenza con i criteri previsti dal D.M. 226/2011 e s.m.i.: l'offerta economica avrà un peso di 28 punti su 100, mentre quella tecnica di 72 punti su 100. L'iter di aggiudicazione delle gare si concluderà presumibilmente dopo l'estate.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica definitive 2016 e provvisorie 2017

L'Autorità, con Delibere 188/2017/R/eel e 199/2017/R/eel, ha approvato le tariffe definitive 2016 per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, mentre con le Delibere 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2017 per le medesime attività. In particolare:

- quelle definitive 2016 considerano gli investimenti fino al 2015, compresi quelli relativi all'attività di commercializzazione (i cui costi erano precedentemente riconosciuti su base parametrica a pre-consuntivo), le dismissioni 2015 e i contributi 2015;

- quelle provvisorie 2017 considerano gli investimenti realizzati fino al 2016 a pre-consuntivo, le dismissioni 2015 e stimano i contributi 2016.

Le tariffe sono definite considerando il WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari a 5,6% e in base alla regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

Valore della RAB Unareti S.p.A. (Milioni di euro) ^(*)

RAB Distribuzione	532
RAB Misura	72
Totale	604

(*) Stima della società.

Entro febbraio 2018 saranno pubblicate le tariffe di riferimento definitive 2017 (che terranno conto degli investimenti 2016 a consuntivo, delle dismissioni 2016 e dei contributi effettivi 2016).

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. Tuttavia, la quasi totalità dei meccanismi previsti è presente in termini di obiettivi generali e le linee guida inerenti il loro funzionamento dovranno essere sviluppate tramite opportuni tavoli di lavoro a cui parteciperanno i distributori, l'Autorità e Terna (tra cui quello sulla resilienza del sistema elettrico, avviato in data 1° aprile 2016).

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: "Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse su reti MT, Regolazione di tensione delle reti di distribuzione".

L'art. 134 del TIQE introduce i principi essenziali da eseguire per predisporre dei piani per l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nelle aree urbane con impianti progettati secondo una logica «*future proof*» in grado di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d'uso della potenza a seguito della modifica della tariffa domestica. L'Autorità ha, inoltre, individuato un possibile meccanismo di premi/penalità applicabile a questo tipo di iniziative. Unareti S.p.A. ha aderito a questa opportunità e ha predisposto alcune analisi inerenti il contesto geografico in cui opera la società, condivise con l'Autorità, unitamente ad una proposta di piano di incentivazione.

In merito alle sperimentazioni *smart city* (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 multi-servizio (*smart water grid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, ecc.). Ad ogni distributore selezionato sarà riconosciuto un contributo per il costo sostenuto.

L'Autorità, con la Delibera 781/2016/R/eel, ha ritenuto opportuno approfondire questi ultimi due temi attraverso un'opportuna consultazione (che dovrà tenersi nel 2017), in modo tale da tener adeguatamente conto di alcune problematiche segnalate dagli operatori, nonché esplorare più approfonditamente le possibili sinergie tra i piani di messa in servizio dei misuratori di seconda generazione e le sperimentazioni *smart city*.

Con Delibera 127/2017/R/eel, a seguito dei disservizi che hanno interessato il Centro Italia, l'Autorità ha introdotto delle modifiche alla regolazione della qualità:

- eliminando il limite di 300 euro/utente; l'indennizzo continuerà così ad aumentare ad ogni ulteriore blocco di 4 ore di interruzione fino ad un massimo di 240 ore (ovvero, 60 blocchi da 4 ore);
- prevedendo che in caso di interruzioni causate da forza maggiore, dopo le 72 ore di sospensione e fino ad un massimo di 240 ore, l'indennizzo sia 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).

Il TIQE 2016-2023 contiene anche iniziative volte ad aumentare la resilienza del sistema elettrico nazionale. In particolare, si prevedeva che entro il 31 marzo 2017 le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti trasmettessero all'Autorità un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie idonee a raggiungere tale obiettivo. Il piano deve:

- contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni;
- essere coordinato sia con i piani di sviluppo della rete di distribuzione elaborati dal singolo operatore che con i piani di sviluppo della RTN gestita da Terna e con le reti di distribuzione sottese/interconnesse di competenza di altri operatori.

A conclusione di una prima *tranche* di lavori di uno specifico tavolo tecnico, a cui hanno preso parte Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD (tra cui Unareti S.p.A.), è stata emanata la Determina 2/2017 DIEU con cui è stato approvato il documento "*Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima*". Tale documento contiene 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.

A fine marzo Unareti S.p.A. ha presentato all'Autorità il proprio piano di lavoro contenente una prima analisi tecnica, nonché la valutazione dei relativi costi e benefici, degli interventi ritenuti opportuni per l'incremento della resilienza della rete elettrica, focalizzandosi in particolare su fenomeni di alluvioni e allagamenti, ovvero quei fenomeni che maggiormente incidono sulla continuità del servizio delle reti gestite dalla società.

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

Con Delibera 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito:

- a. i requisiti funzionali o specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (o versione 2.0);
- b. i livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G),

in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori.

In collaborazione con AGCOM, l'Autorità valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementalmente con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza (Allegato C).

Il provvedimento costituisce l'attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e segue il DCO 416/2015/R/eel.

Il processo di installazione degli attuali 37 milioni circa di contatori 1G è iniziato nel 2001 da parte di Enel Distribuzione (oggi e-distribuzione) ed ha coinvolto i distributori con diverse tempistiche. Nel rispetto di quanto previsto dalla Delibera 292/2006/R/eel, A2A Reti Elettriche S.p.A. (ora Unareti S.p.A.) ha realizzato il piano di installazione di circa 1,2 milioni di contatori nel periodo 2004-2014 ed ha un parco con una vita utile residua media di circa 6 anni.

Con Delibera 646/2016/R/eel l'Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli attuali *smart meter* 1G. In particolare:

- non è stata definita, 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;
- ha 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;
- ha individuato 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);

- ha confermato la metodologia della *Total Expenditure* (TOTEX)⁽³⁾ per il riconoscimento dei costi, anche se limitata – nella fase iniziale – ai solo i costi di capitale;
- ha definito 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 completamente 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 attivabili, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione così da 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 e Brescia, Roma, Torino) escluse dalla possibilità di godere dei vantaggi – anche commerciali – offerti dai nuovi misuratori.

L'Autorità, con Delibera 222/2017/R/eel e dopo un'intensa fase di interlocuzione che ha coinvolto diversi *stakeholder*, ha approvato il piano di e-distribuzione, attualmente nelle prime fasi di avvio. Tale piano presenta dei costi comparabili a quelli che si sosterebbero in caso di sostituzione di misuratori 1G con 2G, corretti per tener conto dei benefici derivati dalle nuove funzionalità 2G: ciò ha permesso una rapida approvazione del piano (il cd. «*fast track*» di durata pari a 90 gg invece dei 180 gg ordinari)⁽⁴⁾.

Considerando le consistenze fisiche e patrimoniali di Unareti S.p.A. una prima stima di massima del potenziale piano da presentare all'Autorità consisterebbe nella sostituzione di circa 1,2 milioni di misuratori (*deadline* per la presentazione del Piano all'Autorità sarebbe il 15 maggio 2019. Per il 2018 non è stato ancora definito il meccanismo di riconoscimento dei costi dell'1G che potrebbe anche essere «disincentivante» e, quindi, implicitamente stimolare all'avvio del piano massivo).

(3) L'Autorità ha intenzione di sviluppare, con decorrenza dal 2020, ossia dalla seconda parte del V periodo regolatorio elettrico, una metodologia di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale.

(4) Il piano di e-distribuzione, di durata pari a 15 anni, prevede la sostituzione degli attuali *smart meter* 1G con i nuovi 2G in un arco di 8 anni (circa 35,5 milioni di misuratori per un investimento stimato di circa 3,1 miliardi di euro con un costo medio di circa 87 euro (misuratore e posa) ed una successiva fase di «mantenimento» di 7 anni in cui si ipotizza la sostituzione a vario titolo (guasti, gestione utenza ecc.) di circa 6 milioni di misuratori per circa 1 miliardo di euro (prezzo medio circa 196 euro; il maggior costo è dovuto all'assenza di economie di scala legate alla modalità di posa massiva della prima fase).

Codice di Rete (CADE) e oneri generali di sistema

Con Sentenza n. 243 del 31 gennaio 2017 il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcune società di vendita e da AIGET, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli oneri generali di sistema (OGS) oltre ai corrispettivi per il servizio di trasporto (in tal senso ripercorrendo le motivazioni addotte dal Consiglio di Stato con Sentenza n. 2182 del 2016 che aveva precedentemente annullato la Deliberazione 612/2013/R/eel).

Tale pronuncia chiarisce 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 *traders* dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore.

L'Autorità:

- con Delibera 79/2017/C/eel ha reso noto il proprio appello contro i pronunciamenti del TAR Lombardia del 31 gennaio 2017 (l'udienza dovrebbe tenersi nel terzo trimestre 2017);
- con Delibera 109/2017/R/eel interviene con alcune disposizioni transitorie a modifica del CADE tra cui:
 - riducendo la quantificazione delle garanzie presentate dai *traders* ai distributori (del 5,6% e, con esclusivo riferimento alle sole componenti A, applicando un'ulteriore riduzione pari al 4,9%);
 - avviando un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione agli utenti del trasporto e alle imprese distributrici dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS. Tale meccanismo sarà definito entro dicembre 2017.

Nel contenzioso relativo agli OGS si è affiancata, e parzialmente sovrapposta, l'inadempienza della società GALA, cliente di Unareti S.p.A., entrata in regime di concordato preventivo dal 3 aprile 2017. In data 19 giugno 2017, a seguito degli insoluti della società e in mancanza di garanzie affidabili, Unareti S.p.A. ha risolto il contratto di trasporto di energia elettrica con efficacia dal 13 luglio 2017.

La società, a tutela dei propri interessi, sta chiedendo al Regolatore di:

- rivedere la disciplina delle garanzie richieste per l'accesso alle reti di distribuzione nella direzione di un allineamento verso quanto previsto dal Codice di rete del trasporto gas, redatto da Snam Rete Gas, e dal Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete redatto da Terna, ai fini di un'efficace tutela degli operatori e dell'intero sistema;
- dare celere seguito al procedimento avviato con la Delibera 109/2017 e che ha previsto l'introduzione di meccanismi volti a riconoscere un'adeguata e proporzionale compensa-

- zione ai distributori rispetto all'eventuale mancato incasso degli OGS che alcune società di vendita non stanno più versando ai distributori in quanto non incassati dai clienti finali;
- dare avvio al meccanismo di reintegro anche in caso di inadempimento rispetto ai corrispettivi di trasporto. La disciplina tariffaria, pur riconoscendo il rischio di mancato incasso del fatturato che mediamente caratterizza l'attività del distributore (con il parametro beta all'interno del WACC) risulta inadeguata rispetto al verificarsi di gravi condotte come quelle sopra richiamate. La necessità di adottare misure di ulteriore copertura in caso di eccezionali situazioni di morosità è contemplata dalla medesima Autorità e va attuata quanto prima (al riguardo si richiama il *Considerato* di pag. 3 della Delibera 609/2015).

Testo Integrato Fatturazione (TIF)

Con la Delibera 463/2016/R/com e s.m.i. l'Autorità ha approvato:

- il Testo Integrato Fatturazione (TIF) che definisce le disposizioni sulla fatturazione di periodo del servizio di vendita al dettaglio ai clienti finali di energia elettrica e gas, integrandole con le disposizioni sulla fatturazione di chiusura (già definite dalla Delibera 100/2016/R/com);
- interventi specifici, sia inerenti la misura e la disciplina della rateizzazione, sia finalizzati a rendere coerenti le attuali previsioni regolatorie alla nuova disciplina del TIF. In particolare, con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, esso dispone l'incremento della periodicità di rilevazione dei dati di misura per i contatori monorari elettrici non telegestiti, definisce un obbligo di codifica delle ragioni della mancata rilevazione della lettura, al fine di accertare le modalità di svolgimento del servizio da parte delle imprese di distribuzione, e infine introduce indennizzi a favore dei clienti finali in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura. In particolare, in assenza di consultazione, è stato introdotto uno specifico indennizzo pari a 10 euro in caso di mancata messa a disposizione da parte del distributore elettrico, per due mesi consecutivi, del dato di misura effettivo in caso di punti di prelievo trattati per fasce (art. 17). Gli indennizzi non saranno applicati qualora il mancato rispetto della disciplina sia dovuto a caso fortuito e forza maggiore.

In seguito alle richieste ed istanze pervenute, con Delibera 738/2016/R/com l'Autorità ha apportato alcune piccole modifiche al TIF in relazione agli aspetti sopra citati. Sono tuttavia in corso ulteriori contatti con gli uffici dell'Autorità per meglio chiarire alcuni aspetti applicativi relativi, in particolare, al campo di applicazione degli indennizzi ed alle cause di esclusione.

Nuova modalità di definizione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica

I Certificati Bianchi (CB), noti anche come Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica.

Il sistema dei CB è stato introdotto dai D.M. 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 si tratta di *Energy Service Company* – ESCO).

L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi.

A seguito dell'entrata in vigore del D.M. MiSE 11 gennaio 2017 recante gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020 e l'approvazione delle nuove Linee Guida sui CB, e in considerazione degli esiti dell'indagine conoscitiva svolta dallo stesso regolatore sull'andamento anomalo dei prezzi dei CB tra giugno 2016 e marzo 2017, con Delibera 435/2017/E/efr l'Autorità ha rivisto le regole di determinazione del contributo tariffario.

La Delibera ha stabilito:

- un contributo di riferimento, in sostituzione dell'attuale contributo preventivo, che tiene conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e degli accordi bilaterali) dei contributi definitivi dei due anni d'obbligo precedenti, istituendo un transitorio per l'anno d'obbligo 2017 per il quale è prevista l'attribuzione di un peso maggiore al contributo definitivo 2016 rispetto a quello del 2015;
- un prezzo di riferimento rilevante di sessione, $S(t)$, pari al prezzo medio ponderato delle transazioni eseguite durante una sessione di mercato e concluse ad un prezzo compreso nell'intervallo di $\pm 12\%$ rispetto al prezzo di riferimento della sessione precedente (non è stato, pertanto, stabilito un valore massimo in termini assoluti);
- alcune modifiche ai parametri γ e β che definiscono il parametro "k" di correlazione tra i valori degli scambi di mercato e il contributo di riferimento. Nel dettaglio, il valore di γ resta invariato per il prossimo anno d'obbligo 2017 e fissato a 4 €/CB a partire dal 2018, mentre il parametro β è aumentato da 0,85 a 0,9;

- l'erogazione al 30 novembre di un acconto pari al contributo definitivo dell'anno precedente, da applicarsi su un limite di CB che possono essere oggetto di consegna da parte dei distributori;
- l'adozione, a partire dall'anno d'obbligo 2017, del criterio di competenza (al posto dell'attuale di cassa), per l'erogazione del contributo definitivo. Per i soli recuperi degli obiettivi relativi agli anni d'obbligo 2015 e 2016 rimane applicato il criterio di cassa.

Nella tabella sottostante sono riportati gli obiettivi e obblighi di risparmio energetico a livello Italia e in capo ai distributori di elettricità e gas per gli anni 2017-2020:

		Target Nazionali di risparmio energetico (Mtep/anno)	Target per i distributori di energia elettrica ⁽¹⁾ Milioni di CB	Target per i distributori di gas ⁽¹⁾ Milioni di CB	Target minimo ⁽²⁾ (%)	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua ⁽²⁾ (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 connessi alla propria rete di distribuzione.
(2) Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d'obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal D.M. (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell'anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni, in base a quanto stabilito dal D.M..

Unareti S.p.A. è il terzo distributore obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei CB. Al 30 maggio 2017 ha annullato tutto il residuo 2015 (80.336 CB) nonché il 60% dell'obbligo 2016 (ossia 290.937 CB su 484.895 CB).

In attesa della pubblicazione della specifica Determina dell'Autorità è possibile stimare un contributo definitivo 2016 pari a 191,40 €/CB a fronte di un valore fissato in sede di preventivo pari a 118,37 €/CB.

Servizio Idrico Integrato (SII):

a) durata degli affidamenti

In esito alla consultazione referendaria del 12 e 13 giugno 2011, è stata dichiarata l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei relativi quesiti, tra cui l'art. 23-bis del Decreto Legge n. 112/2008 in materia di affidamento dei servizi pubblici locali di rilevanza economica.

In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del Decreto Legge n. 179/12 convertito in Legge n. 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate, quali quelli relativi agli affidamenti in capo ad A2A, resteranno attivi fino alla scadenza naturale e comunque non oltre il 2036.

Anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. n. 152 del 2006 apportate dall'art. 7 D.L. n. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) di Brescia, con Delibera n. 14, ha scelto, quale forma di gestione unica del SII nella Provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno (fatte salve le salvaguardie di legge) delle altre diverse forme di gestione presenti sul territorio di competenza.

Con Delibera n. 23 del 30 settembre 2016 l'EGA ha successivamente affidato il SII ad Acque Bresciane S.r.l., società a totale capitale pubblico che presenta ogni presupposto soggettivo ed oggettivo per assicurare la piena conformità al modello cosiddetto *in house providing*. È stabilito, inoltre, che le gestioni d'Ambito, cosiddette aggregate ad A2A Ciclo Idrico S.p.A., affidate ad Acque Bresciane S.r.l. saranno prese in carico dalla società solo a seguito del riconoscimento al gestore uscente del valore residuo di subentro, determinato dall'EGA, ai sensi della Convenzione per la gestione del SII, che dovrà essere perfezionata non oltre il termine del vigente periodo regolatorio (2016-2019).

b) regime tariffario

L'Autorità con Delibera 664/2015/R/idr ha definito i criteri per il periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2) confermando la regolazione asimmetrica in vigore nel precedente periodo (MTI-1):

- i moltiplicatori tariffari (theta) sono determinati secondo una matrice di 6 schemi sulla base del valore degli OPEX (109 di euro/abitante medio) e del fabbisogno di investimenti (confermato il valore discriminante di 0,5 per il rapporto tra i nuovi investimenti e il valore dei cespiti gestiti);
- i moltiplicatori si applicano alle quote fisse e variabili della tariffa 2015 ma è confermato il meccanismo del «limite massimo di incremento annuale» (*cap*). I valori dei *cap* rispetto al MTI-1 si sono ridotti anche se è sempre prevista la possibilità di presentare istanze *sovracap* da parte dell'EGA all'Autorità;
- aggiornamento biennale della RAB e delle componenti di OPEX qualificate aggiornabili;
- aggiornamento biennale per le modifiche relative al calcolo delle componenti degli oneri finanziari: la componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali scende da 6,01% a 5,33% e per gli oneri finanziari, in coerenza con i servizi elettrico e gas, è stato introdotto il parametro WRP (*Water Utility Risk Premium*).

In data 29 febbraio 2016 A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha presentato ricorso al TAR Lombardia contro la Delibera 664/2015/R/idr sviluppando i seguenti motivi di diritto:

- 1) nella formula degli “oneri finanziari” è stato definito un valore dell'*Equity Risk Premium* inferiore rispetto a quello degli altri settori infrastrutturali in violazione del principio del *full cost recovery*;
- 2) i conguagli vengono riconosciuti, mediante inclusione nella tariffa, solo il secondo anno successivo rispetto a quello in cui i costi di cui essi sono a copertura sono stati sostenuti. In relazione a questo sfasamento temporale, il meccanismo non tiene conto né dell'inflazione, né dell'onere finanziario;
- 3) i conguagli riconosciuti al Gestore, inoltre, entrano come una componente del Vincolo ai Ricavi (VRG) contribuendo alla quantificazione dell'incremento tariffario annuo spettante.

Si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza da parte del TAR Lombardia.

Con Delibera n. 16 del 5 luglio 2016 il Consiglio dell'EGA di Brescia ha approvato il riconoscimento di partite tariffarie pregresse ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. ai sensi della Delibera dell'Autorità n. 643/2013/R/idr per un importo pari a circa 51,4 milioni di euro. Tali partite:

- sono imputabili al mancato riconoscimento del capitale investito nel periodo 2007-2011;
- sono soggette alla sola approvazione dell'EGA;
- non sono inserite nel VRG;
- sono fatturate mediante componente specifica in bolletta.

A fronte di tale riconoscimento A2A Ciclo Idrico S.p.A. dovrà impegnarsi:

- in un significativo piano di investimenti concordato con l'EGA (e pari a circa 160 milioni di euro nel periodo 2016-2020) destinati al miglioramento della rete idrica, della qualità dei servizi e al superamento delle procedure di infrazione europee in corso nella provincia;
- alla rateizzazione degli importi in 5 anni (2017-2021) su 4 bollette annuali;
- all'attivazione su base volontaria del *bonus acqua* per gli utenti in condizioni economiche disagiate;
- all'istituzione di un Comitato di monitoraggio degli investimenti presso l'EGA al fine di evitare l'applicazione delle penali in caso di mancata realizzazione delle infrastrutture previste.

Con Delibera 807/2016/R/idr l'Autorità ha approvato le predisposizioni tariffarie proposte, per il periodo 2016-2019, dall'Ufficio d'Ambito di Brescia per A2A Ciclo Idrico S.p.A., ASVT S.p.A. e per gli altri gestori dell'Ambito di Brescia.

Per A2A Ciclo Idrico S.p.A. sono confermati i valori del parametro *theta* già applicato per gli anni 2012-2015 mentre per il periodo 2016-2019 la Delibera ha stabilito un incremento annuo pari all'8,5% ed un importo massimo dei conguagli da riportare in anni successivi al 2019 pari a 11,4 milioni di euro.

Nel DCO 251/2017/R/idr l'Autorità illustra i primi orientamenti, di tipo qualitativo, in merito al completamento del processo di semplificazione e razionalizzazione della struttura dei corrispettivi del SII, finalizzato a:

- individuare la fascia di consumo annuo agevolato per le utenze domestiche residenti secondo le disposizioni del DPCM 13 ottobre 2016 attuativo dall'articolo 60 della Legge 221/2015 (Collegato Ambientale);
- fornire alcuni segnali di efficienza e efficacia in termini di conservazione della risorsa e dell'ambiente nel rispetto del principio "chi inquina paga";
- favorire l'accesso universale all'acqua e la sostenibilità sociale ed economica dei corrispettivi applicati all'utenza.

In particolare viene proposta una struttura generale dell'articolazione tariffaria per le utenze domestiche residenti di tipo *pro capite*. Tenuto conto delle articolazioni attualmente applicate, in un'ottica di progressivo riordino dei corrispettivi all'utenza, l'Autorità è orientata a prevedere che i corrispettivi massimi siano articolati alle utenze domestiche residenti secondo una struttura generale già prevista dalla normativa MTI-2 e fino a oggi considerata facoltativa.

Nel DCO 422/2017/R/idr l'Autorità illustra, inoltre, ulteriori aspetti di definizione della tariffa di collettamento e depurazione per i reflui industriali, a seguito degli approfondimenti svolti e tenuto conto delle osservazioni pervenute in risposta ai precedenti DCO (299/2014/R/idr e 620/2014/R/idr) e della disciplina dell'*unbundling* in via di implementazione.

L'Autorità cerca di perseguire la duplice finalità di:

- superare le difformità di trattamento tra scarichi aventi il medesimo profilo inquinante;
- evitare l'instaurarsi di sussidi incrociati fra le diverse tipologie di utenza cui sono associati differenti impatti ambientali, cercando al contempo di perseguire un'allocazione dei costi efficiente e non distorsiva.

È proposta una tariffa trinomica che supera la normativa tariffaria predisposta dall'EGA di Brescia. Sono previsti compiti nuovi per il gestore in tema di misura e verifica qualitativa degli scarichi ed anche che le determinazioni possano essere eseguite da altri organismi accreditati.

c) qualità contrattuale

Con Delibera 655/2015/R/idr l'Autorità, analogamente a quanto già previsto nei settori dell'energia elettrica e del gas, ha introdotto con decorrenza 1° luglio 2016 le disposizioni in merito alla qualità contrattuale nei confronti degli utenti del SII.

Per ciascuna prestazione sono stati definiti livelli di qualità (migliorativi rispetto alla Carta dei Servizi) in termini di standard generali e standard specifici, oltre ai relativi sistemi di monitoraggio e verifica. Sono, inoltre, previsti i canali di comunicazione (sportelli fisici, sito *web*, *email*, *call center*, *fax*, ecc.) attraverso cui gli utenti potranno richiedere al Gestore le prestazioni.

Con Delibera 361/2016/R/idr l'Autorità ha approvato l'istanza di deroga dall'apertura il sabato mattina degli sportelli di Brescia e Gardone Valtrompia presentata dall'EGA su richiesta di A2A Ciclo Idrico S.p.A. e di ASVT S.p.A. di concerto con le associazioni dei consumatori. La richiesta era stata presentata al fine di evitare i maggiori costi derivanti dagli straordinari del personale e dalla gestione della sede che avrebbero potuto gravare sui cittadini.

d) convenzione tipo

La Delibera 656/2015/R/idr dispone i contenuti minimi essenziali della "convenzione tipo" per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e Gestori.

Quanto all'ambito di applicazione, l'Autorità precisa che *"relativamente ai Comuni e ai segmenti del servizio ove sono operanti gestori – diversi dai gestori d'ambito – e che esercitano il servizio in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege, si applicano le previsioni della convenzione tipo in quanto compatibili"*.

La sottoscrizione della convenzione tipo è requisito imprescindibile per l'approvazione delle tariffe 2016-2019.

e) Testo Integrato *Unbundling* Contabile

La Delibera 137/2016/R/com integra l'attuale impianto di separazione contabile previsto dal TIUC (Testo Integrato *Unbundling* Contabile) per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile in capo ai gestori del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono e i relativi obblighi di comunicazione.

In particolare, sono previsti i seguenti regimi di separazione contabile:

- regime ordinario che si applica alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e ai gestori del SII che servono più di 50.000 abitanti;
- regime semplificato che si applica ai gestori del SII che servono meno di 50.000 abitanti e ai soggetti di minore dimensione.

La disciplina prevede che i gestori del SII siano tenuti a redigere Conti Annuali Separati (CAS) articolando la separazione contabile per ciascun EGA nelle attività individuate (Acquedotto, Fognatura, Depurazione, Altre attività idriche, Attività diverse) e nei relativi comparti.

Ai primi di maggio sono stati pubblicati gli schemi e la prima comunicazione dati avverrà nel 2017 sull'esercizio 2016.

f) attività di misura

Con la Delibera 218/2016/R/idr l'Autorità ha approvato il Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nell'ambito del SII a livello nazionale (TIMSII).

Il provvedimento, confermando l'impostazione generale del DCO 42/2016/R/idr, introduce, con decorrenza 1° gennaio 2017, un primo nucleo di disposizioni relative alla misura di utenza, rinviando a successivi provvedimenti la disciplina relativa alla misura delle utenze industriali autorizzate allo scarico in pubblica fognatura, il tema del bilancio idrico e la definizione di livelli di *performance* del servizio di misura. In particolare, la disciplina pone in capo ai gestori del servizio acquedotto la responsabilità del servizio di misura, declinato in obblighi di installazione dei misuratori e di raccolte periodiche (in base al consumo) delle misure. Sono, inoltre, introdotti obblighi di raccolta dell'autolettura dei misuratori e di archiviazione (5 anni) e messa a disposizione dei consumi da parte dei soggetti interessati.

Con Delibera 43/2017/R/idr l'Autorità ha respinto l'istanza di deroga dall'applicazione dell'art. 7.4 della Delibera 218/2016/R/idr presentata dai maggiori gestori, tra cui A2A Ciclo Idrico S.p.A. e ASVT S.p.A., in accordo con i rispettivi EGA, intimandoli ad adempiere entro il prossimo 31 dicembre 2017.

L'art. 7.4, lettera i), prevede che nell'espletamento delle attività programmate di raccolta della misura, il gestore sia tenuto a dare informazione preliminare agli utenti finali dei tentativi di raccolta della misura, comunicando loro il giorno e la fascia oraria dei passaggi del personale incaricato di raccogliere le misure. Tale comunicazione deve essere fornita in un intervallo temporale compreso tra i 5 e i 2 giorni lavorativi antecedenti la data del tentativo di raccolta, in forma riservata ai soli utenti coinvolti, attraverso posta elettronica o messaggio SMS o telefonata o modalità preferita indicata dall'utente.

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, pubblicato in G.U. lo scorso 14 ottobre 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.

Con Delibera 638/2016/R/idr l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel SII.

DPCM 13 ottobre 2016 recante “Tariffa sociale del servizio idrico integrato”

Il provvedimento, pubblicato nella G.U. del 18 novembre 2016, fissa in 50 litri/abitante/giorno il quantitativo minimo vitale necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali, a cui corrisponde una fascia di consumo annuo agevolato per tutte le utenze domestiche residenti che sarà stabilita dall’Autorità insieme alla relativa tariffa agevolata.

Nel DCO 470/2017/R/idr sono illustrati gli orientamenti per la definizione dei criteri e delle modalità operative per l’implementazione della disciplina relativa al bonus sociale idrico e alla sua quantificazione, a favore degli utenti domestici residenti in documentato stato di disagio economico sociale. Gli orientamenti tengono conto sia delle disposizioni del DPCM 13 ottobre 2016 sia delle osservazioni formulate dai soggetti al DCO 251/2017/R/idr in merito alla riforma dei criteri di articolazione dei corrispettivi da applicare all’utenza.

L’Autorità intende introdurre regole uniformi per l’intero territorio nazionale ed è orientata a disporre che il bonus sociale idrico sia quantificato da ogni gestore applicando alla fascia di consumo minimo la tariffa agevolata, tenendo conto del numero effettivo di persone che compongono il nucleo familiare. L’Autorità, inoltre, è orientata ad individuare nel gestore il soggetto che contemporaneamente verifichi i requisiti di ammissibilità ed eroghi il bonus rendendo immediato per l’utente l’esito della domanda di accesso e riducendo i tempi per l’erogazione del beneficio.

Nel mese di dicembre 2016 A2A Ciclo Idrico S.p.A. aveva già attivato volontariamente il Bonus Idrico (come previsto dalla Delibera 16/2016 dell’EGA di Brescia che aveva approvato le «partite pregresse») che consentirà alle famiglie in difficoltà economica di ridurre la spesa per il SII, scontando una somma equivalente al costo di 55 litri giornalieri, pari a 20 metri cubi l’anno. Gli importi scontati dalla società saranno esclusi dal riconoscimento dei costi ai fini tariffari.

Il Consiglio di Stato giudica conforme agli esiti del referendum popolare del 2011 il metodo tariffario idrico dell’Autorità

A maggio 2017 il Consiglio di Stato, con Decisione n. 02481/2017, ha ribadito la piena validità del metodo tariffario (MTT) con cui l’Autorità nel 2012 ha definito i criteri per le tariffe del SII (e base di partenza per i successivi anni).

I giudici amministrativi, respingendo i ricorsi avverso le sentenze del TAR che già avevano affermato la conformità della regolazione alla consultazione popolare del 2011, hanno infatti definitivamente rigettato la tesi per cui l’Autorità, attraverso la propria regolazione tariffaria,

avrebbe reintrodotta il criterio “dell’adeguatezza della remunerazione del capitale investito”, eliminato in seguito al referendum.

In particolare la sentenza, resa anche sulla base di una consulenza tecnica d’ufficio richiesta dal Consiglio di Stato ad un collegio terzo di esperti, tra i vari elementi ha ribadito che la metodologia tariffaria adottata dall’Autorità appare in linea con il dettato referendario e con il principio del cd. *full cost recovery*, di per sé pienamente compatibile con l’esito del referendum.

È stata, inoltre, ribadita la correttezza della condotta dell’Autorità per tutti gli altri aspetti che erano oggetto dei ricorsi.

Attività dell’Autorità nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento (telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull’efficienza energetica ha attribuito all’Autorità funzioni anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento (o anche telecalore) per la predisposizione di provvedimenti in tema di: modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi applicati alla fornitura del calore, allacciamento, disconnessione, nonché in materia di sicurezza, continuità, qualità commerciale, fatturazione dei consumi, anche mediante invio di segnalazioni alle autorità competenti.

Dopo una prima ricognizione nel 2014 (Delibera 411/2014/R/tlr) l’Autorità ha effettuato nel 2015 altre due raccolte dati relative all’istituzione di un’anagrafica degli operatori e alle modalità di determinazione e aggiornamento dei prezzi praticati all’utenza (Delibera 578/2015/R/tlr). A febbraio 2016 A2A Calore & Servizi S.r.l. ha ricevuto un’ulteriore richiesta di informazioni sui costi dei sistemi di misura e contabilizzazione del calore.

L’art. 9 del D.Lgs. n. 102/2014 ha affidato all’Autorità il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, contabilizzazione diretta dei consumi individuali (mediante contatori o ripartitori), fatturazione e informazioni sulla 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.

L’Autorità nel DCO 252/16/R/tlr ha affrontato tali temi considerando:

- il quadro di riferimento normativo, europeo e nazionale, in materia di obblighi di installazione dei misuratori di fornitura, dei misuratori individuali e dei ripartitori;
- la classificazione dei sistemi di misura dell’energia termica e dell’acqua calda sanitaria e i requisiti tecnici e prestazionali minimi dei contatori di fornitura e individuali da installarsi (con eventuale telelettura), anche successivamente al 31 dicembre 2016;

- i criteri per la valutazione di fattibilità tecnica ed economica dell'installazione dei contatori individuali di calore e di acqua calda sanitaria la cui installazione è sempre obbligatoria nel caso di nuovi allacci in nuovi edifici e nel caso di importanti ristrutturazioni (con impianti idronici e configurazione orizzontale). Negli altri casi, invece, l'installazione deve essere preceduta da una valutazione di fattibilità tecnica ed economica secondo criteri la cui definizione è demandata dal D.Lgs. n. 102/2014 all'Autorità.

Con comunicato del 23 settembre 2016 l'Autorità ha sancito che per effetto delle modifiche introdotte all'articolo 9, comma 1, del citato D.Lgs. n. 102/2014, la definizione dei requisiti tecnici e prestazionali dei contatori individuali (ridenominati sotto-contatori dal D.Lgs. 18 luglio 2016, n. 141) e dei criteri per valutare la fattibilità tecnica ed economica della loro installazione negli edifici con più unità immobiliari e in quelli polifunzionali serviti da reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento non rientra più tra le competenze dell'Autorità.

Per quanto riguarda i contatori di fornitura, in considerazione delle modifiche normative intervenute, l'Autorità ha ritenuto opportuno di non adottare i provvedimenti di regolazione sui requisiti minimi dei contatori già oggetto dello stesso DCO 252/2016/R/tlr, rinviando ad una nuova consultazione (comprensiva della definizione della telelettura).

Nell'ultimo trimestre del 2016 l'Autorità ha predisposto due raccolte dati avviate nell'ambito di due indagini conoscitive di cui, rispettivamente, alla Delibera 562/2016/R/tlr inerente modalità e contributi per l'allacciamento dell'utenza alle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento e per la disconnessione dell'utenza dalle medesime reti, e alla Delibera 574/2016/E/tlr inerente i sistemi di misura e di qualità delle attività di distribuzione, di misura e di vendita.

Inoltre, con Delibera 617/2016/R/tlr l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei costi connessi con la suddivisione delle spese di riscaldamento e raffrescamento negli edifici con più unità immobiliari ai sensi di quanto disposto dal D.Lgs. n. 102/2014 come integrato dal D.Lgs. 18 luglio 2016, n. 141. L'ambito di applicazione del procedimento include sia gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento, sia gli edifici serviti da altri sistemi centralizzati per la climatizzazione e l'acqua igienico sanitaria.

Il decreto cd. "Milleproroghe 2017" ha spostato di altri 6 mesi il termine ultimo per provvedere all'installazione delle termovalvole per condomini e proprietari di appartamento al fine di adeguare il riscaldamento centralizzato a quanto previsto dalla Direttiva europea sull'efficienza energetica, ovvero dal 31 dicembre 2016 al 30 giugno 2017.

Nel corso del primo semestre 2017 l'Autorità ha pubblicato:

- a) la Delibera 282/2017/R/tlr relativa al servizio di "sub-fatturazione" e finalizzata ad assicurare la massima trasparenza al cliente finale in merito alle caratteristiche del servizio offerto e ai relativi costi prevedendo contratti di durata annuale, e a salvaguardare la concorrenza nel mercato della fornitura del servizio;

- b) i DCO 112/2017/R/tlr e 378/2017/R/tlr relativi ai criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete;
- c) i DCO 46/2017/R/tlr e 438/2017/R/tlr in merito alle prestazioni connesse all'avvio, alla gestione e alla chiusura del rapporto contrattuale.

I provvedimenti attuativi dei DCO di cui alle precedenti lettere b) e c) sono attesi nel terzo trimestre 2017 e avranno per lo più impatti gestionali, organizzativi ed informatici.

Certificati Bianchi e incentivi al teleriscaldamento

Nel corso del 2016 si sono risolte alcune problematiche con il GSE relativamente a progetti di efficienza energetica afferenti agli sviluppi della rete di teleriscaldamento di Milano (alimentata dal calore del termovalorizzatore di Silla) nel periodo 2009-2011 con un rilascio complessivo di circa 250.000 CB a chiusura dei progetti.

Al momento per effetto del D.M. 22 dicembre 2015 (che ha revocato la Scheda 22T recante la metodologia di calcolo degli incentivi allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento) non è più possibile ottenere incentivi su una rete di teleriscaldamento qualora la stessa sia alimentata da un impianto avente produzione combinata di energia elettrica e calore.

Parte dei CB oggetto dei rilasci avvenuti nel 2016 è stata utilizzata entro il 30 maggio 2017 per adempiere all'obbligo di Unareti S.p.A. mentre la restante quota sarà contabilizzata a Conto Economico nel momento in cui i CB saranno venduti a terzi.

Al 30 giugno 2017 il magazzino presso A2A Calore & Servizi S.r.l. è pari a 75.542 CB.

Business Unit Estero

Il Gruppo A2A è presente all'estero sui principali mercati di elettricità e gas, con la produzione e con la distribuzione di energia elettrica nell'area dei Balcani.

Nel gennaio 2016 è stata istituita la *Business Unit Estero*, che si occupa di individuare e sviluppare le iniziative di *business development cross* per il Gruppo, e di coordinare le iniziative gestite dalle Strutture Organizzative che nelle Società si occupano di attività estere. La *Business Unit Estero* coordina le attività svolte dalla partecipata EPCG in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica.

252

EPCG

Produzione

L'aumento dell'utilizzo dell'energia rinnovabile da parte del Paese è tra gli obiettivi del Governo montenegrino in materia di politica energetica.

In particolare, si segnala che nel settembre 2011 il Governo ha emanato un atto regolamentare (*"Decree on the Tariff System for the Establishment of Preferential Prices of Electricity from Renewable Sources of Energy and Efficient Co-generations"*), con il quale ha determinato tariffe incentivanti per l'acquisto di energia elettrica per sostenere la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Le Leggi sull'energia del 2010 e del 2016 prevedono misure incentivanti per l'energia prodotta da fonti rinnovabili. I Produttori di energia da FER che si fanno qualificare come Produttori Privilegiati stipulano con l'operatore del mercato (COTEE) dei contratti di vendita (*Power Purchase Agreements*) a prezzo amministrato. Le misure incentivanti consistono in prezzi garantiti, acquisto garantito ed esonero dal costo di dispacciamento per 12 anni.

Nell'ottobre 2012, in base alla Direttiva 2009/28/CE, da parte della Comunità dell'Energia al Montenegro è stato fissato un obiettivo vincolante da raggiungere al 2020. Questo obiettivo

definisce una produzione da fonti rinnovabili nel 2020 pari al 33%, sul consumo finale di energia in Montenegro.

Dal mese di aprile è stato avviato l'impianto eolico di Krnovo Green Energy che EPCG ha contrattualizzato fino al riconoscimento ufficiale di Produttore Privilegiato.

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

Il primo periodo regolatorio triennale è iniziato il 1° agosto 2012 ed è terminato a fine 2015, mentre il nuovo periodo regolatorio è iniziato il 1° gennaio 2016, con la decorrenza dell'anno solare.

Alla metà del primo periodo regolatorio triennale, a fine dicembre 2013, la RAE (l'Agenzia di Regolazione) ha inaspettatamente emanato la modifica della metodologia vigente di determinazione del ricavo regolatorio del gestore del sistema di trasmissione. Con la metodologia sopra citata è stato introdotto il corrispettivo pagato dai produttori allacciati al sistema di trasmissione. La prima decisione della RAE, con la quale è stato determinato relativo corrispettivo in base alla metodologia modificata, è stata emanata il 30 dicembre del 2013, con l'applicazione dal 1° gennaio 2014 al 31 luglio 2015, e la quale è stata successivamente prorogata fino alla fine del 2015.

EPCG ha presentato ricorso per l'annullamento della decisione di cui trattasi, fondata su presupposti non coerenti con i principi di trasparenza e non discriminatorietà che dovrebbero orientare la regolazione e che risulta fortemente lesiva dell'equilibrio economico-finanziario della società. Il ricorso è stato in prima istanza accolto, e poi il gestore del sistema di trasmissione (CGES), in un nuovo processo, ha emanato una nuova decisione, comprendente gli stessi importi dei corrispettivi, la quale è stata approvata dalla RAE all'inizio dell'agosto 2014. La nuova decisione è stata impugnata dall'EPCG presso le sedi competenti. Il Tribunale amministrativo ha respinto il ricorso dell'EPCG, mentre è in attesa la decisione sul ricorso di EPCG, da parte della Corte costituzionale del Montenegro.

Alla fine del 2015 la RAE ha determinato le tariffe per un nuovo periodo regolatorio transitorio della durata di 1 anno, a partire dal 1° gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2016. Il livello delle tariffe regolate, per i clienti domestici, ha previsto una riduzione di circa l'1%.

Si segnala che nel gennaio 2016 è entrata in vigore la nuova Legge sull'energia che ha stabilito le tariffe per il 2017 ed un *framework* regolatorio per il triennio 2017-2019. Le modifiche legislative rispetto alla precedente Legge sull'energia impattano notevolmente sul funzionamento di EPCG – FU Supply e impattano positivamente i ricavi di EPCG, in quanto le tariffe per l'attività di distribuzione, sebbene in diminuzione nel 2017 del 5% rispetto al valore del 2016, risultano essere in crescita di circa il 3% all'anno nel periodo 2017-2019. Si consideri

che tale incremento è stato già approvato dall'Autorità competente (Regulatornoj agenciji za energetiku – "RAE") e che il *framework* regolatorio prevede eventuali incrementi tariffari fino al 7%. Tale decisione della RAE consente al *management* di EPCG di avere visibilità degli andamenti tariffari a lungo termine.

Con la nuova legge si abolisce, dal 1° gennaio 2017, il ruolo del fornitore pubblico e, pertanto, EPCG diventa fornitore di mercato. Inoltre, il prezzo dell'energia elettrica, per gli utenti industriali, è stabilito in base alle condizioni di mercato, mentre, per le utenze domestiche e piccole utenze, sono stati stabiliti *cap* annuali relativi all'aumento del prezzo dell'energia elettrica almeno in vigore fino a quando si svilupperà maggiore concorrenza nel settore e comunque non oltre il 2019.

Mercato elettrico

È stato formalizzato l'accordo tra l'operatore di mercato EPCG, il gestore della rete CGES e il gestore del mercato COTEE per la costituzione del Mercato Elettrico Montenegrino.

Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo

Nel primo semestre 2017 è proseguita la ripresa dell'attività economica su scala mondiale. Le prospettive di una crescita globale si stanno consolidando grazie alla spinta delle politiche espansive nelle principali economie avanzate ed all'accelerazione in atto nelle economie dei paesi emergenti.

Crescita oltre le attese negli Stati Uniti. Il *Bureau of Economic Analysis* ha rivisto al rialzo il PIL del primo trimestre 2017, alzandolo al +1,4% dal precedente +1,2% per effetto di un maggior incremento delle spese per i consumi e delle esportazioni.

In Giappone il PIL ha segnato una crescita dell'1,0% nel primo trimestre del 2017, in rallentamento rispetto alla stima preliminare del +2,2% (Fonte: Istituto di Ricerca Economica e Sociale del Cabinet Office Giapponese).

Il PIL della Cina sale nel secondo trimestre 2017 al 6,9%, meglio delle stime degli analisti (6,8%) e conferma il dato del primo trimestre. La crescita è stata trainata dalle vendite al dettaglio, dalla produzione industriale e dalla ripresa degli investimenti.

In India la crescita economica ha rallentato nel primo trimestre 2017, attestandosi al 6,1% (dal 7,0% del trimestre precedente); tale dinamica è imputabile principalmente alla frenata dei consumi privati. Nello stesso periodo il PIL della Russia si è attestato in un intervallo dello 0,2%-0,4%, beneficiando della ripresa dei corsi petroliferi (fonte: Banca di Russia). In Brasile il PIL mostra una lieve ripresa nel primo trimestre 2017 attestandosi a +1,0% dallo 0,9% del quarto trimestre 2016.

Secondo le stime preliminari formulate dagli istituti di ricerca Istat, Insee e Ifo, il PIL dell'Area Euro dovrebbe attestarsi allo 0,5% nel secondo trimestre 2017, grazie al recupero dei consumi privati e pubblici, favorito dall'aumento del reddito disponibile e dalle positive condizioni del mercato del lavoro.

In Italia prosegue il rafforzamento dell'attività economica. Secondo la stima contenuta nel "Bollettino economico" della Banca d'Italia, il PIL dovrebbe attestarsi allo 0,4% nel secondo

trimestre 2017 per effetto del recupero della domanda interna e del migliorato clima di fiducia dei consumatori.

Relativamente all'Area Euro, l'*Eurostat* ha comunicato che l'inflazione su base annua è stimata all'1,3% nel mese di giugno 2016, in calo dall'1,4% di maggio, diretta conseguenza della contrazione dei prezzi dell'energia.

In Italia l'inflazione, nella media del primo semestre 2017, è risultata pari all'1,4%, rallentando però nel mese di giugno 2017: in base alla stima preliminare pubblicata dall'Istat, l'indice dei prezzi al consumo (NIC) ha segnato una crescita pari all'1,2%, in calo dal +1,4% di maggio. La decelerazione è attribuibile, in linea con quanto osservato nell'Area Euro, al rientro dei rincari che avevano interessato nei mesi scorsi i beni energetici ed i prodotti alimentari.

Nella riunione del 20 luglio 2017, il Consiglio direttivo della BCE ha deciso di mantenere il tasso di riferimento al minimo storico dello 0,00%, nonché di prolungare il *Quantitative Easing* all'attuale ritmo mensile di 60 miliardi di euro sino alla fine di dicembre 2017, o anche oltre, finché non si riscontrerà un aggiustamento durevole dell'evoluzione dei prezzi, coerente con l'obiettivo di inflazione prossimo al 2%. Confermando le attese, nella riunione del 14 giugno, la *Federal Reserve* ha innalzato di 25 punti base l'intervallo obiettivo per il tasso sui *federal funds* (1,00%-1,25%), dopo il rialzo allo 0,75%-1,00% deciso lo scorso marzo, sottolineando il miglioramento delle condizioni del mercato del lavoro ed i segnali di ripresa degli investimenti. Con tale aumento i tassi d'interesse negli Stati Uniti tornano sopra l'1% per la prima volta dal 2008, anno in cui è scoppiata la crisi finanziaria.

Nel secondo trimestre 2017 è proseguito l'apprezzamento del tasso di cambio dell'euro nei confronti del dollaro (+3% la variazione su base trimestrale). Nella media del primo semestre 2017 il tasso di cambio EUR/USD si è attestato a 1,08 dollari, in calo del 3% rispetto al corrispondente periodo del 2016.

Le prospettive

Le indicazioni congiunturali favorevoli segnalano un graduale consolidamento delle prospettive di crescita legate ad una ripresa degli investimenti, dell'attività manifatturiera e del mercato del lavoro in gran parte dei Paesi avanzati ed emergenti. Permangono però diversi fattori di rischio tra cui le crescenti pulsioni protezionistiche che in molte economie avanzate potrebbero trasformarsi in ostacoli normativi alla crescita, il persistere di un basso profilo dell'inflazione e dei salari a livello globale nonché l'incertezza relativa alle future relazioni fra il Regno Unito e l'Unione Europea. Permane infine la minaccia di un rafforzamento delle tensioni geopolitiche, specialmente nel Medio Oriente: nel mese di giugno Bahrein, Egitto, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti hanno interrotto ogni rapporto diplomatico con il Qatar, accusandolo di sostenere l'estremismo islamico.

Secondo quanto pubblicato dall'OCSE, nell'*Economic Outlook* di giugno, il PIL mondiale dovrebbe crescere del 3,5% quest'anno per accelerare al +3,6% nel 2018, sospinto dalla crescita della produzione industriale e dalla ripresa dell'occupazione, oltre che dei flussi commerciali. Un altro contributo alla crescita arriva dall'uscita dalla fase recessiva di Russia e Brasile.

Tra le principali economie avanzate, l'espansione americana è stata rivista al ribasso dal Fondo Monetario Internazionale (FMI) rispetto alla stima formulata in aprile: il PIL dovrebbe crescere del 2,1% nel corso del 2017 e nel 2018, per scivolare entro i prossimi cinque anni ad un modesto +1,7%. Ad influenzare tale variazione di stime il fatto che molti dettagli della riforma fiscale e del taglio della spesa pubblica promessi dal presidente degli Stati Uniti, Donald Trump, non sono ancora stati decisi.

In Giappone il PIL è previsto all'1,4% nel 2017 ed all'1% nel 2018.

Relativamente alla Cina il FMI ha alzato la stima sulla crescita economica per il 2017 portandola al 6,7% (+6,6% la stima di aprile) mentre per il triennio 2018-2020 prevede una crescita media del 6,4%. I tassi di espansione dell'India dovrebbero rafforzarsi al 7,3% quest'anno ed al 7,7% nel 2018. La Banca Mondiale ha rivisto al rialzo le previsioni economiche per la Russia: il PIL si dovrebbe attestare all'1,3% quest'anno ed all'1,4% nel 2018 e 2019; in Brasile si attende una crescita dello 0,5% quest'anno per poi accelerare nel 2018 all'1,6%.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro, formulate a giugno dagli esperti dell'Eurosystema, prevedono una crescita annuale del PIL dell'1,9 % nel 2017, dell'1,8% nel 2018 e dell'1,7% nel 2019. Rispetto a marzo, le previsioni di crescita sono state riviste al rialzo in quanto l'attuale dinamica positiva del ciclo accresce la probabilità di una ripresa economica più vigorosa rispetto alle attese. Visto in netto rialzo il PIL tedesco (+2,0% nel 2017 e +1,7% nel 2018 rispettivamente da +1,6% e +1,5%) e francese (+1,6% nel 2017 e +1,7% nel 2018 da +1,4% e +1,5%). Notevole balzo anche per la Spagna (+3,0% nel 2017 e +2,6% nel 2018 da +2,5% e +2,1%).

Relativamente all'Italia, la Banca d'Italia stima la crescita del PIL all'1,4% per il 2017, in rialzo rispetto a quanto formulato in gennaio (+0,9%), ad un più moderato +1,3% nel 2018 e ad un +1,2% nel 2019. I principali fattori presi in considerazione nell'elaborazione della previsione sono legati ai benefici congiunti di una politica di bilancio moderatamente espansiva, di una politica monetaria eccezionalmente accomodante e di bassi prezzi delle materie prime.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo le previsioni dell'OCSE, dovrebbe attestarsi nell'anno in corso all'1,5% (dallo 0,2% del 2016) per poi calare nel 2018 all'1,3% e risalire nel 2019 all'1,6%. Rispetto alle proiezioni di marzo, le prospettive per l'inflazione complessiva mostrano una revisione al ribasso, riconducibile principalmente a corsi petroliferi più contenuti. L'incertezza rimane elevata in particolare per quanto concerne il futuro delle relazioni tra il Regno Unito e l'Unione Europea, nonché dal debito pubblico non ancora sufficientemente ridimensionato.

Relativamente all'Italia, secondo la stima contenuta nelle "Proiezioni macroeconomiche della Banca d'Italia", l'inflazione al consumo resterà modesta: si dovrebbe attestare all'1,4% nell'anno in corso ed all'1,1% nel 2018, per poi salire nel 2019 all'1,6%, per effetto di una moderata accelerazione delle retribuzioni.

Il Consiglio direttivo della BCE ritiene che un grado elevato di accomodamento monetario resti necessario per assicurare uno stabile aggiustamento dell'inflazione verso l'obiettivo del 2%; si attende dunque che i tassi ufficiali si mantengano su livelli pari a quelli attuali per un prolungato periodo di tempo e ben oltre l'orizzonte degli acquisti netti di attività. D'altro canto, l'inflazione non ha ancora mostrato segnali convincenti di ripresa e ci si aspetta un aumento graduale nel medio termine.

I membri del *Federal Open Market Committee* (FOMC) hanno confermato la previsione di un ulteriore aumento del tasso d'interesse nel corso del 2017 e di tre nel 2018 e 2019. La *Federal Reserve* si attende che le condizioni economiche si evolveranno in maniera tale da garantire aumenti graduali dei tassi di interesse così da rafforzare il mercato del lavoro e portare l'inflazione ad un livello prossimo al 2%.

Per quanto concerne il rapporto di cambio della moneta unica risulteranno determinanti gli andamenti dei livelli di tasso di interesse e dunque i ruoli delle banche centrali. Oltre alle mosse delle banche centrali anche la capacità di Trump di mettere in atto il suo ambizioso programma elettorale, la consistenza delle riforme e la dinamica dell'inflazione all'interno dell'Eurozona, avranno un peso importante nel determinare il cambio tra le due divise.

Andamento del mercato energetico

Il prezzo del petrolio nel secondo trimestre 2017, dopo il recupero delle quotazioni registrato nel primo trimestre dell'anno, resta ancorato ad una quotazione che si aggira nell'intorno dei 50 dollari al barile. Il potere dell'OPEC di condizionare al rialzo tale soglia rimane limitato dalle elevate scorte e dalla riduzione dei costi di produzione dello *shale oil* americano, favoriti anche dall'eliminazione di molti vincoli ambientali da parte dell'amministrazione Trump.

Nella media del primo semestre 2017 il prezzo del *Brent* si è attestato a 52,8 \$/bbl, evidenziando un aumento del 29% rispetto a quanto consuntivato nello stesso periodo dell'anno precedente (41,0 \$/bbl). Il 25 maggio, nell'incontro tenutosi a Vienna, i Paesi membri dell'OPEC affiancati dalla Russia hanno prolungato fino a marzo 2018 l'accordo che prevede un taglio complessivo della produzione pari a 1,8 milioni di barili al giorno, al fine di rilanciarne la quotazione. Tale accordo non ha sortito l'effetto sperato, con il prezzo che permane al di sotto dei 50 \$/bbl.

Le previsioni dei principali analisti e delle banche di investimento rimangono per una quotazione del *Brent* che nella media d'anno è attesa attestarsi a 55 \$/bbl e a circa 58 \$/bbl nel 2018.

Relativamente alla domanda mondiale di petrolio, l'agenzia statunitense *Energy Information Administration* (EIA) rialza le stime per il 2017 e per il 2018. Secondo l'EIA la domanda quest'anno raggiungerà i 98 milioni di barili al giorno e nel 2018 ci sarà un'ulteriore crescita globale di 1,4 milioni di barili al giorno per un totale di 99,4 milioni di barili, cioè ad un soffio dalla soglia dei 100 milioni. Dopo un primo trimestre 2017 giudicato «mediocre» dall'EIA, il secondo ha sorpreso gli analisti con un'accelerazione della domanda di 1,5 milioni di barili al giorno per effetto di un aumento combinato delle richieste di Stati Uniti e Germania.

Per quanto concerne il carbone, si evidenzia un primo periodo dell'anno caratterizzato da quotazioni in netto rialzo. Il prezzo medio del carbone nel primo semestre 2017 si è attestato a 77,5 \$/tonn, registrando un aumento del 65% rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo dello scorso anno (47,0 \$/tonn). Il prezzo del carbone, che nel medio periodo rimane guidato dal petrolio e dalle strategie energetiche dei paesi dell'area asiatica, soprattutto dalla Cina, è previsto attestarsi a circa 77 \$/tonn in media d'anno; la medesima quotazione è prevista per il 2018 (fonte: Ref).

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia per il periodo gennaio-maggio 2017 è stato pari a 127.238 GWh (fonte: Terna), in linea rispetto allo stesso periodo del 2016.

La produzione netta di energia si attesta a 112.869 GWh, in aumento del 3,9%. La ridotta idraulicità ha determinato una sensibile diminuzione della produzione da fonte idroelettrica che si attesta a 13.939 GWh, registrando una contrazione del 12,1% rispetto al periodo gennaio-maggio 2016. In aumento la produzione termoelettrica che evidenzia un +8,6% rispetto al medesimo periodo del 2016, attestandosi a 78.687 GWh, beneficiando dei ridotti livelli di idraulicità nonché delle temperature più rigide che si sono registrate nei primi mesi dell'anno.

Per quanto concerne le fonti rinnovabili si osserva un andamento discordante nel periodo gennaio-maggio 2017: il fotovoltaico registra un incremento del 13,3% rispetto al corrispondente periodo del 2016; per contro risultano in calo sia la produzione eolica (-13,1%) che, in misura minore, quella geotermoelettrica (-1,8%).

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'87,9% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nel primo semestre 2017 è salito del 38,2% attestandosi a 51,2 €/MWh, contro i 37,0 €/MWh del primo semestre 2016. Il prezzo ha evidenziato un andamento discordante nell'arco del semestre: partendo dai valori elevati di gennaio (pari a 72,24 €/MWh e condizionati dalla fermata di alcuni impianti nucleari francesi) ha registrato una contrazione nei mesi di aprile e maggio (rispettivamente 42,8 €/MWh e 43,0 €/MWh) per poi risalire nel mese di giugno attestandosi a 48,9 €/MWh. Quotazioni medie in rialzo anche per il prezzo nelle ore di alto carico (+40,4% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 57,4 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un aumento del 36,5% attestandosi a 47,7 €/MWh. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi di PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 50 €/MWh.

Gas Naturale

Nel primo semestre 2017 la domanda di gas naturale in Italia è aumentata del 9,6% rispetto al medesimo periodo del 2016, attestandosi a 39.154 Mmc (fonte: Snam Rete Gas).

La ripresa ha interessato prevalentemente i consumi del settore termoelettrico, che si attestano a 12.180 Mmc ed evidenziano un incremento del 20,0% rispetto al primo semestre 2016, beneficiando dell'incremento della domanda di elettricità e della contestuale contrazione della produzione idroelettrica a causa della ridotta idraulicità. I consumi del settore industriale con-

fermano la fase di ripresa e si attestano a 7.218 Mmc, evidenziando un incremento del 6,2% rispetto al primo semestre 2016. Risultano in crescita anche i consumi del settore residenziale e commerciale nella media del primo semestre 2017 (+4,1%), nonostante un lieve rallentamento nel mese di giugno (-3,8% rispetto a giugno 2016).

Dal lato dell'offerta prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale che si portano a 35.450 Mmc (+13,0% rispetto allo stesso periodo del 2016), mentre la produzione nazionale risulta in flessione del 4,9%. L'*import* ha rappresentato circa il 93,2% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte. Analizzando l'*import* per punto d'ingresso, si evidenzia una decisa frenata per il gas algerino, compensata da un balzo degli apporti dal Nord Europa e dalla Russia.

Per quanto concerne le quotazioni, il prezzo del gas al TTF per il primo semestre 2017 è stato pari a 17,0 €/MWh, in aumento del 31,1% rispetto al primo semestre 2016.

Il prezzo del gas al PSV ha evidenziato nel semestre un *trend* discordante che partendo dai valori elevati del mese di gennaio pari a 22,8 €/MWh (a causa delle condizioni atmosferiche rigide in tutta Europa), ha registrato una contrazione nel mese di marzo portandosi a 17,8 €/MWh per poi risalire lievemente nel secondo trimestre dell'anno ed attestandosi in media a 18,1 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV per il primo semestre 2017 è stato pari a 19,3 €/MWh, in aumento del 32,1% rispetto al primo semestre 2016. Per l'anno 2017 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 19 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF, per il periodo in esame, pari a 2,2 €/MWh, in rialzo rispetto al differenziale del primo semestre 2016 (1,6 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare per l'anno 2017 uno spread strutturale rispetto al TTF, prospettandosi in media a circa 2,6 €/MWh e rivelando un mercato corto e dipendente dall'*import* dal Nord ed Est Europa. Per gli anni 2017 e 2018 l'attesa è di una riconferma di *spread* superiori a 2 €/MWh (fonte: Ref).

Risultati per
settore di attività

Risultati per settore di attività

I settori di attività in cui opera il Gruppo A2A sono riconducibili alle seguenti “*Business Units*”:

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della *Business Unit* Generazione e *Trading* è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione⁽¹⁾ del Gruppo. Il comparto “Generazione” ha lo specifico obiettivo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M). Il comparto “*Trading*” ha invece il compito di massimizzare il profitto derivante dalla gestione del portafoglio energetico attraverso l'attività di compravendita di energia elettrica, di combustibili (gassosi e non gassosi) e di titoli ambientali sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri. Rientra nell'ambito della *Business Unit* anche l'attività di *trading* sui mercati nazionali ed esteri di tutte le *commodities* energetiche (gas, energia elettrica, titoli ambientali).

Business Unit Commerciale

L'attività della *Business Unit* Commerciale è finalizzata alla vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela.

Business Unit Ambiente

L'attività della *Business Unit* Ambiente è relativa alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia.

In particolare, l'attività di raccolta e spazzamento si riferisce prevalentemente alla pulizia delle strade e al prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione.

Il trattamento dei rifiuti, invece, costituisce l'attività svolta in centri dedicati per la trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia.

Infine, l'attività di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica assicura l'eventuale recupero energetico mediante la termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

(1) Potenza installata complessivamente pari a 8,8 GW.

Business Unit Reti e Calore

L'attività della *Business Unit* Reti e Calore riguarda prevalentemente la gestione tecnico-operativa delle reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale e la gestione dell'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). Inoltre è finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì comprese le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore), all'illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Business Unit Estero

La *Business Unit* Estero comprende nel periodo in esame le attività svolte dalla partecipata Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić (EPCG)⁽²⁾ in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica.

A2A Smart City

La società è l'operatore di riferimento, all'interno del Gruppo A2A, per la fornitura di servizi di telecomunicazione. In particolare, fornisce servizi inerenti la gestione di linee di fonia fissa e mobile e di linee di trasmissione dati, nonché servizi legati alla gestione e sviluppo delle infrastrutture a supporto delle comunicazioni. A2A Smart City è, inoltre, un operatore di rilievo anche nella realizzazione e gestione dei sistemi di videosorveglianza e controllo degli accessi.

Corporate

I servizi di *Corporate* comprendono le attività di guida, indirizzo strategico, coordinamento e controllo della gestione industriale, nonché i servizi a supporto del *business* e delle attività operative (esempio: servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione etc.) i cui costi, al netto di quanto riaddebitato per competenza alle singole *Business Units* in base ai servizi resi, rimangono in carico alla *Corporate*.

(2) Potenza installata complessivamente pari a 0,9 GW.

Business Unit Generazione e Trading

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit* Generazione e Trading.

Dati quantitativi - Settore energia elettrica

GWh	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
FONTI				
Produzioni nette	6.415	5.985	430	7,2%
- produzione termoelettrica	4.775	3.722	1.053	28,3%
- produzione idroelettrica	1.640	2.262	(622)	(27,5%)
- produzione fotovoltaica	-	1	(1)	(100,0%)
Acquisti	24.742	21.494	3.248	15,1%
- borsa	4.149	4.847	(698)	(14,4%)
- grossisti	1.731	1.863	(132)	(7,1%)
- portafoglio di Trading/Service	18.862	14.784	4.078	27,6%
TOTALE FONTI	31.157	27.479	3.678	13,4%
USI				
Vendite a Retailer del Gruppo	2.994	3.041	(47)	(1,5%)
Vendite ad altri grossisti	3.387	3.122	265	8,5%
Vendite in borsa	5.914	6.532	(618)	(9,5%)
Portafoglio di Trading/Service	18.862	14.784	4.078	27,6%
TOTALE USI	31.157	27.479	3.678	13,4%

I dati relativi alle vendite sono riportati al lordo delle perdite.

Nel primo semestre 2017 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 6.415 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 24.742 GWh, per una disponibilità complessiva di 31.157 GWh.

La produzione termoelettrica risulta in incremento rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente, principalmente per le maggiori quantità prodotte dagli impianti a ciclo combinato in seguito al fermo degli impianti nucleari in Francia e alle temperature elevate registrate nel mese di giugno dell'anno in corso. Tale incremento è stato parzialmente compensato dal calo della produzione idroelettrica per effetto delle scarse precipitazioni che hanno caratterizzato

il primo semestre dell'anno in corso, dalle minori quantità prodotte dall'impianto di Monfalcone per manutenzioni programmate ad aprile, effettuate in anticipo rispetto all'anno scorso, e dalle minori produzioni degli impianti di San Filippo del Mela, derivanti dalla diminuzione del fabbisogno di energia elettrica registrato in Sicilia rispetto al primo semestre del 2016. Il cavo di collegamento tra la Sicilia e il resto dell'Italia infatti è entrato in esercizio solo a partire dal 28 maggio dello scorso anno.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 24.742 GWh (21.494 GWh al 30 giugno 2016): i minori acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso e in borsa sono stati compensati dalle maggiori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nel periodo in esame si sono registrate maggiori vendite sui mercati all'ingrosso (+8,5%), nonché minori vendite in Borsa (-9,5%) e alla *Business Unit Commerciale* (-1,5%).

Le quantità di energia elettrica intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano un incremento del 27,6%.

Complessivamente nel periodo in esame le vendite di energia elettrica della *Business Unit Generazione e Trading* si sono attestate a 31.157 GWh (27.479 GWh al 30 giugno 2016).

Dati quantitativi - Settore gas

Milioni di mc	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
FONTI				
Approvvigionamenti	1.858	1.252	606	48,4%
Prelievi da magazzino	39	97	(58)	(59,8%)
Autoconsumi/GNC	(7)	(6)	(1)	16,7%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	1.936	1.524	412	27,0%
TOTALE FONTI	3.826	2.867	959	33,4%
USI				
Usi <i>Business Unit Commerciale</i>	717	679	38	5,6%
Usi termoelettrici	742	393	349	88,8%
Usi <i>Business Unit Calore e Ambiente</i>	56	48	8	16,7%
Grossisti	375	223	152	68,2%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	1.936	1.524	412	27,0%
TOTALE USI	3.826	2.867	959	33,4%

Le quantità sono espresse a mc *standard* riportati al PCS di 38100 MJ alla riconsegna.

Nel primo semestre del 2017 i volumi di gas venduti si attestano a 3.826 milioni di metri cubi, in aumento del 33,4% rispetto allo stesso periodo del 2016 (2.867 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas gestiti dal Portafoglio di *Trading* (+412 milioni di metri cubi) a seguito di un incremento delle attività di intermediazione, i volumi venduti

per usi termoelettrici (+88,8%), i volumi venduti ai grossisti (+68,2%), nonché i volumi di gas venduti alla *Business Unit Commerciale* (+5,6%),

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	1.533	1.225	308	25,1%
Margine Operativo Lordo	186	170	16	9,4%
% su Ricavi	12,1%	13,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(71)	(100)	29	(29,0%)
Risultato Operativo Netto	115	70	45	64,3%
% su Ricavi	7,5%	5,7%		
Investimenti	11	8	3	37,5%
FTE	1.110	1.135	(25)	(2,2%)
Costo del personale	44	47	(3)	(6,4%)

I ricavi si sono attestati a 1.533 milioni di euro, in aumento di 308 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente, sostanzialmente per le maggiori vendite di elettricità e gas intermedie nei mercati all’ingrosso e per l’andamento favorevole dello scenario energetico, che ha determinato un incremento dei prezzi *spot*, oltre che *forward*.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* è risultato pari a 186 milioni di euro, in incremento di 16 milioni di euro rispetto al primo semestre dell’anno precedente.

Al netto di partite non ricorrenti - in riduzione di circa 13 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016 - il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* risulta in aumento di circa 29 milioni di euro. L’aumento della domanda sul mercato domestico, favorita nei primi mesi dell’anno dalla contrazione delle quantità importate dalla Francia (sia per il fermo di alcuni impianti nucleari che per il notevole abbassamento delle temperature nella prima metà di gennaio) e nel mese di giugno 2017 dall’eccezionale ondata di caldo, ha determinato una notevole crescita dei prezzi dell’elettricità, sia sull’MGP che sul mercato del dispacciamento. Tale scenario ha favorito tutti gli impianti del Gruppo, in particolare quelli a gas - CCGT - che hanno registrato una marginalità in forte crescita, penalizzando però il mercato a termine relativamente alle vendite *forward*. Inoltre, ha contribuito all’ottima *performance* della *Business Unit Generazione e Trading* la crescita del margine del portafoglio gas grazie all’efficacia delle politiche di approvvigionamento. Hanno invece contribuito negativamente la minore produzione idroelettrica per la scarsa idraulicità che ha caratterizzato il primo semestre 2017, i minori ricavi da *feed-in tariff* soprattutto riconducibili agli impianti della Valtellina, nonché il differente assetto del regime di essenzialità riconosciuto all’impianto di San Filippo del Mela.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 71 milioni di euro (100 milioni di euro al 30 giugno 2016). La riduzione, pari a 29 milioni di euro, è prevalentemente attribuibile ai minori ammortamenti relativi alla centrale di Monfalcone a seguito della svalutazione dell'impianto avvenuta a fine 2016, ai minori accantonamenti per rischi effettuati a copertura di oneri contrattuali, nonché ai rilasci dei fondi fiscali sulle centrali di Udine e Mese avvenuti nel primo semestre del 2017, per cause concluse definitivamente.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 115 milioni di euro (70 milioni di euro nel primo semestre dell'esercizio 2016).

Nel periodo in esame gli Investimenti sono risultati pari a circa 11 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Calabria e della Valtellina per circa 4 milioni di euro e presso gli impianti termoelettrici di Monfalcone, Gissi, Chivasso e Piacenza per circa 7 milioni di euro.

Nel primo semestre del 2017 si è registrata una riduzione di 25 FTE rispetto allo stesso periodo del 2016: al netto del contributo di LGH per circa 29 FTE la riduzione di 54 FTE nel primo semestre dell'anno in corso rispetto allo stesso periodo del 2016, è principalmente riconducibile al piano di efficientamento del comparto generazione.

Business Unit Commerciale

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Commerciale.

Dati quantitativi

	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Vendite energia elettrica				
Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	2.999	2.973	26	0,9%
Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	928	1.016	(88)	(8,7%)
Totale vendite energia elettrica (GWh)	3.927	3.989	(62)	(1,6%)

	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
POD energia elettrica puntuali al 30 06				
POD energia elettrica Mercato Libero (#/1000)	397	264	133	50%
POD energia elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	653	697	(44)	(6%)
Totale POD energia elettrica (#/1000)	1.050	961	89	9%

	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Vendite gas				
Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	552	373	179	48,0%
Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	353	291	62	21,3%
Totale vendite gas (Mmc)	905	664	241	36,3%

	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
PDR gas puntuali al 30 06				
PDR gas Mercato Libero (#/1000)	405	235	170	72%
PDR gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	890	849	41	5%
Totale PDR gas (#/1000)	1.295	1.084	211	19%

Le quantità di vendita sono esposte al lordo delle perdite.

Nel periodo in esame, la *Business Unit Commerciale* ha registrato 3.927 GWh di vendite di energia elettrica (-1,6% rispetto al primo semestre del 2016) e 905 milioni di metri cubi di vendite gas (+36,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

La riduzione nel settore elettrico è riconducibile prevalentemente alle minori quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela, a seguito del loro passaggio nel mercato libero, e verso i grandi clienti, in parte compensata dall'aumento delle vendite alla clientela diffusa e dall'apporto di LGH.

La crescita nel settore gas è attribuibile prevalentemente ad un maggior numero di punti di riconsegna serviti sul mercato libero e ai maggiori volumi venduti ai grandi clienti, nonché all'apporto del Gruppo LGH.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	794	669	125	18,7%
Margine Operativo Lordo	77	73	4	5,5%
% su Ricavi	9,7%	10,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(10)	(9)	(1)	11,1%
Risultato Operativo Netto	67	64	3	4,7%
% su Ricavi	8,4%	9,6%		
Investimenti	3	2	1	50,0%
FTE	580	467	113	24,2%
Costo del personale	17	12	5	41,7%

I ricavi si sono attestati a 794 milioni di euro (669 milioni di euro al 30 giugno 2016), in crescita del 18,7%: al netto dell'apporto del Gruppo LGH pari a 139 milioni di euro, si registra una diminuzione dei ricavi legata in prevalenza alle minori quantità di energia elettrica vendute ai grandi clienti rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 77 milioni di euro, in crescita di 4 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016, sia grazie all'apporto derivante dal margine del comparto gas per i maggiori volumi venduti, sia grazie al contributo del consolidamento del Gruppo LGH. Tale incremento è stato parzialmente riassorbito dalla minore marginalità registrata nel comparto elettrico relativamente alle vendite ai grandi clienti, riconducibile prevalentemente al maggior costo per sbilanciamenti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 10 milioni di euro (9 milioni di euro nel primo semestre del 2016).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 67 milioni di euro (64 milioni di euro nello stesso periodo dell'esercizio precedente).

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit Commerciale* si sono attestati a circa 3 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente sviluppi ed interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* a supporto delle attività di *marketing* e di fatturazione.

Nel primo semestre del 2017 si è registrato un incremento di 113 FTE rispetto allo stesso periodo del 2016: al netto del contributo di LGH per circa 91 FTE, l'aumento di 22 FTE è principalmente riconducibile a nuovi ingressi finalizzati al mantenimento dei livelli di servizio nell'area *Contact Center* e al potenziamento dell'area *Marketing* e Vendite.

Business Unit Ambiente

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Ambiente*.

Dati quantitativi

	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Rifiuti raccolti (Kton)	800	678	122	18,0%
Residenti serviti (#/1000)	3.562	2.859	703	24,6%
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.763	1.224	539	44,0%
Energia elettrica venduta (GWh)	923	825	98	11,9%
Calore ceduto (GWh)*	751	692	59	8,5%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel primo semestre del 2017 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 800 migliaia di tonnellate, risultano in crescita (+18%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Al netto dei rifiuti raccolti relativi al Gruppo LGH (133 migliaia di tonnellate), le quantità risultano sostanzialmente in linea. Anche le quantità di rifiuti smaltiti, pari a 1,8 milioni di tonnellate al 30 giugno 2017, evidenziano un incremento (+539 migliaia di tonnellate) rispetto al primo semestre 2016: oltre alle maggiori quantità derivanti dal consolidamento del Gruppo LGH (366 migliaia di tonnellate), si registrano maggiori smaltimenti presso gli impianti di trattamento delle nuove società acquisite dal Gruppo A2A nel secondo semestre del 2016.

Le quantità di energia elettrica vendute sono risultate in crescita di 98 GWh rispetto al primo semestre del 2016, grazie al contributo del Gruppo LGH (+108 GWh) e anche la produzione di calore è risultata in crescita (+59 GWh termici) sia grazie al contributo del Gruppo LGH (+42 GWh) sia per effetto delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	496	403	93	23,1%
Margine Operativo Lordo	137	119	18	15,1%
% su Ricavi	27,6%	29,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(44)	(41)	(3)	7,3%
Risultato Operativo Netto	93	78	15	19,2%
% su Ricavi	18,8%	19,4%		
Investimenti	42	28	14	50,0%
FTE	5.685	4.827	858	17,8%
Costo del personale	152	130	22	16,9%

Nel corso del primo semestre dell'anno la *Business Unit* ha registrato ricavi per 496 milioni di euro (403 milioni di euro al 30 giugno 2016), in crescita di 93 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente, prevalentemente per il consolidamento delle società di nuova acquisizione.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 137 milioni di euro, in crescita di 18 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Alla crescita della marginalità del periodo in esame ha contribuito il comparto di smaltimento e trattamento rifiuti, in particolare:

- i risultati del Gruppo LGH e delle nuove società acquisite RI.ECO-RESMAL;
- la buona *performance* dell'attività di smaltimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, riconducibile principalmente alla positiva dinamica dei prezzi;
- i maggiori conferimenti presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona. L'attività, sospesa nel corso del 2016, per analisi ambientali sulla falda acquifera, è ripresa a seguito della decisione da parte dell'Arpa di escludere la discarica dal perimetro dell'area di bonifica.

Sostanzialmente in linea, invece, il comparto della raccolta grazie soprattutto al contributo del Gruppo LGH che nel periodo in esame ha registrato in questo segmento un Margine Operativo Lordo pari a 3 milioni di euro.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 44 milioni di euro (41 milioni di euro nel primo semestre 2016).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 93 milioni di euro (78 milioni di euro nel primo semestre del 2016).

Gli Investimenti del periodo si sono attestati a 42 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (14 milioni

di euro), degli impianti di trattamento e discariche (7 milioni di euro), l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta principalmente in seguito all'aggiudicazione delle gare per la gestione di nuovi Comuni (13 milioni di euro), nonché l'acquisizione delle quote detenute da terzi della società MF Waste (4 milioni di euro) e della società Green Ambiente (1 milione di euro).

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+651 FTE), si registra un incremento di 207 FTE, riconducibile a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto per circa 278 FTE (vincita di nuove gare per la raccolta e l'igiene urbana e acquisizione delle nuove società attive nel comparto della raccolta nel corso del 2016), parzialmente compensate da una riduzione di 71 FTE, riconducibile principalmente al piano di efficientamento del comparto raccolta e alla cessione di risorse per il trasferimento di attività all'interno del Gruppo.

Business Unit Reti e Calore

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Reti e Calore.

Dati quantitativi - Reti

	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Energia elettrica distribuita (GWh)	5.773	5.466	307	5,6%
Gas distribuito (Mmc)	1.410	1.039	371	35,7%
Gas trasportato (Mmc)	201	195	6	3,1%
Acqua distribuita (Mmc)	33	31	2	6,5%
RAB energia elettrica (M€) ⁽¹⁾	645	608	37	6,1%
RAB gas (M€) ⁽²⁾	1.160	971	189	19,5%

(1) Stime A2A.

(2) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

L'energia elettrica distribuita è risultata pari a 5,8 TWh, in aumento (+5,6%) rispetto al primo semestre 2016 per le alte temperature registrate nel mese di giugno e per l'apporto di LGH. Le quantità di gas distribuito si sono attestate a 1.410 Mmc, in crescita del 35,7% (1.039 Mmc al 30 giugno 2016), principalmente per il contributo del Gruppo LGH. L'acqua distribuita è risultata pari a 33 Mmc, in crescita del 6,5% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Dati quantitativi - Calore

<i>GWh</i>	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
FONTI				
Impianti di:	757	613	144	23,5%
- Lamarmora	281	258	23	8,9%
- Famagosta	55	59	(4)	(6,8%)
- Tecnocity	38	42	(4)	(9,5%)
- Altri impianti	383	254	129	50,8%
Acquisti da:	1.005	915	90	9,8%
- Terzi	243	211	32	15,2%
- Altre <i>Business Units</i>	762	704	58	8,2%
TOTALE FONTI	1.762	1.528	234	15,3%
USI				
Vendite ai clienti finali	1.552	1.332	220	16,5%
Perdite di distribuzione	210	196	14	7,1%
TOTALE USI	1.762	1.528	234	15,3%

Note:
- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla *Business Unit Ambiente*.

Le vendite di calore della *Business Unit* si sono attestate a 1.762 GWh, in aumento del 15,3% rispetto al primo semestre del 2016 grazie sia al contributo del Gruppo LGH sia alle maggiori quantità di vendita derivanti dallo sviluppo commerciale.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	570	499	71	14,2%
Margine Operativo Lordo	245	227	18	7,9%
% su Ricavi	43,0%	45,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(70)	(60)	(10)	16,7%
Risultato Operativo Netto	175	167	8	4,8%
% su Ricavi	30,7%	33,5%		
Investimenti	98	78	20	25,6%
FTE	2.388	2.182	206	9,4%
Costo del personale	56	53	3	5,7%

I ricavi della *Business Unit Reti e Calore* nel primo semestre del 2017 si sono attestati a 570 milioni di euro (499 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Tale andamento risente, oltre che del consolidamento del Gruppo LGH per un importo pari a 54 milioni di euro e dell’apporto della nuova società specializzata nell’efficienza energetica e acquisita nel 2016 (Consul System) per un importo pari a 30 milioni di euro, anche dei maggiori

ricavi legati all'annullamento dell'obbligo relativi ai certificati bianchi. Tali apporti positivi sono stati in parte controbilanciati dalla presenza nel primo semestre 2016 di partite tariffarie pregresse di 51,4 milioni di euro riconosciute ad A2A Ciclo Idrico S.p.A..

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti e Calore* è risultato pari a 245 milioni di euro, in crescita di 18 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2016.

Al netto di partite di reddito non ricorrenti (-16 milioni di euro) che hanno riguardato sia il primo semestre 2017 (35 milioni di euro, di cui 30 milioni di euro di titoli di efficienza energetica riconosciuti per progetti effettuati negli anni precedenti) sia il semestre dello stesso periodo dell'anno precedente (51 milioni di euro, principalmente per il riconoscimento ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. di aumenti tariffari per gli esercizi 2007-2011), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti e Calore* risulta in crescita di 34 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2016.

Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- consolidamento di LGH (da agosto 2016) per 14 milioni di euro;
- apporto per 3 milioni di euro di Consul System, società specializzata nell'efficienza energetica acquisita nell'ottobre del 2016;
- maggiori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 5 milioni di euro riconducibili in prevalenza alle maggiori quantità di calore venduto sia per lo sviluppo commerciale sia per le basse temperature registrate alla fine della stagione termica 2016/2017 e ad uno scenario più favorevole (prezzi del calore correlati al prezzo crescente del gas e incremento dei prezzi di energia elettrica da cogenerazione);
- maggiori ricavi per l'ottimizzazione sul portafoglio dei certificati bianchi per 4 milioni di euro;
- incremento della marginalità relativa al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 3 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 70 milioni di euro (60 milioni di euro nello stesso periodo dell'anno precedente). L'incremento di 10 milioni di euro è prevalentemente riconducibile al contributo di LGH (complessivamente pari a 7 milioni di euro).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 175 milioni di euro (167 milioni di euro nei primi sei mesi del 2016).

Gli Investimenti nel periodo in esame sono risultati pari a 98 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché inter-

venti di mantenimento e potenziamento degli impianti primari (31 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo LGH);

- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori e *smart meter* gas (32 milioni di euro, di cui 6 milioni di euro relativi al Gruppo LGH);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (17 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti *led* nei Comuni gestiti (1 milione di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 17 milioni di euro (di cui 5 milioni di euro relativi al Gruppo LGH).

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+244 FTE), si registra nel primo semestre del 2017 una riduzione di 38 FTE, riconducibile all'effetto del piano di mobilità attivato alla fine dell'esercizio precedente, parzialmente compensato dal contributo delle società Consul System e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A..

Business Unit Estero

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Estero*. Nel periodo in esame, la *Business Unit Estero* coincide con EPCG, per la quale si riportano i dati quantitativi ed economici.

Dati quantitativi - Produzione e Vendita Energia Elettrica

GWh	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
FONTI				
Produzioni	984	1.494	(510)	(34,1%)
- produzione termoelettrica	496	412	84	20,4%
- produzione idroelettrica	488	1.082	(594)	(54,9%)
Import e altre fonti	740	395	345	87,3%
- import	673	348	325	93,4%
- altre fonti	67	47	20	42,6%
TOTALE FONTI	1.724	1.889	(165)	(8,7%)
USI				
Consumi mercato domestico	1.240	1.160	80	6,9%
Perdite di distribuzione	204	205	(1)	(0,5%)
Perdite di trasmissione	-	69	(69)	(100,0%)
Altri usi	24	14	10	71,4%
Export	256	441	(185)	(42,0%)
TOTALE USI	1.724	1.889	(165)	(8,7%)

Nel primo semestre del 2017 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 1.724 GWh (1.889 GWh al 30 giugno 2016).

Alla copertura del fabbisogno hanno contribuito l'incremento dell'*import* (+93%) e la maggiore produzione termoelettrica (496 GWh nel periodo in esame, in incremento del 20% rispetto al primo semestre del 2016), che hanno compensato la minore produzione da fonte idroelettrica (488 GWh, in riduzione del 55% rispetto al primo semestre del 2016).

Le vendite di energia elettrica del gruppo EPCG sul mercato domestico si sono attestate complessivamente a 1.240 GWh in incremento del 6,9% rispetto al primo semestre dell'anno pre-

cedente, mentre le quantità esportate risultano pari a 256 GWh, in riduzione del 42% rispetto al primo semestre del 2016.

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

<i>GWh</i>	30 06 2017	30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Energia elettrica distribuita*	1.101	1.044	57	5,5%

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione.

Nel periodo in esame, inoltre, l'energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione montenegrina, è risultata pari a 1.101 GWh (in aumento del 5,5% rispetto al 30 giugno 2016).

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	114	111	3	2,7%
Margine Operativo Lordo	12	35	(23)	(65,7%)
% su Ricavi	10,5%	31,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(76)	(15)	(61)	n.s.
Risultato Operativo Netto	(64)	20	(84)	n.s.
% su Ricavi	(56,1%)	18,0%		
Investimenti	4	10	(6)	(60,0%)
FTE	2.353	2.388	(35)	(1,5%)
Costo del personale	21	22	(1)	(4,5%)

I ricavi si sono attestati a 114 milioni di euro (111 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 12 milioni di euro, in riduzione di 23 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La minore produzione idroelettrica determinata dalla scarsa idraulicità che ha caratterizzato il primo semestre 2017 e l'aumento dei consumi a seguito delle temperature particolarmente rigide del primo bimestre 2017, hanno determinato un brusco ed eccezionale aumento dei prezzi di energia elettrica nella regione e conseguentemente un maggior costo dell'*import*, necessario per soddisfare il fabbisogno interno.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 76 milioni di euro in aumento di 61 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente: tale variazione è attribuibile principalmente alla rilevazione nel primo semestre 2017 di svalutazioni degli *assets* per complessivi 60 milioni di euro.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è negativo per 64 milioni di euro (positivo per 20 milioni di euro nei primi sei mesi dell'esercizio 2016).

Gli Investimenti, pari a circa 4 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori telegestiti (2 milioni di euro), ad interventi di manutenzione della rete primaria e secondaria di distribuzione (1 milione di euro), nonché ad interventi di manutenzione sull'impianto termoelettrico di Pljevlja e sugli impianti idroelettrici di Perucica e Piva (complessivamente circa 1 milione di euro).

A2A Smart City

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	12	13	(1)	(7,7%)
Margine Operativo Lordo	3	3	-	-
% su Ricavi	25,0%	23,1%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(1)	(1)	-	-
Risultato Operativo Netto	2	2	-	-
% su Ricavi	16,7%	15,4%		
Investimenti	4	1	3	n.s.
FTE	74	70	4	5,7%
Costo del personale	2	2	-	-

Nel primo semestre del 2017, i ricavi della società A2A Smart City sono risultati pari a 12 milioni di euro in riduzione di 1 milione di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, per i minori ricavi legati all'attività di videosorveglianza per il Comune di Milano.

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 3 milioni di euro in linea rispetto al primo semestre 2016.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 1 milione di euro, in linea con il primo semestre dell'anno precedente.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto risulta 2 milioni di euro, in linea con il primo semestre dell'anno precedente.

Gli Investimenti del periodo, pari a 4 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sulle reti di telecomunicazione.

Nel primo semestre del 2017 si è registrato un incremento di 4 FTE rispetto allo stesso periodo del 2016.

Corporate

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 30 06 2016	Variazioni	% 2017/2016
Ricavi	96	76	20	26,3%
Margine Operativo Lordo	(11)	(13)	2	(15,4%)
% su Ricavi	(11,5%)	(17,1%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(8)	(8)	-	-
Risultato Operativo Netto	(19)	(21)	2	(9,5%)
% su Ricavi	(19,8%)	(27,6%)		
Investimenti	9	3	6	n.s.
FTE	1.206	934	272	29,1%
Costo del personale	55	45	10	22,2%

Nel primo semestre del 2017, i ricavi della *Corporate* sono risultati pari a 96 milioni di euro in crescita di 20 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente a seguito del consolidamento di LGH (15 milioni di euro).

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 11 milioni di euro ma complessivamente in crescita di 2 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2016.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 8 milioni di euro, in linea con il primo semestre dell'anno precedente.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 19 milioni di euro (negativo per 21 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Gli Investimenti del periodo, pari a 9 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi.

Al netto del consolidamento del Gruppo LGH (+206 FTE), si registra un incremento di 66 FTE della *Business Unit*, riconducibile a inserimenti di risorse per il trasferimento di attività da altre *Business Units* del Gruppo e al potenziamento dell'attività di *information technology*.

Rischi e incertezze

Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di *assessment* e *reporting* dei rischi ispirato alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management* del *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (CoSO report), alle *best practice* in ambito *Risk Management* ed in *compliance* con il Codice di Autodisciplina dalla Consob, che recita: "...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi...".

286

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-*business* e del settore di appartenenza. Tale modello non è un riferimento statico ma è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di *assessment* che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei *risk owner* quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto ed il coordinamento della struttura organizzativa di *Group Risk Management* attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati: da un lato mira ad evolvere ulteriormente l'*assessment* rischi con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale evoluzione è svolta in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del *Management* e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito da *Group Risk Management*.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

Si segnala che, in termini di maggior impatto stimato sul Gruppo, le principali tipologie di rischio risultano essere, in ordine di importanza:

- cambiamenti normativi e regolatori;
- scenario energetico;
- contesto economico e sociale;
- *Business Interruption*;
- variazioni climatiche.

Rischio cambiamenti normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e il gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come l'attività di *energy management*, *trading* e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo e regolatorio al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (Ministero dello Sviluppo Economico, Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni) e con gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Per affrontare tali problematiche, nel corso del 2015, il vertice aziendale ha costituito una apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Mercato", a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il *business* e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola *compliance* (o *litigation*).

Da gennaio 2017 la struttura presidia anche il rischio regolatorio per Linea Group Holding, al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le *Business Units* non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

È stato altresì costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e dall'Amministratore Delegato del Gruppo, oltre che dal Responsabile Relazioni Istituzionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Mercato. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle *Business Units* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità normative e regolatorie, assumere una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicolarle agli *stakeholders* di riferimento.

Affari Regolatori e Mercato ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. *Regulatory Review* prodotta trimestralmente), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulla società.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano la durata e le condizioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione;
- le gare inerenti l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la riforma del servizio idrico integrato non solo dal punto di vista tariffario ma anche per gli aspetti di qualità del servizio, misura e *unbundling*;
- le previsioni normative in materia di abbandono dei regimi di tutela per i clienti dei settori elettrico e del gas;
- l'implementazione della disciplina del *capacity market* e la gestione degli impianti in conservazione;
- il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi e gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti all'avvio della regolazione del settore da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico.

Rischio scenario energetico (rischio prezzo *commodities*)

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) nonché del tasso di cambio ad esse associato. Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle *commodities*, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi della società.

Il Gruppo ha approvato una *Energy Risk Policy* che disciplina le modalità con cui viene monitorato e gestito il rischio *commodity* ovvero il massimo livello di variabilità cui il risultato è esposto con riferimento all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

In coerenza con quanto previsto dalla *Policy*, vengono annualmente definiti ed approvati dal CdA i limiti di rischio *commodity* del Gruppo.

Il rischio di mercato viene gestito monitorando costantemente l'esposizione netta totale del portafoglio di Gruppo ed agendo sui fattori che ne condizionano maggiormente l'andamento. Vengono definite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti, tipicamente tramite coperture a 12 mesi e parzialmente a 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di *asset* e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle *commodities*.

Rischio di contesto economico e sociale

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei paesi in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo, compromettendone i risultati e le prospettive ed impedendo l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate. Inoltre le attività operative di siti ed infrastrutture, la loro redditività, l'attuazione dei programmi di adeguamento o conversione di alcuni impianti piuttosto che di crescita in alcuni ambiti di *business*, pianificati dal Gruppo, potrebbero essere ostacolati per effetto di possibili azioni promosse da alcuni portatori di interesse, non favorevoli alla presenza dei siti o per effetto di una negativa percezione delle attività del Gruppo sui territori serviti.

In considerazione del contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione con particolare riferimento a quelli termoelettrici, sebbene si sia assistito ad un graduale miglioramento del bilanciamento del rapporto domanda/offerta di energia, si evidenzia come, nel Gruppo A2A, siano ulteriormente avanzate attività e progetti mirati a garantire flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano richiesti alle unità di produzione. Tra questi, in particolare, la programmazione di investimenti di flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato, l'ammodernamento di impianti e macchinari, la ricontrattazione dei contratti di *service* con i costruttori delle macchine turbogas, programmi di riduzione dei costi strutturali.

Sempre nell'ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica, si segnala che il Gruppo pone particolare attenzione, attraverso un dialogo stabile e collaborativo, svolto per il tramite della struttura organizzativa Rapporti Istituzionali e Territoriali, con istituzioni, autorità e comunità locali, alle tematiche di rischio riguardanti i siti produttivi che utilizzano o hanno utilizzato combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, San Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta percezione degli impianti nonché a perseguire la possibilità di una futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione secondo tecnologie innovative e all'avanguardia.

Con riferimento alla futura realizzazione di nuovi impianti, all'ampliamento di quelli esistenti ovvero alla erogazione di nuovi servizi sui territori e, in particolare, agli impianti di termovalorizzazione, di recupero dei rifiuti e di depurazione dei reflui inseriti nel Piano Industria della società, si segnala che, anche per effetto di una non corretta percezione delle opere, potrebbero essere promosse forme di opposizione e protesta amplificate attraverso l'uso dei *social network*, con potenziali effetti sulla realizzazione e/o sui tempi di realizzazione dei programmi di sviluppo. A presidio della tematica, il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali e con gli Enti di riferimento, anche attraverso la partecipazione a dibattiti pubblici, apposite conferenze stampa e campagne di comunicazione e sensibilizzazione, nonché attraverso l'organizzazione dei forum *multi-stakeholder*, pensati per promuovere il dialogo con il territorio. Il forum nasce con lo scopo di identificare delle soluzioni che possano rispondere in modo mirato ed efficace alle esigenze e alle aspettative dei portatori di interesse e che consentano di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività svolte dalle società e dal Gruppo e dei servizi erogati sul territorio.

Inoltre si evidenzia come le società del Gruppo attive nella gestione del ciclo integrato dei rifiuti, della pulizia delle strade e altri servizi essenziali per l'ambiente, l'igiene e il decoro delle città pongano particolare attenzione alla prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti ovvero nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; il costante monitoraggio delle opportunità, una efficace ed efficiente gestione delle gare di appalto e l'aggiudicazione delle medesime rivestono un ruolo critico per mantenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi.

Si conferma, infine, la tematica collegata ai potenziali impatti sulla redditività dell'impianto di Acerra in esito a possibili criticità che dovessero emergere a valle della conclusione del regime tariffario CIP/6.

Un fattore di incertezza che non può essere ignorato per una corretta analisi del contesto economico e sociale è rappresentato dalla "Brexit": il 23 giugno 2016 il Regno Unito si è espresso, attraverso un referendum, per decidere se rimanere nell'Unione Europea. Più di 30 milioni di persone hanno votato e il 51,9% ha optato per il "leave". Il risultato del referendum britannico

ha sicuramente aumentato l'incertezza sulle prospettive economiche dell'Eurozona: mentre gli effetti di breve periodo, riferiti prevalentemente al commercio estero, dovrebbero essere contenuti, gli effetti di medio periodo saranno condizionati dalla natura dei futuri accordi tra il Regno Unito e l'Unione Europea.

I possibili effetti economici della "Brexit" sull'Unione Europea si potrebbero concretizzare in una maggiore volatilità dei mercati finanziari, in minori esportazioni verso la Gran Bretagna per effetto dell'indebolimento della sterlina sull'euro ma anche nel re-indirizzamento verso gli altri Paesi UE di quegli investimenti presumibilmente previsti in Gran Bretagna.

Nel medio periodo il FMI ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita dell'Eurozona e si stimano un ulteriore rallentamento dell'economia globale, timori per la sicurezza e per il settore finanziario. Sempre secondo il FMI la "Brexit" avrà un impatto negativo anche sulla ripresa italiana su cui già gravano l'elevato debito pubblico nonché i problemi del sistema bancario.

Ciò premesso, in considerazione dei *business* operati dal Gruppo A2A sul territorio nazionale e presso altri paesi UE ed extra-UE, non si ritiene che il Gruppo stesso sia esposto a particolari rischi derivanti dalla "Brexit".

Rischio paese

Il Gruppo A2A opera anche in Paesi Esteri caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi OCSE. A2A è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono produrre situazioni quali contrazione dell'attività economica, difficoltà finanziarie dei governi locali, elevati livelli di inflazione, forte svalutazione della valuta locale, cambiamenti imprevedibili degli scenari legislativi e regolatori fino ai rischi potenziali di nazionalizzazione e/o esproprio degli *assets* locali ovvero di inconvertibilità e/o intrasferibilità della moneta locale tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità del Gruppo di operare in condizioni economiche soddisfacenti e/o il valore degli *asset* A2A.

Con riferimento alla quota azionaria detenuta nella società elettrica montenegrina EPCG, il Gruppo A2A ha esercitato, in data 1° Luglio 2017, la *put option* di vendita sulla totalità delle azioni di proprietà A2A S.p.A. pari al 41,75% del capitale sociale di EPCG ad un prezzo concordato pari a 250 milioni di euro. La cessione avverrà in sette rate annuali, equivalenti, a partire dal mese di maggio 2018. Il Governo del Montenegro, controparte contrattuale dell'esercizio della *put option*, ha un merito creditizio, così come pubblicato dalle principali agenzie di *rating*, pari a B+.

Rischio di interruzioni di *business*

Il Gruppo gestisce siti produttivi e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, servizi di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio di erogazione di acqua potabile, ecc.) il cui malfunzionamento o danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare perdite economiche ed eventuali danni, anche di immagine, dovuti all'interruzione dei servizi erogati.

Tali rischi sono legati a diversi fattori che, per alcune tipologie di impianti, potrebbero essere influenzati dalle evoluzioni del contesto competitivo e dei mercati di riferimento. Sebbene i rischi di indisponibilità degli impianti e delle infrastrutture siano da ritenersi intrinseci al *business* e non del tutto eliminabili, il Gruppo pone in essere presso tutte le *Business Units* interessate strategie di mitigazione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento e/o finalizzate ad attenuarne gli eventuali impatti.

La salvaguardia degli impianti e delle infrastrutture del Gruppo prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento, in linea con le *best practices* di settore, di procedure di manutenzione volte ad identificare e prevenire potenziali criticità, anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato. Prevede, inoltre, la revisione periodica degli impianti e delle reti, la riprogettazione delle parti di impianto che nel corso del tempo hanno evidenziato problematiche strutturali, la condivisione delle esperienze operative tra i siti produttivi al fine di diffondere nel Gruppo le migliori e più innovative pratiche in ambito manutentivo, nonché l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico. È ampiamente diffuso l'utilizzo di strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici per il monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie oltre che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi. Il processo di integrazione fra i nuclei ingegneristici specializzati presenti nel Gruppo A2A ha portato ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi diagnostiche e di *performance* degli impianti.

È inoltre prevista la progressiva adozione, su tutti gli impianti del Gruppo, di *software* e sistemi avanzati per il rilievo di problematiche tecniche ed il calcolo del rendimento effettivo degli stessi, volti a permettere un approccio ulteriormente predittivo, rispetto al passato, per la programmazione ed esecuzione delle manutenzioni. La graduale adozione dei presidi sopra elencati è anche prevista nei casi di acquisizione di nuovi siti produttivi per favorirne l'allineamento agli standard di Gruppo.

Con riferimento alla *Business Unit Ambiente* sono in essere specifiche attività e sono installati strumenti di monitoraggio a prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento, trattamento e smaltimento dei rifiuti. In particolare, sono posti in

essere controlli specifici per individuare e gestire la eventuale presenza di sostanze non idonee all'interno dei rifiuti destinati alla termovalorizzazione, nonché impianti, sistemi e modalità operative specifiche di caricamento ed uscita dei materiali depositati presso i siti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti volti al contenimento del rischio di sviluppo di incendi. La stessa *Business Unit* sta inoltre attuando operazioni di ottimizzazione della gestione di alcuni siti a supporto dell'efficientamento dei processi di smaltimento. Inoltre si evidenzia come siano stati pianificati, e in parte conclusi, interventi di carattere strutturale su tutti gli impianti del Gruppo, ed in particolare sui grandi impianti di termovalorizzazione, finalizzati a garantirne una maggior affidabilità e prospettiva di esercibilità nel tempo; si citano ad esempio la realizzazione di linee elettriche di *backup*, la sostituzione di componenti termomeccaniche giunte al termine della loro vita tecnica, rinnovamenti di strutture mirati a contenere fenomeni di ammaloramento, manutenzioni straordinarie finalizzate anche all'incremento delle potenzialità termiche dei medesimi impianti, rinnovamenti di quei sistemi di controllo degli impianti che risultano tecnologicamente obsoleti. A mitigazione di possibili ripercussioni sull'immagine del Gruppo, dovute alla temporanea impossibilità di conferimento dei rifiuti, è prevista inoltre la possibilità di mutuo soccorso tra gli impianti del Gruppo ed il coordinamento centralizzato delle fermate programmate per manutenzione.

Con riferimento alla tematica dell'interruzione dei servizi di raccolta dei rifiuti e pulizia urbana nei territori dei comuni serviti dalle società del Gruppo causati da eventuali scioperi, sono in essere specifiche procedure gestionali e di programmazione per il recupero delle attività di raccolta o spazzamento finalizzate a ripristinare gli standard di qualità del servizio nei giorni immediatamente seguenti. Sono inoltre in essere disponibilità di mezzi tenuti a riserva per fronteggiare situazioni di emergenza, controllo e monitoraggio degli automezzi in servizio presso i territori serviti (anche con modalità *online* attraverso sala controllo dotata di strumentazione tecnica all'avanguardia), magazzini ricambi gestiti e strutturati onde fronteggiare i guasti statisticamente più ricorrenti.

Nell'ambito delle reti di trasporto e distribuzione dell'energia e del gas, si evidenzia come siano stati programmati ed avviati interventi mirati ad incrementare l'affidabilità dei servizi nonché a garantire la costante adeguatezza delle infrastrutture con l'evoluzione ed espansione dei contesti urbani e territoriali serviti dalle diverse società del Gruppo, quali ad esempio l'implementazione ed ampliamento dei sistemi di automazione e telecontrollo di stazioni e cabine e la realizzazione di nuove cabine per l'elettricità ed il gas. Nell'ambito dell'attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da particolari condizioni climatiche con potenziali rischi di natura reputazionale conseguenti a possibili interruzioni di erogazione del servizio. Per fare fronte a queste situazioni, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha pianificato ed avviato il potenziamento degli interventi di razionalizzazione della magliatura delle reti elettriche e piani straordinari di bonifica dei componenti ritenuti critici ai fini della continuità

dell'esercizio. Sono inoltre presenti ed attualmente oggetto di unificazione ed ottimizzazione, nell'ottica delle recenti evoluzioni organizzative, presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che, in occasione di fenomeni eccezionali e difficilmente prevedibili in termini di localizzazione degli stessi e di valutazione dei loro effetti, risultano maggiormente esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

Con riferimento a Linea Group Holding, acquisita nella seconda metà del 2016, le principali tematiche di rischio riguardano eventuali guasti sugli impianti di produzione di energia, nonché sulle cabine primarie e secondarie di trasformazione o sulla rete di distribuzione di elettricità che potrebbero portare a discontinuità rilevanti con conseguenti impatti in termini di immagine societaria. Per far fronte a tali rischi la società ha individuato le situazioni di maggior obsolescenza tecnica ed ha in corso investimenti per il rifacimento completo delle linee e dei gruppi di misura e di alcune ricevitrice sulla rete della città di Cremona.

Il Gruppo A2A è inoltre attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica "smartgrid", ovvero una rete "intelligente" con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta, riducendo il rischio di interruzioni. In particolare la *Business Unit* Reti e Calore è impegnata nello sviluppo delle nuove soluzioni per le cosiddette reti "smart", dove, attraverso l'introduzione di tecnologia digitale, si realizzano nuove funzionalità necessarie per gestire la crescente complessità derivante dalla diffusione delle fonti di generazione distribuita collegate alle reti in bassa tensione e per meglio rispondere alle richieste del Regolatore e alle attese dei clienti.

Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti. Sono inoltre allo studio interventi di potenziamento di quegli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento la cui capacità risulta maggiormente sfruttata, interventi di costruzione di nuove vie di trasporto del calore finalizzate al miglioramento dell'assetto strutturale della rete, attività di *revamping* di reti esistenti al fine di contenere fenomeni corrosivi, la realizzazione di nuove caldaie elettriche da tenere a riserva per far fronte alle punte di richiesta di calore da parte delle utenze servite, nonché la realizzazione di accumuli termici presso alcuni siti della società. Tali operazioni vengono integrate, in ambito di manutenzione della rete, da una costante analisi ingegneristica a supporto degli interventi di riparazione. Sono inoltre in corso di esecuzione interventi da realizzarsi nell'arco dei prossimi anni, mirati a garantire la continuità del servizio di teleriscaldamento per le situazioni di temporanea interruzione di conferimento di calore alla rete da parte dei termovalorizzatori del Gruppo.

Una tematica di rischio rilevante, e che risulta trasversale a tutti gli ambiti di *business* chiamati a gestire impianti ed infrastrutture, è quella relativa agli accessi fisici non autorizzati di personale

esterno al Gruppo che potrebbero ostacolare il corretto svolgimento delle attività di esercizio con potenziali ripercussioni sulla sicurezza del personale operativo, dei terzi non autorizzati, dei siti e dell'ambiente circostante nonché impatti di natura economica a fronte della necessità di dover interrompere le attività produttive. A mitigazione di tali possibili evenienze, si evidenzia come siano in fase di attuazione le attività di convergenza dei segnali, provenienti dai siti e infrastrutture delle società del Gruppo, presso la *Security Control Room* di A2A. Inoltre è stata recentemente emanata la *Security Policy* e sono vigenti procedure per disciplinare il controllo degli accessi agli impianti ed i servizi di vigilanza. Sono in fase di valutazione, ed in parte già realizzati, ulteriori interventi quali studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l'installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all'infrarosso. Le iniziative sopraelencate sono coordinate dalla struttura organizzativa *Group Security*, che è preposta alla gestione di tutti gli aspetti di *security* con l'obiettivo di garantire la protezione delle risorse umane e materiali, degli *assets* industriali e delle informazioni gestite dal Gruppo A2A.

Infine, per coprire i rischi residuali, il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Le condizioni contrattuali che caratterizzano tali polizze assicurative sono state oggetto di revisione in coerenza con le modalità di funzionamento degli impianti e con le condizioni dei mercati dell'energia.

Rischio variazioni climatiche

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento) erogati dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio la scarsità di precipitazioni ovvero temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa. Con riferimento alla *Business Unit* Generazione e *Trading*, scarse precipitazioni comporterebbero una minor disponibilità di risorse idriche rispetto a valori attesi (basati su stime di natura statistica). Per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, anche in presenza di periodi caratterizzati da particolare carenza, si evidenzia un presidio organizzativo costituito da unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio che di breve termine, degli impianti idroelettrici. Si segnala inoltre che la diversificazione del portafoglio di impianti del Gruppo A2A contribuisce naturalmente alla mitigazione di questo rischio laddove, in presenza di forti contrazioni della produzione idroelettrica, il fabbisogno energetico tende ad essere soddisfatto anche attraverso una maggiore produzione termoelettrica. Per quanto riguarda la *Business Unit* Reti e Calore e la *Business Unit* Commerciale, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento. Il presidio è costituito dalla

presenza di unità aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore; inoltre si evidenzia come siano allo studio nuove iniziative che consentano di approvvigionare potenza termica, da destinare alle utenze del teleriscaldamento a condizioni maggiormente economiche rispetto all'utilizzo del gas, tramite il recupero di calore da impianti ed infrastrutture del Gruppo e di terzi, quali depuratori, acquedotti e acciaierie.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse. Al fine di consentire una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo annualmente al 31 dicembre viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse. Nella sezione "Altre Informazioni/ Rischio di tasso di interesse" della Relazione finanziaria sono illustrati gli effetti sulla variazione del *fair value* dei derivati conseguente ad una variazione della curva *forward* dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischio credito

Il Rischio di Credito è connesso all'eventualità che una controparte, commerciale o di *trading*, sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure ed opportune azioni di mitigazione.

Il presidio di tale rischio viene effettuato sia dalla funzione di *Credit Management* allocata centralmente (e dalle corrispondenti funzioni delle società operative) che dall'Unità Organizzativa *Group Risk Management* che si occupa di supportare le società del Gruppo sia con riferimento alle attività commerciali che di *trading*.

Nello specifico, per quanto concerne le attività di *trading* ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Energy Risk Policy*, *Risk Management*, *Deal Life Cycle*), *Group Risk Management* sulla

base di sistemi proprietari valuta il *Rating* delle Controparti, definisce la Probabilità di *Default* e attribuisce la Massima Esposizione a Rischio, verificando sistematicamente il rispetto dei limiti di Rischio di Controparte.

Un ulteriore parametro oggetto di monitoraggio, che contribuisce a limitare il rischio di concentrazione sulla singola controparte, è rappresentato dal *Credit VaR*, ovvero la valutazione della rischiosità in termini di perdita potenziale, con un determinato livello di confidenza, associata all'intero portafoglio di crediti.

Relativamente alle controparti commerciali, ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Credit Risk Policy*), la mitigazione del Rischio avviene tramite la valutazione preventiva, l'ottenimento di garanzie e collaterali, la gestione delle compensazioni, l'ottimizzazione dei processi di sollecito e recupero del credito, nonché l'utilizzo di strumenti di monitoraggio e *reporting*. *Group Risk Management* interviene nella gestione del credito commerciale sia direttamente che indirettamente, attraverso un apposito modello proprietario, nella definizione del merito creditizio e del limite di fido dei clienti *business*, per i quali è richiesta deroga al rilascio di garanzia.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 30 giugno 2017 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 600 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non utilizzati per un totale di 32 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 545 milioni di euro. La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche mantenendo in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire alla società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Alla data odierna tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.602 milioni di euro ancora disponibili.

Rischio rispetto *covenants* su debito

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio rispetto *covenants*" del bilancio consolidato sono illustrati

nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari. Al 30 giugno 2017 il valore contabile residuo di tali finanziamenti è pari a 104 milioni di euro. Al 30 giugno 2017 non vi è infine alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di potenziali eventi che possano provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Questa tipologia di rischi riguarda tutte le attività del Gruppo, con particolare riferimento allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica.

A presidio di tali potenziali eventi di rischio il Gruppo ha posto in essere azioni di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di deposito e stoccaggio dei materiali di rifiuto volte a prevenire fenomeni di inquinamento, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di prevenzione e/o abbattimento delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni gassose, impianti di depurazione delle acque destinate agli scarichi degli impianti di produzione di energia e di trattamento rifiuti, sistemi di misurazione continua/periodica delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni. Per quanto attiene alla tematica relativa alla gestione degli invasi, con specifico riferimento alle attività di manutenzione/rimozione dei sedimenti ed ai corrispondenti possibili effetti negativi sulle acque e sul territorio locale, si evidenzia come siano in essere modalità controllate e specifiche per l'esecuzione delle operazioni di svaso volte a minimizzare gli effetti sull'ambiente.

Con riferimento alla tematica della depurazione delle acque sono in fase di valutazione interventi di miglioramento e potenziamento delle infrastrutture esistenti.

Infine si evidenzia come il Gruppo ponga particolare attenzione, nell'ambito delle attività di acquisizione di nuovi *asset*, alla eventuale presenza di "passività ambientali", vale a dire quelle situazioni di rischio o non conformità latenti connesse al funzionamento degli stabilimenti e collegate alle precedenti gestioni, al fine di porre in atto tutte le misure volte alla loro rimozione.

Il Gruppo, fortemente impegnato nella prevenzione di tali rischi, ha adottato un documento di indirizzo sulla "Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza del Gruppo A2A" che si con-

figura come lo strumento attraverso il quale viene delineato l'approccio a queste tematiche. Tale documento, ampiamente diffuso all'interno e all'esterno del Gruppo, esplicita i valori che sono alla base dell'operatività aziendale e che la Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore.

La Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza supporta altresì il vertice aziendale nella definizione delle politiche in materia, verificando la loro corretta attuazione e il rispetto delle normative applicabili in tutte le realtà e nei processi interni. Le principali attività della struttura consistono nella definizione di linee guida, nel presidio della normativa di Ambiente e Sicurezza e nella sua diffusione all'interno del Gruppo nonché nell'effettuazione di *audit* periodici, sia di conformità normativa che di rispetto delle procedure aziendali.

L'implementazione operativa della politica adottata avviene attraverso il ricorso ad un Sistema di Gestione Ambientale fatto proprio dalle entità operative del Gruppo che sono maggiormente esposte a possibili impatti diretti o indiretti. Questo sistema prevede un programma di progressiva estensione e adeguamento agli standard di certificazione ISO 14001 per le principali attività del Gruppo, nonché il conseguimento della certificazione EMAS sui principali impianti. Allo scopo di giungere ad un unico modello è in corso un'attività di revisione ed aggiornamento che permetterà a tutte le società operative del Gruppo di riferirsi ad un unico sistema di gestione integrato di Qualità, Ambiente e Sicurezza.

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto anche attraverso le Strutture Organizzative Ambiente, Salute e Sicurezza di società e di sito, che forniscono il necessario supporto a dipendenti, funzionari e *management* nel presidio degli aspetti ambientali significativi, nella presa in carico delle evoluzioni normative e nella gestione del sistema HSE (*Health Safety Environment*).

Inoltre, la struttura organizzativa *Enterprise Risk Management*, in coordinamento con le strutture organizzative Ambiente Salute e Sicurezza, dialoga con i responsabili delle *Business Units* per supportare l'individuazione e l'approfondimento degli eventuali rischi ambientali anche in attuazione della nuova norma ISO14001:2015. Come richiamato sopra, i sistemi di gestione ambientali in essere, consentono dunque di individuare e presidiare gli aspetti ambientali legati alle attività e ai processi riducendo al minimo la rischiosità in campo ambientale dovuta alle normali attività del Gruppo.

Il Gruppo è attivo inoltre nella prevenzione di situazioni anomale o eventi esterni particolari quali ad esempio le tematiche di rischio connesse al conferimento agli impianti di materiali fuori specifica. Il Gruppo attua uno stretto controllo sui materiali in ingresso agli impianti, la ricerca di sistemi di monitoraggio delle emissioni in linea con le migliori tecnologie disponibili, l'uso di metodiche di analisi con basso limite di rilevabilità e che consentono quindi la rileva-

zione di concentrazioni bassissime di microinquinanti e la scelta di materiali e tecniche per il sistema di depurazione dei fumi in grado di assorbire anche la eventuale presenza di maggiori quantità di inquinanti rispetto alle attese e di garantire quindi il rispetto dei limiti prescritti.

Un altro ambito di rischio riguarda l'eventuale strumentalizzazione di dati e informazioni ambientali che, pur senza fondamento, possono danneggiare l'immagine del Gruppo ovvero ostacolare il regolare esercizio degli impianti. A presidio di tali rischi il Gruppo attua il monitoraggio costante dei parametri ambientali sia della qualità delle acque distribuite che delle proprie emissioni, il dialogo costante con le comunità locali e con gli Enti, la pubblicazione di specifica reportistica. Il Gruppo è infatti impegnato ai vari livelli nel dialogo costante e trasparente nei rapporti con gli enti, con le comunità di riferimento e con gli *stakeholders*, anche mediante strumenti quali le Dichiarazioni ambientali (pubblicate per i siti che aderiscono al regolamento EMAS).

Altre tematiche di rischio in campo ambientale riguardano la eventuale futura introduzione di normative più restrittive che possono richiedere investimenti di adeguamento degli impianti o di revisione dei processi produttivi. Per gestire tale tema il Gruppo adotta una politica di monitoraggio dei cambiamenti normativi, di dialogo collaborativo con le istituzioni (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Regioni, ecc), nonché di partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro costituiti presso gli stessi enti. Ciò anche al fine di essere sempre in linea con le migliori tecniche disponibili in campo ambientale e di programmare in modo efficiente gli eventuali nuovi investimenti che si rendessero necessari. In tale ottica il Gruppo partecipa, ad esempio, ai tavoli di lavoro per la definizione dei BREF (*Best Available Techniques Reference Document*) per gli LCP (*Large Combustion Plants*) e per il *Waste Management*.

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali in seguito all'emanazione della Legge 68/2015 è stato completato per alcune società del Gruppo ed è in corso presso le altre società del Gruppo.

Nell'ottica di una continua evoluzione dei sistemi a presidio del rischio ambientale, il Gruppo ha dato la propria adesione al Progetto ARPA Lombardia, finalizzato a migliorare l'efficienza del sistema di controllo delle emissioni più significative anche alla luce dell'evoluzione tecnica del settore, attraverso il collegamento di tutti gli SME (Sistemi di Monitoraggio Emissioni) ad un unico centro di controllo.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale che graduale ovvero sia per eventi originati da un fatto improvviso ed imprevedibile, sia in caso di danno ambientale connaturato con l'esercizio continuativo delle attività.

Annualmente il Gruppo A2A pubblica il proprio Bilancio di Sostenibilità in cui sono riportate informazioni e dati salienti in merito agli aspetti ambientali e sociali connessi all'attività del Gruppo stesso. Il Bilancio di Sostenibilità è conforme allo standard GRI-G3.1 definito dalla *Global Reporting Initiative* e dal 2010 è asseverato dalla società di revisione.

Rischi di *information technology*

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza, la frammentazione delle piattaforme esistenti o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Struttura Organizzativa *Group ICT*.

Il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi all'interno del Gruppo, definito sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti negli esercizi precedenti, ha portato al raggiungimento di alcuni importanti obiettivi. In seguito all'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi a supporto della distribuzione già effettuata, è stato completato anche il programma di convergenza dei principali sistemi a supporto delle attività commerciali. Negli ambiti in cui si rilevano ancora situazioni di inadeguatezza e frammentazione di sistemi e piattaforme utilizzate, in conseguenza delle quali sono possibili inefficienze nell'attuazione dei processi di *business* quali ad esempio la fatturazione e la gestione del credito, si evidenzia come siano state avviate le attività volte alla definizione e successiva implementazione di piani di integrazione delle piattaforme utilizzate. Lo sviluppo ed efficientamento del complesso di sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la definizione di un generale piano strategico architetturale dedicato.

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* chiaramente definiti, dispone di una procedura di *Disaster Recovery* che, ancorché non complessivamente testata, in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), garantisce il parziale recupero dei dati e delle informazioni inerenti le attività di *business* sul CED alternativo. Si evidenzia altresì che sono attualmente presenti presidi di reperibilità di fornitori e risorse interne al Gruppo per fare fronte ad attacchi logici, attacchi virali e cadute di sistema. Inoltre sono state avviate ulteriori attività mirate ad incrementare i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT, quali l'implementazione di progetti di miglioramento infrastrutturale del CED di Brescia e l'attività di *transportation* del *Data Center* attuale di Milano presso le infrastrutture di un fornitore che garantisce elevati livelli di sicurezza ed efficienza. Si segnala inoltre la strutturazione del *Business Continuity Plan*,

volto a costituire lo strumento attraverso cui il Gruppo si prepara a far fronte a ulteriori scenari di indisponibilità dei servizi per gli ambiti ritenuti più critici; tale progetto si concretizzerà in più fasi che prevedono la presa in carico dell'infrastruttura, la sua migrazione e stabilizzazione e, infine, la revisione architetturale e messa in sicurezza dei sistemi. In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione viene prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato e sono state completate le attività che garantiscono la continuità dell'operatività per le aree *generation* ed *energy bidding*, in caso di disservizio di uno dei CED. Il Gruppo dispone inoltre di uno specifico presidio a supporto delle attività di *trading*.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, attraverso politiche interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni sensibili. Per migliorare ulteriormente il presidio in essere, è in corso l'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi; dalla suddetta attività di verifica, si procederà con l'implementazione dei profili finalizzata al rafforzamento degli aspetti di sicurezza per i sistemi informativi più critici. In linea con questa attività sono previsti, in progressiva adozione, strumenti di *Identity Management* e *Access Control*, volti a garantire un sempre più efficace presidio del trattamento di informazioni critiche per il *business* nonché ulteriori sistemi di controllo degli accessi presso i CED del Gruppo. È stato istituito un *team* dedicato alla prevenzione e al monitoraggio degli attacchi informatici ai sistemi aziendali e sono state acquisite specifiche soluzioni applicative per la gestione e il controllo della sicurezza informatica.

Ad ulteriore presidio di tale specifica problematica di rischio, il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessments* interni ed esterni. È infine stato elaborato un *masterplan* pluriennale di iniziative di sicurezza, approvato dall'Alta Direzione, in cui sono definite le azioni da condurre per migliorare progressivamente il livello di maturità della sicurezza sino a renderlo adeguato ai servizi di *business* erogati dal Gruppo. In tale ottica sono state predisposte specifiche *policy* relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*.

Inoltre è in fase di attuazione un piano di supporto centralizzato, in ambito ICT di Gruppo, dei sistemi per il monitoraggio, controllo infrastrutturale e dei processi industriali (quali ad esempio i sistemi e le reti SCADA) che, in ragione di una sempre più spinta integrazione con i sistemi "IT" (*Information Technology*) risultano potenzialmente esposti a rischi di sicurezza ed integrità.

Si segnala, infine, che sono in fase di valutazione coperture assicurative specifiche per l'ambito ICT volte alla mitigazione dei potenziali danni indiretti in esito all'indisponibilità di sistemi ed applicativi nonché di quelli collegati a violazioni ed intrusioni nei sistemi aziendali.

Con riferimento a Linea Group Holding, acquisita nella seconda metà del 2016, le principali tematiche di rischio ICT sono riferibili a possibili inefficienze nel processo di fatturazione collegate all'inadeguatezza dei sistemi di *CRM* e *Billing*, alla indisponibilità degli applicativi *core* a causa dell'assenza di un sistema di *disaster recovery*, a problematiche relative alla gestione delle reti di distribuzione per carenze dei sistemi informativi a supporto. A presidio di queste tematiche ad oggi si è proceduto a definire un *ICT Risk Framework* ed una *ICT Risk Matrix* dedicati, grazie ai quali sono stati mappati gli applicativi informatici esistenti nel Gruppo LGH ed individuati i controlli attesi per giungere ad un contenimento del rischio residuo.

Rischio salute e sicurezza

Il Gruppo opera in un contesto di *business* eterogeneo, caratterizzato da una forte componente tecnologica e dalla presenza di personale sul territorio e sugli impianti.

Alcune attività del Gruppo, per loro natura, sono maggiormente connotate dal rischio di infortuni "tipicamente professionali" legati ai servizi operativi sul territorio e allo svolgimento di servizi tecnici e di attività presso gli impianti.

Attraverso la Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza (che prevede un programma di adeguamento al Sistema di Gestione della Sicurezza dei lavoratori a norma ISO 14001 e OHSAS 18001) le misure di prevenzione adottate mirano ad un obiettivo di "rischio zero", promuovendo una costante crescita dei livelli di sicurezza nell'ambiente di lavoro. In particolare, in tale ottica, è in avvio l'utilizzo di ulteriori modelli di valutazione del rischio Ambiente, Salute e Sicurezza a livello di singolo impianto.

Al fine di armonizzare gli obiettivi di sicurezza e protezione all'interno delle società del Gruppo e di monitorare il rispetto di tali norme anche da parte delle ditte appaltatrici, sia in fase di pre-qualifica che in fase di esecuzione dei lavori sui cantieri, è stata costituita una struttura centrale del Servizio di Prevenzione e Protezione nell'ambito della Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza. In tal senso è attualmente in fase di ulteriore sviluppo il modello di controllo degli appalti in materia di salute e sicurezza.

È previsto il progressivo potenziamento del presidio organizzativo che, tra le altre attività, svolge ispezioni specifiche volte a monitorare il rispetto delle procedure di attuazione delle normative in materia, nonché attività di aggiornamento formativo del personale. A questo proposito sono stati definiti piani di formazione specifici per ogni ruolo e incarico aziendale ed è stata avviata l'erogazione di tali corsi di formazione. Inoltre sono in fase di attuazione e progressiva estensione programmi di formazione "*Leader in Health and Safety – LiHS*", che prevedono a tutti i livelli un coinvolgimento emozionale sul tema della sicurezza e la diffusione della cultura della sicurezza tramite persone leader individuate all'interno delle aree operative.

Prosegue il progetto di revisione dell'attuale modello organizzativo basato sulla definizione di linee guida, metodologie, strumenti e controlli forniti dalla Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza e coadiuvati dal supporto di specifiche funzioni Ambiente, Salute e Sicurezza interne ad ogni società e dal coinvolgimento attivo delle strutture operative.

È infine in programma, nell'ottica di miglioramento continuo del presidio, un processo di revisione dell'attuale modello di gestione della sorveglianza sanitaria dei dipendenti svolto attraverso l'ausilio di un'*équipe* di medici competenti dislocati territorialmente che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale. Si prevede nell'ambito di tale processo di revisione di sviluppare specifici strumenti di analisi e *reporting* relativi alle risultanze delle attività di sorveglianza sanitaria.

A supporto del processo di miglioramento continuo della sicurezza è stato messo a punto un Sistema di analisi e controllo su incidenti e infortuni. Tale sistema è attivo presso le principali società del Gruppo e prevede la predisposizione di una reportistica periodica che, attraverso indicatori specifici ed informazioni sempre più dettagliate, fornisca un supporto nell'individuazione delle cause e delle azioni correttive e di mitigazione di incidenti ed eventi infortunistici.

Maggiori informazioni sulla gestione della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro sono disponibili, con indicatori di *performance* e ulteriori dettagli, nell'annuale Bilancio di Sostenibilità del Gruppo A2A.

In ambito sicurezza una ulteriore tematica è quella collegata ai rischi di incolumità per i dipendenti che operano a contatto con il pubblico e/o cittadini per esempio in attività legate al recupero della morosità, ai controlli sulla correttezza della raccolta differenziata, alle sostituzioni/distacchi di contatori. Per gestire tali rischi il Gruppo svolge attività di formazione specifica del proprio personale.

Ulteriori potenziali rischi per il Gruppo sono riferibili a possibili incidenti nell'ambito della gestione degli impianti semaforici e di pubblica illuminazione che coinvolgessero personale della azienda ovvero persone terze. A mitigazione di tale tematica di rischio sono state pianificate attività di sostituzione dei circuiti elettrici più vetusti, campagne di verifica e, ove necessario, sostituzione dei sostegni di maggiore età, ed è stata completata l'attività di implementazione di nuovi sistemi di telecontrollo dei punti di illuminazione.

Gestione
responsabile
della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità

Negli ultimi anni i temi riguardanti lo sviluppo sostenibile sono stati al centro delle agende politiche dei più importanti *leader* mondiali, mossi da una sempre più diffusa consapevolezza e dalla pressione dell'opinione pubblica.

Nel novembre 2015 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha istituito il Comitato per il Territorio e la Sostenibilità e ha deciso di attuare un impegnativo programma di *Corporate Social Responsibility*, fondato su 4 pilastri: pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità e graduale trasformazione dello stesso in *Report Integrato*; definizione di una Politica e di un Piano di Sostenibilità e conseguente introduzione di obiettivi di sostenibilità nel sistema di incentivazione del *management*; estensione del modello di coinvolgimento degli *stakeholders* basato su forum *multistakeholder* e bilanci di sostenibilità territoriali; sviluppo di programmi di formazione interna finalizzati al consolidamento di un approccio condiviso alla sostenibilità.

Il 15 maggio 2017 l'Assemblea degli azionisti di A2A ha approvato il primo Bilancio Integrato del Gruppo, redatto prendendo a riferimento l'*Integrated Reporting Framework* (IR Framework), delineato dall'*International Integrated Reporting Council* (IIRC). Il documento fa riferimento ai principi del «*Sustainability Reporting Guidelines G4*» del *Global Reporting Initiative* (GRI) e dell'*Electric Utilities Sector Supplement – G4 Standard Disclosure*.

L'adesione ai principi del *Report Integrato* comporta l'obiettivo di illustrare il processo con cui un'organizzazione crea valore nel tempo. È stato quindi scelto di dare al bilancio una struttura che segua la logica dei capitali, cioè le variabili che determinano la creazione di valore. Attraverso l'analisi dei capitali che influenzano e sono influenzati dalle attività della Società, A2A vuole comunicare in modo chiaro l'integrazione esistente e necessaria tra gli aspetti economici e quelli sociali e ambientali nei processi decisionali aziendali, ma anche nella definizione della strategia, nella *governance* e nel modello di *business* del Gruppo.

Nel documento, inoltre, è stato inserito il monitoraggio delle azioni del Piano di Sostenibilità 2016 – 2020, che definisce, insieme alla Politica di Sostenibilità, le linee strategiche del Gruppo per il raggiungimento degli obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite del 2030.

È proseguita, nei primi mesi del 2017, l'attività di ascolto degli *stakeholder* con il forum Ascolto di Milano, tenutosi il 30 gennaio 2017. L'obiettivo è stato raccogliere idee e proposte di chi vive quotidianamente la città per renderla migliore, più vivibile ed efficiente. Per la prima volta, tutti i cittadini hanno potuto partecipare a questa sfida, grazie ad una piattaforma *web* (www.forumascaltoa2a.eu) appositamente dedicata, sulla quale è stato possibile caricare idee, votarle, condividerle e commentarle anche su Facebook. Dai lavori della giornata sono nate 9 idee, mentre sulla piattaforma *on line* A2A ha ricevuto 42 proposte. Sulla base di una valutazione della fattibilità delle proposte e del valore condiviso generato, A2A ha sviluppato progetti su quattro aree di intervento: mobilità, decoro urbano, illuminazione pubblica e lotta allo spreco alimentare.

A maggio si sono conclusi due progetti nati dal forum Valtellina dello scorso anno: il progetto Scuola Energetica, per promuovere il tema dell'efficienza energetica in alcuni istituti tecnici della provincia di Sondrio e l'inaugurazione della Ciclovia dell'Energia, la nuova pista panoramica di ciclo-*trekking* che attraversa gli impianti idroelettrici di A2A della zona.

Prosegue il progetto di responsabilità sociale, Banco dell'energia, promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM, in collaborazione con Fondazione Cariplo. Sono stati selezionati i 36 progetti ammessi alla seconda fase del bando congiunto, promosso da Fondazione Cariplo e dal Banco dell'energia Onlus, con la finalità di contribuire ad alleviare e contrastare la povertà e la vulnerabilità sociale, tramite interventi in grado di intercettare precocemente le persone e le famiglie fragili e favorire la loro riattivazione attraverso misure personalizzate. Tra le idee progettuali selezionate saranno individuati gli interventi che riceveranno il contributo degli enti promotori, pari complessivamente a 2 milioni di euro.

Attestazione del
bilancio semestrale
abbreviato ai sensi
dell'art. 154-*bis*
comma 5 del
D.Lgs. 58/98

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-*bis* comma 5 del D.Lgs. 58/98



Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-*bis* comma 5 del D.Lgs. 58/98

1. I sottoscritti Luca Camerano, in nome e per conto dell'intero Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., e Andrea Eligio Crenna, in qualità di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di A2A 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 semestrale abbreviato nel corso del primo semestre del 2017.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- 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 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.

Milano, 31 luglio 2017

Luca Camerano
(per il Consiglio di Amministrazione)

Andrea Eligio Crenna
(Dirigente preposto alla redazione dei
documenti contabili societari)

A2A S.p.A.

Sede legale:
Via Lamarmora, 230
25124 Brescia
Tel. +39 030 3553.1
Fax +39 030 3553.204

Sede direzionale e amministrativa:
Corso di Porta Vittoria, 4 - 20122 Milano
Tel. +39 02 7720.1 • Fax +39 02 7720.3920
E-mail info@a2a.eu • PEC a2a@pec.a2a.eu
Web www.a2a.eu

Capitale Sociale euro 1.629.110.744,04 i.v.
codice fiscale, partita IVA e n. iscrizione
Registro Imprese Brescia 11957540153
REA Brescia n. 493995

Relazione della Società di Revisione



A2A S.p.A.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017

**Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato
semestrale abbreviato**



EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
A2A S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 30 giugno 2017, dal conto economico consolidato, dal prospetto di conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato per il periodo chiuso a tale data e dalle relative note illustrative della A2A S.p.A. e controllate (Gruppo A2A). 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 A2A al 30 giugno 2017 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.

Richiamo d'informativa

Richiamiamo l'attenzione sul paragrafo "Altre informazioni - Operazioni IFRS 3 Revised" delle note illustrative che descrive le ragioni per le quali gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, nonché i conseguenti effetti. Le nostre conclusioni non contengono rilievi con riferimento a tale aspetto.

Milano, 2 agosto 2017

EY S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 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 Pubblicata 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